

**NORGES HANDELSHØYSKOLE**  
Bergen, våren 2008

**Masterutredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Økonomisk styring**  
**Veileder: Professor Øystein Gjerde**



Blackford Dolphin

# **Analyse av bransjen for offshore boretjenester og fundamental verdsettelse av Fred. Olsen Energy**

av

**Rune Fuglevik**

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

## Sammendrag

Denne avhandlingen består hovedsaklig av en fundamental verdsettelse av konsernet Fred. Olsen Energy. Dette gjøres ut fra perspektivet til en diversifisert investor som opererer i det norske markedet

For å få et grunnlag for en fundamental verdsettelse av konsernet, gjøres det først en grundig strategisk analyse av bransjen for offshore boretjenester og relevante makroforhold. Deretter utledes selskapets strategiske posisjon.

I tillegg utgjør investorbasert normalisering og analyse av regnskaper et viktig utgangspunkt for den påfølgende verdsettelsen.

Den fundamentale verdsettelsen benytter en regnskapsbasert modell som fokuserer på totalkapitalen. For å komme frem til verdien av selskapet, diskonteres utarbeidete prognoser på fremtidige kontantstrømmer med et relevant avkastningskrav. Verdien av egenkapitalen finnes ved å trekke fra netto finansiell gjeld.

Sensitivitetsanalyser og enkel komparativ verdsettelse gjennomføres for å vurdere resultatet av den fundamentale verdsettelsen.

Det konkluderes til slutt med en salgsanbefaling på selskapets aksjer.

## Forord

Min motivasjon for å skrive en avhandling innen fundamental verdsettelse er i all hovedsak todelt.

For det første har jeg hatt et ønske om å tilegne meg mer kunnskap om oljerelatert virksomhet. I den forbindelse så jeg det som en interessant utfordring å se nærmere på rigggbransjen og konsernet Fred. Olsen Energy. Dette konsernet er en veletablert aktør i bransjen, og jeg fikk dermed mulighet til å se hvordan lønnsomheten varierer med endrete markedsforhold. I tillegg så jeg det som spennende hvordan et relativt modent selskap står rustet til å møte konkurransen fra et stort antall moderne rigger som nå er under bygging.

For det andre hadde jeg et ønske om å bedre mine kunnskaper innenfor verdsettelsesfaget. Denne avhandlingen ble således min siste sjanse til å oppnå dette i løpet av studietiden. Verdsettelse krever kunnskaper fra flere felt innen økonomifaget, og en slik oppgave ga meg dermed muligheten til å benytte mye av det jeg har lært som student ved Norges Handelshøyskole.

Avhandlingen fokuserer på å benytte kunnskaper fra strategisk analyse, regnskapsfag og finans til å gjennomføre en verdsettelse basert på fundamentale forhold.

Arbeidet med avhandlingen har bidratt til å øke mine kunnskaper innen flere økonomiske fagområder, men har også gitt en etterlengtet mulighet til å benytte allerede opparbeidet kompetanse til et praktisk formål.

# Innholdsfortegnelse

<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>1</b>
<b>FORORD .....</b>	<b>2</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>3</b>
<b>1.0 OM OFFSHORE BORING .....</b>	<b>5</b>
<b>2.0 STRATEGISK ANALYSE .....</b>	<b>7</b>
2.1 INNLEDNING.....	7
2.2 RAMMEVERK FOR STRATEGISK ANALYSE.....	8
2.3 EKSTERN BRANSJEORIENTERT ANALYSE .....	9
2.3.1 Markedsavgrensning .....	9
2.3.2 Inndeling av bransjen i segmenter .....	10
2.3.3 Modell for ekstern bransjeorientert analyse .....	11
2.3.4 Rivalisering blant aktørene i markedet for offshore boretjenester .....	13
2.3.5 Faren for substitutter.....	19
2.3.6 Kunders forhandlingsmakt.....	20
2.3.7 Leverandørers forhandlingsmakt .....	22
2.3.8 Faren for nyetableringer .....	24
2.4 ANALYSE AV MAKROFORHOLD.....	25
2.4.1 Situasjonen i den globale økonomien .....	25
2.4.2 Noen viktige norske makrotall .....	27
2.4.3 Politiske forhold.....	29
2.4.4 Om oljeprisen.....	30
<b>3.0 OM KONSERNET FRED. OLSEN ENERGY.....</b>	<b>34</b>
3.1 OM ORGANISERING OG HISTORIE .....	34
3.2 OM VIRKSOMHETSOMRÅDENE .....	35
3.2.1 Offshore boring og relaterte tjenester .....	35
3.2.2 Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester.....	38
3.3 INTERN STRATEGISK ANALYSE .....	38
3.3.1 Rammeverk for intern analyse .....	39
3.3.2 FOE sin strategiske posisjon .....	39
<b>4.0 BEARBEIDING OG ANALYSE AV REGNSKAPER.....</b>	<b>42</b>
4.1 RAMMEVERK FOR BEARBEIDING OG ANALYSE.....	42
4.2 PRESENTASJON AV HISTORISKE REGNSKAPER.....	43
4.3 OMGRUPPERING AV REGNSKAPENE .....	45
4.3.1 Omgruppering av avsatt utbytte fra gjeld til egenkapital .....	46
4.3.2 Kartlegging av "dirty surplus" og fullstendig nettoresultat .....	46
4.3.3 Utskilling av unormale poster.....	46
4.3.4 Utskilling av driftsposter kontra finansieringsposter .....	49
4.4 ANALYSE AV KREDITTRISIKO .....	52
4.4.1 Likviditetsrisiko.....	52
4.4.2 Soliditet .....	56
4.4.3 Syntetisk rating .....	58
4.5 HISTORISKE AVKASTNINGSKRAV.....	59
4.5.1 Kapitalverdimodellen .....	60
4.5.2 Risikofrie renter .....	61
4.5.3 Markedets risikopremie .....	61
4.5.4 Betaverdier .....	62
4.5.5 Egenkapitalkrav .....	64
4.5.6 Finansielle krav .....	64
4.5.7 Netto driftskrav .....	66
4.6 ANALYSE AV LØNNSOMHET .....	66
4.6.1 Egenkapitalrentabilitet .....	67
4.6.2 Driftsrentabilitet .....	68
4.6.3 Virkning av finansiell gearing.....	69

4.6.4 Oppsummering av lønnsomhetsanalysen.....	71
<b>5.0 FUNDAMENTAL VERDSETTELSE AV FRED. OLSEN ENERGY.....</b>	<b>73</b>
5.1 RAMMEVERK FOR FUNDAMENTAL VERDSETTELSE.....	73
5.2 VALG AV BUDSJETTERINGSPERIODE .....	74
5.3 BUDSJETTERING AV FREMTIDIG KONTANTSTRØM FRA DRIFTEN.....	77
5.3.1 Fremtidige driftsinntekter.....	77
5.3.2 Fremtidige lønnskostnader .....	87
5.3.3 Prognose på andre driftskostnader .....	89
5.3.4 Prognose på EBITDA.....	91
5.3.5 Endring i vekstrelatert arbeidskapital.....	92
5.3.6 Normaliserte investeringer .....	94
5.3.7 Oppsummering av prognose på kontantstrømmer.....	96
5.4 AVKASTNINGSKRAV .....	96
5.4.1 Avkastningskrav til egenkapitalen.....	97
5.4.2 Avkastningskrav til finansiell gjeld .....	99
5.4.3 Beregning av WACC .....	100
5.5 PROGNOSE PÅ VEKST .....	101
5.6 VERDIEN AV SKATTEMESSIGE EIENDELER .....	102
5.7 VERDIEN AV SELSKAPETS EGENKAPITAL.....	102
5.8 SENSITIVITETSANALYSE .....	104
5.8.1 Sensitivitet for endring i EBITDA .....	104
5.8.2 Sensitivitet for endring i avkastningskrav.....	106
5.8.3 Sensitivitet for endring av vekstfaktor .....	108
<b>6.0 VERDSETTELSE VED HJELP AV MULTIPLIKATORMODELLER .....</b>	<b>109</b>
6.1 KORT OM KOMPARATIV VERDSETTELSE.....	109
6.2 VERDSETTELSE AV FOE VED HJELP AV MULTIPLIKATORER.....	109
<b>7.0 KONKLUSJON OG HANDLINGSSTRATEGI .....</b>	<b>112</b>
<b>KILDER.....</b>	<b>113</b>

## 1.0 Om offshore boring

For å gjennomføre en strategisk analyse vil det være både nyttig og nødvendig med en viss innsikt i de operasjoner og utstyr man vil bli presentert for når man studerer bransjen nærmere.<sup>1</sup> Denne innsikten vil også være av verdi for den senere analysen og verdsettelsen av konsernet Fred Olsen Energy. I det følgende kommer jeg derfor med en kort presentasjon av hvordan offshore oljeboring fungerer, og hvilke typer installasjoner som benyttes til dette. Fra nå av vil jeg med begrepene ”rigg”, ”borerigg” og ”oljerigg” mene installasjoner som benyttes til offshore boring dersom annet ikke er nevnt.

Med oljerigg, eller borerigg, menes en installasjon med utstyr og personell for boring (leting, kartlegging eller utvinning) etter olje eller andre petroleumsforekomster. Boreriggen er på ingen måte en ny oppfinnelse, men det gjøres fremdeles nye teknologiske forbedringer. Dette gjør at riggene blir mer anvendelige både når det gjelder hvilke havdybder de kan brukes på, og hvilke klimatiske forhold de tåler. I tillegg ser vi en forbedring i boreriggenes effektivitet. Et godt eksempel på dette er de to Aker H-6e riggene som Aker Kværner Stord har bygget på oppdrag for Aker Drilling.

Offshore borerigger blir ofte delt inn i ulike typer etter hvilke egenskaper de har. Typiske egenskaper man legger vekt på i den sammenheng er havdybdekapasitet, mobilitet, stabilitet og hvor godt installasjonene tåler klimatiske utfordringer. Nedenfor presenteres hovedgrupper av offshore borerigger:

- **Fastmonterte boreinstallasjoner** er som man kan forstå av navnet fastmonterte på havbunnen. De er derfor å regne som meget stabile, men har i realiteten ingen mobilitet. Oljefeltene bør derfor være av en viss størrelse og drivverdige over lang tid før det blir aktuelt å benytte seg av slike installasjoner.
- **Oppjekkable rigger**, også kalt jack-up rigger, er mobile enheter som flyter under transport, men står på havbunnen når boringen utføres. Dette er mulig ved at benene på installasjonene kan løftes og senkes. Når riggen skal gjøres klar til boring senker man benene ned til havbunnen, og selve riggen løftes over havoverflaten slik at denne blir mindre utsatt for bølger under boringen. Kombinasjonen av mobilitet og ben som står på havbunnen medfører imidlertid at slike rigger kun kan brukes på steder med begrenset havdybde, og da maksimalt

dybder på rundt 450 fot. Oppjekkbarer rigger blir videre delt inn etter hvor stor dybdekapasitet de har, i tillegg til at det finnes enkelte typer som kan operere under vanskeligere klimatiske forhold.

- **Halvt nedsenkbare rigger**, kalt semi submersible på engelsk, er flytende borerigger. De kan benyttes på dypt vann i tillegg til å være mobile. Benene er laget for å holde riggen flytende, men samtidig være tunge nok til å virke stabiliserende. Ved å bruke sjøvann som ballast kan installasjonen senkes når boringen skal foretas, og man oppnår bedre stabilitet. Riggene holdes vanligvis på plass ved ankring, men det finnes i tillegg en teknologi kalt for dynamisk posisjonering som gir bedret dybdekapasitet. Vi ser i dag at halvt nedsenkbare rigger kan operere på havdybder over 10 000 fot, og noen nybygg er til og med ment for dybder på 12 000 fot..
- **Boreskip** har, i motsetning til de andre riggene vi har nevnt, en fordel i at de kan forflytte seg effektivt med egen motorkraft. En fordel med skipene er at de kan ha tank for oppbevaring av utvunnet olje. Boreskip benytter seg enten av ankring eller dynamisk posisjonering. De kan ha meget god havdybdekapasitet, faktisk helt ned til 12 000 fot.
- **Tenderrigg** er normalt en innretning ment for å bistå en borerigg i sitt arbeid. Den kan være både oppjekkbar, halvt nedsenkbare eller permanent stående på havbunnen.

## 2.0 Strategisk analyse

### 2.1 Innledning

Selve kjernen innen fagområdet strategi er forståelsen for bedrifters og bransjers lønnsomhet.<sup>ii</sup> Lønnsomhetsforskjeller kan dekomponeres i forskjeller mellom bransjer, i tillegg til variasjon innen bransjene. Videre er det vanlig å se på årsakene til lønnsomhetsforskjeller med hensyn til verdiskapningsevner, og deretter hvor mye av verdiene selskapet selv klarer å kapre. Det vil si at fortjenesten til et selskap, i tillegg til grad av konkurranse i bransjen, i stor grad avhenger av hvor mye av verdiskapningen som beholdes i forhold til hva leverandører og kunder legger beslag på. Et selskaps strategi dreier seg om hvordan de klare å benytte sine ressurser og aktiviteter for å oppnå varige konkurransefortrinn. Konkurransefortrinn foreligger når selskapet har bedre avkastning enn gjennomsnittet i bransjen.

En mer matematisk tilnærming av et selskap sin strategiske posisjon er å se på to forskjellige måletall:

- Merrentabilitet er et mål på hvor mye egenkapitalrentabiliteten overstiger egenkapitalkravet, og således et mål på strategisk fordel.
  - $Merrentabilitet = egenkapitalrentabilitet - egenkapitalkrav = ekr - ekk$
- Strategisk risiko er et mål på muligheten for å oppnå lavere egenkapitalrentabilitet enn forventet
  - $Strategisk\ risiko = Var(ekr) = E((ekr - ekk)^2)$

For å forstå både historiske og fremtidige lønnsomhetsforskjeller er strategisk analyse et kraftfullt hjelpemiddel. Den kunnskapen man tilegner seg gjennom strategiske analyser er avgjørende når en finansanalytiker skal gjennomføre verdsettelse av selskaper. Det gjelder å få inngående kunnskaper om den bransjen aktuelle selskaper er en del av, og få et grunnlag for å forstå historiske regnskapstall og å budsjettere fremtidige kontantstrømmer. Dette gjør at mange analytikere spesialiserer seg på enkelte bransjer.

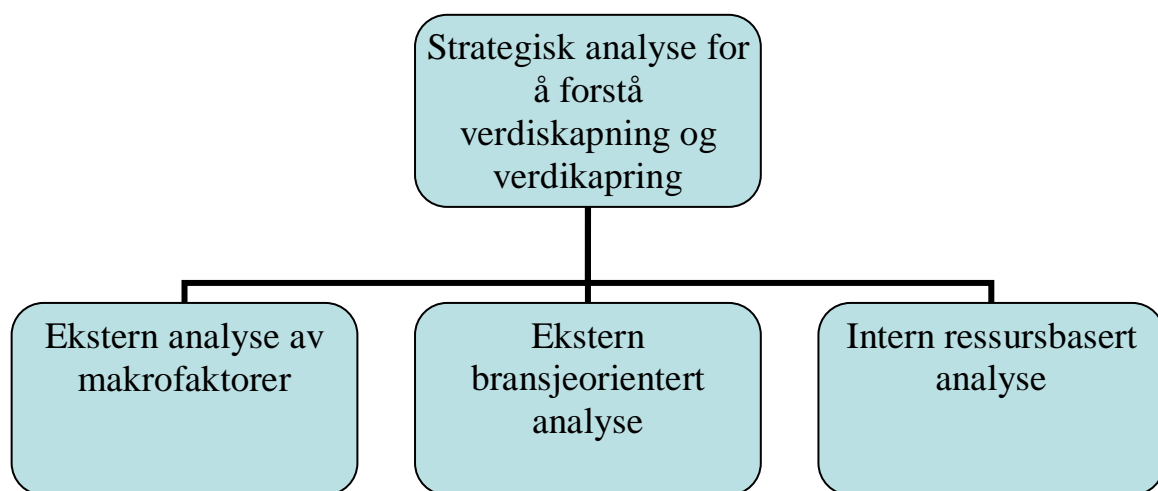
Teorien som er knyttet til strategifaget er i stor grad basert på et bedriftsinternt perspektiv, og er ment som hjelp til å utvikle og implementere riktige strategier. Dette medfører at man som



finansanalytiker til en viss grad må bruke verktøyer som ikke er laget ut fra en investors perspektiv, men at man må forsøke å tilpasse disse for bruk til verdsettelse av selskaper.

## 2.2 Rammeverk for strategisk analyse

Med utgangspunkt i det som til nå er sagt om dekomponering av lønnsomhetsforskjeller, presenterer jeg nå et rammeverk for gjennomføring av en strategisk analyse. Figuren under gir en oversikt over fremgangsmåten.



**Figur 2.1** Rammeverk for strategisk analyse

For å få den nødvendige forståelsen av hvordan verdier fordeles mellom ulike aktører i bransjen, trenger vi bransjeorienterte modeller. Slike analyser kalles også for ekstern analyse dersom de gjennomføres med utgangspunkt i et enkelt selskap. Ekstern analyse må gjennomføres på bakgrunn av en markedsavgrensning som hjelper oss med å definere bransjen vi studerer.

For å få en forståelse for et enkelt selskap sin evne til å kapre verdier som skapes i bransjen, gjøres det en såkalt intern analyse. Denne tar sikte på å avdekke bedriften sin konkurransevne, og ikke minst om det foreligger grunnlag for varige konkurransefortrinn. Analysen kan gjennomføres ved å fokusere på selskapets ressurser og kapabiliteter, og om noen av disse kan ventes å medføre varige konkurransefortrinn. Det er særlig innen intern analyse at strategifaget sitt bedriftsinterne fokus kan skape vanskeligheter. Som

finansanalytikere må man i utgangspunktet benytte seg av offentlig tilgjengelig informasjon. Mangelen på intern informasjon gjør det dermed vanskelig å gjennomføre en grundig intern analyse.

Det må også tas hensyn til at lønnsomhet kan påvirkes av en rekke makrofaktorer som ikke alltid kan utredes gjennom de metoder som er nevnt ovenfor. Slike faktorer må identifiseres, og deres konsekvenser for bransje og selskap må utredes dersom vi skal oppnå en fullverdig strategisk analyse.

Jeg vil på det sterkeste minne om at en investororientert analytiker sitt viktigste formål med den strategiske analysen er å skaffe et utgangspunkt for å vurdere *fremtidig lønnsomhet*, og man bør hele tiden ha dette i tankene når man gjennomfører analyser.

Jeg vil i det følgende foreta analyser på bransjenivå, og deretter av makroforhold. Analysen av Fred. Olsen Energy vil bli gjennomført etter en presentasjon av selskapet. Den strategiske analysen kompletteres derfor med kapittel 3.3.2.

## **2.3 Ekstern bransjeorientert analyse**

### **2.3.1 Markedsavgrensning**

En bransje bør defineres med hensyn på hva som er kundenes behov. Vi ønsker derfor å lete etter produkter som er nære substitutter til hverandre med hensyn til tilfredsstillelse av kundebehov.

Når oljeselskapene ønsker å lete etter olje og gass, utrede eksisterende funn, eller drive utvinning fra et felt, har de behov for borenheter som kan bidra til dette arbeidet. Mye av arbeidet er av en karakter som gjør at det kun er behov for en boreinnretning på samme sted i et begrenset tidsrom. I en slik situasjon vil det være uhensiktsmessig og kostbart å benytte seg av permanente innretninger. Dette gjør at olje- og gasselskaper har behov for å leie inn mobile borenheter, og en rekke selskaper i verden tilbyr i dag slike tjenester.

I dette tilfellet vil jeg avgrense meg til å kun se på markedet for offshore boreenheter, da det åpenbart trengs ulike innretninger for boring på land og offshore. Selskapet jeg senere skal se nærmere på driver kun med offshore boring

Resonnementet ovenfor avgrenser den bransjen som det skal fokuseres på videre. *Bransjen for offshore boretenester med mobile enheter* defineres dermed som de aktører som ved hjelp av mobile enheter tilbyr offshore boretenester til olje- og gasselskaper. Disse enhetene kalles også for rigger eller bore-rigger. Uttrykket riggmarkedet, eller riggbransjen, blir dermed også benyttet som et tilnærmet synonym for den definerte bransjen. Analysen kommer ikke til å omfatte tenderrigger.

### **2.3.2 Inndeling av bransjen i segmenter**

Selv om bransjen som skal analyseres videre nå er definert, kan det være nyttig å dele denne ytterligere inn i segmenter. Denne inndelingen kan gjøres både med hensyn til ulike typer boreenheter som alle opererer innen samme bransje, men også på grunnlag av geografiske områder. I tillegg vil det være fornuftig å skille mellom boring på ulike havdybder.

Når det gjelder ulike typer av mobile offshore boreenheter finner jeg det mest hensiktsmessig å fokusere på følgende typer for å holde meg innenfor markedsavgrensningen:

- Oppjekkbare rigger (Jack-ups)
- Halvt nedsenkbare rigger (Semi submersibles eller bare Semi)
- Boreskip

Markedet for tenderrigger blir som nevnt ikke vurdert i denne analysen.

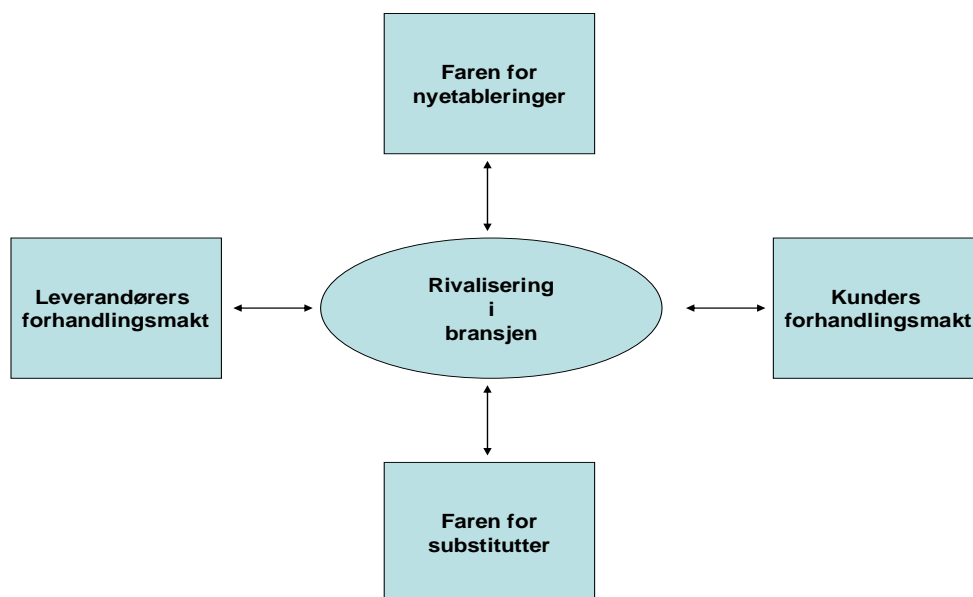
Selv om de offshore boreenhetene jeg her ser på er mobile, kan det likevel være kostbart å flytte disse over større havområder. I tillegg kan det være noe ulike behov for boreinnretninger i forskjellige geografiske områder. Dette gjør at man kan se prisforskjeller på offshore boretenester i ulike deler av verden. Det vil også være mulig å se forskjellig utnyttelsesgrad på kryss av geografiske segmenter. Jeg velger her å skille mellom følgende geografiske segmenter:

- Det nordlige Atlanterhavet, og da særlig Nordsjøen.
- Afrika
- Den Mexikanske- og Amerikanske Gulfen
- Sør-Amerika
- Fjerne Østen.
- Midtøsten

Det er også gunstig å dele inn behovet for offshore boretenester etter hvor store havdyp boringen skal foregå på. Her er det mulig å gjøre en rekke kategoriseringer, men dette kan også være med på å komplisere bildet av bransjen unødige. Jeg velger imidlertid å skille ut, og se noe nærmere på, markedet for dypvannsboring. Med boring på dypt vann menes her havdybder på mer enn 5000 fot. Denne utskillingen har blant annet utgangspunkt i den senere verdsettelsen av Fred. Olsen Energy.

### 2.3.3 Modell for ekstern bransjeorientert analyse

Det kanskje vanligste verktøyet ved analyse av bransjer er Porters Five Forces (P5F), og jeg vil også benytte meg av dette verktøyet i det følgende. Modellen er gjengitt i figuren nedenfor.



**Figur 2.2** Porter Five Forces (Kilde: Porter, 1980)

P5F sitt utgangspunkt er at avvik fra frikonkurranse skaper positiv avkastning i en bransje. Fem ulike konkurransekrefter (gjengitt i figuren) gjennomgås systematisk for å danne et bilde av hvordan verdier fordeles mellom aktørene som preger bransjen. Dess større forhandlingsmakt ulike aktører besitter, eller dess sterkere trusler aktører er mot andre aktører sin lønnsomhet, dess vanskeligere vil det være å tilegne seg en stor bit av den samlede verdiskapningen i bransjen som skal fordeles.

*Faren for nyetableringer* er typisk avhengig av om det er store etableringsbarrierer i bransjen, og om de eksisterende selskapene i markedet kan vise til høy lønnsomhet.. Nyetablering kan typisk forventes å skje dersom inntrengernes forventede profitt er større enn de irreversible investeringene som vil kreves. Ved nyetableringer vil normalt bransjens verdiskapning måtte deles på flere aktører, i tillegg til at et større antall bedrifter i bransjen vil medføre økt rivalisering innad i bransjen.

*Leverandørers forhandlingsmakt* påvirker et selskap sin lønnsomhet ved at det man må betale ressursene som trengs i virksomheten er avhengig av hvilken makt leverandørene er i besittelse av. Problemet er særlig stort når man har behov for knappe ressurser som det er stor etterspørsel etter, eller om markedet for en ressurs er kontrollert av monopoler. Man må også regne med at leverandøren øker sin forhandlingsmakt dersom han tilbyr noe som er kritisk for at kunden skal kunne opprettholde sin virksomhet.

*Kunders forhandlingsmakt* vil typisk øke, og være ødeleggende for lønnsomheten, dersom kundene har flere alternativer å velge mellom. Det samme gjelder dersom kunden er eneste kjøper av et produkt eller en tjeneste. En kombinasjon av disse to scenarioene vil medføre monopsoni, og kundens forhandlingsmakt vil være dominerende. Dersom kunden i tillegg har lave byttekostnader ved å gå over til en annen leverandør, vil hans stilling styrkes ytterligere. Kundens forhandlingsmakt vil også kunne være stor dersom han har muligheten til å utføre vertikal integrasjon. Ved å selv kunne produsere eller fremskaffe den ressursen som trengs, vil prisene kunne presses ned.

*Faren for substitutter* truer en virksomhets lønnsomhet ved at kunder kan tilfredsstille sine behov gjennom at et substitutt kan erstatte bransjens egne produkter og tjenester. Dette vil typisk medføre at bransjen opplever en lavere etterspørsel, og følgelig økt rivaliseringen som

kan medføre lavere priser. Som følge av et substitutt er det også en fare for at bransjen må øke kvalitet eller ytelse på sine produkter for å kunne være konkurransedyktige. Dette kan ofte medføre en markant kostnadsøkning.

*Rivalisering i bransjen* sier noe om konkurranstrykket mellom de ulike etablerte aktørene innad i bransjen. Dess kraftigere rivaliseringen er, dess mer av verdiskapningen vil kundene kunne kapre gjennom konsumentoverskudd. Rivaliseringen skjer i hovedsak i tre dimensjoner. Det er mulig å si svært mye om alle disse dimensjonene, men jeg velger å kun presentere disse kort for ikke å plage leseren med overdreven presentasjon av teori.

- Priskonkurranse ser vi oftest i markeder med flere eller mange aktører, og når produktene er å anse som homogene.
- Kvalitetskonkurranse er mest aktuelt når produktene er relativt heterogene, og det er mulig å drive differensiering.
- Kapasitetskonkurranse forekommer typisk når bedriftene ikke har insentiver til å kutte pris. Slike insentiver er gjerne fraværende når bedriftene allerede har full kapasitetsutnyttelse, da kutting av pris ikke kan medføre økt salg. I en slik situasjon må bedriftene tilpasse seg ved å velge det kvantum som gir høyest profitt.

Jeg vil i det følgende gjennomføre strategiske bransjeorienterte analyser for bransjen for offshore boretjenester, og begynner med å se på rivalisering.

#### **2.3.4 Rivalisering blant aktørene i markedet for offshore boretjenester**

Offshore oljeutvinning startet så smått i den Mexicanske Gulven allerede i 1947, og den første ordentlige produksjonen i Nordsjøen kom i gang i 1960-årene.<sup>iii</sup> Man kan derfor hevde at markedet for offshore boring er et relativt modent marked. Samtidig har det vært, og er fremdeles, kontinuerlig utvikling av teknologien i bransjen. Et eksempel på dette er Aker Drilling sine nye 6. generasjons borerigger spesialtilpasset arktiske områder.<sup>iv</sup>

Ved et søk på Internet etter selskaper som tilbyr tjenester innen denne bransjen finner man en rekke selskaper av ulik størrelse. En del selskaper har kun en eller noen få rigger, mens noen aktører er meget store. I tabellen nedenfor presenteres noen av riggtilbyderne i dagens marked sortert etter antall rigger i besittelse. I tillegg viser jeg et estimat på markedsandel ut fra min

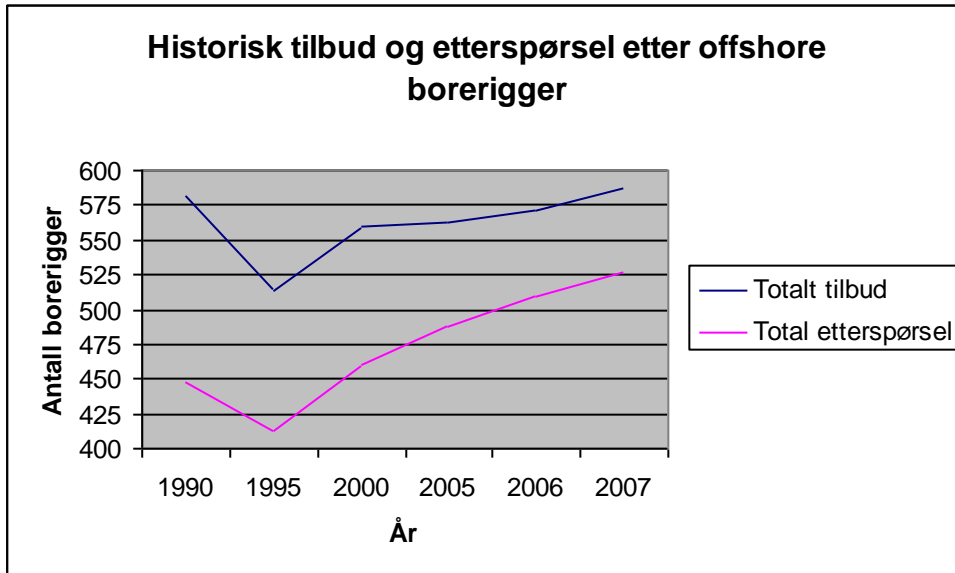
definisjon av bransjen. Det bemerkes at dette er basert på totalt antall rigger, og ikke rigger under kontrakt. Totalt antall borerigger i verden rapporteres pr. 21.5.2008 til å bestå av 689 enheter.<sup>v</sup> Tabellen er basert på bearbeidet materiale, og omfatter boreenheter av typen jack-up, halvt nedsenkbare enheter og boreskip.<sup>vi</sup> Den kan ikke forventes å være helt eksakt, blant annet fordi informasjonen fra ulike kilder kan stamme fra noe forskjellige tidspunkt. Jeg har forsøkt å luke ut boreenheter som ikke er å anse som aktuelle for oppdrag i fremtiden, men har tatt med rigger som er under bygging.

<b>Selskap</b>	<b>Flåtens størrelse</b>	<b>Estimert markedsandel</b>
Transocean Inc.	142 enheter	Ca 20,6 %
Noble Drilling	58 enheter	Ca 8,4 %
ENSCO	51 enheter	Ca 7,4 %
Diamond Offshore	46 enheter	Ca 6,7 %
Pride International	43 enheter	Ca 6,2 %
Seadrill	21 enheter	Ca 3,0 %
Fred Olsen Energy	8 enheter	Ca 1,2 %
Ocean Rig	2 enheter	Ca 0,3 %
Andre selskaper	318 enheter	Ca 46,2 %
Sum	689 enheter	100 %

**Tabell 2.1** Oversikt over noen aktører i markedet for offshore boretjenester (Kilder: Rigzone og ODS-Petrodata)

Tabellen viser at amerikanske Transocean Inc. er den desidert største aktøren i markedet, og de styrket denne posisjonen gjennom en fusjon med et annet stort selskap, Global SantaFe, i 2007. Dette kan anses som et tegn på konsolidering i bransjen. Imidlertid har det også kommet til en del nye aktører som er med på å opprettholde en viss fragmentering. Eksempler på slike selskaper som det kan være verdt å merke seg er Aker Drilling, Skeie Drilling & Production og Standard Drilling. Jeg vil derfor anse bransjen for å være relativt fragmentert for øyeblikket, men ser faren for at en konsolidering kan oppstå ved ytterligere fusjoner eller oppkjøp. Mange av de nye aktørene i bransjen er relativt uerfarne, og en del nybygg har vært av spekulativ art. Dette kan medføre en del oppkjøp i tiden fremover. I tillegg kan det urolige finansmarkedet vi i dag står ovenfor skape problemer for en del nye aktører. På litt sikt vil bransjen derfor antas å modnes ytterligere, og en konsolidering vil kunne bli uunngåelig. Dette vil trolig forsterkes ved eventuelle nedgangstider i bransjen.

Som allerede nevnt, vil konkurransetrykket i en bransje ofte være avhengig av etterspørselsforholdene i markedet. Nedenfor presenteres derfor etterspørsel og tilbud av rigger sett under ett over en gitt periode.



**Figur 2.3** Historisk tilbud og etterspørsel etter offshore boreenheter (Kilde: R.S. Platou Offshore)

Figuren viser totalt tilbud og etterspørsel etter offshore borerigger fra 1990 til 2007. Legg merke til at grafen ikke har samme skala over hele den horisontale aksene, men går over fra fem til ett års intervaller fra 2005. Det bør også bemerkes at totalt tilbud omfatter rigger ute av drift grunnet opplag, verkstedsopphold eller transport. Dette gjør at markedet må regnes for å være noe trangere enn hva som kommer frem i figuren. Figuren viser at vi tidlig på nittitallet hadde et stort overskuddstilbud av rigger, og at dette minket noe gjennom tiåret. Dette kan blant annet ha sammenheng med at nittitallet var preget av nærmest fraværende investeringer i bransjen.<sup>vii</sup> Utover inneværende tiår ser vi imidlertid at gapet er blitt noe mindre, og at etterspørselen har steget raskere enn tilbudet.

Gjennom media, og bransjen selv, får vi også bekreftet at balansen mellom tilbud og etterspørsel etter offshore boretenester er svært trang. Dette kan vi også se gjennom estimater for årets og neste års marked i tabellen nedenfor. Prognosene er utarbeidet av ODS-Petrodata.<sup>viii</sup>



	Slutten av 2008	Juni 2009	Slutten av 2009
Markedsført tilbud av borerigger	638	675	709
Etterspørsel etter borerigger	637	690	678
Markedsoverskudd av borerigger	1	-15	31

**Tabell 2.2** Prognoser for fremtidig tilbud og etterspørsel i riggmarkedet (Kilde: ODS-Petrodata)

Legg merke til at man her definerer tilbud som de rigger selskapene markedsfører aktivt for oppdrag. Dette gir oss et noe bedre inntrykk av hvor trangt riggmarkedet forventes å være den neste tiden. Periodevis vil vi trolig se underskudd av mobile offshore boreenheter i markedet, og generelt må det den nærmeste tiden antas et atskillig strammere marked enn det vi har sett store deler av de siste 15-20 årene.

Inntrykket av et trangere marked forsterkes også av å se på utviklingen for dagratene som riggselskapene mottar fra sine kunder. Generelt kan vi si at disse har ligget på meget høye nivåer de siste par årene, og at det for tiden inngås langtidskontrakter til det man som riggselskap må anse som uvanlig gode dagrater. For øyeblikket er derfor rivaliseringen mellom etablerte aktører i bransjen å se på som moderat når man fokuserer på pris som viktigste faktor. Dette er i tråd med teorien om at priskonkurranse er lite hensiktsmessig ved stor kapasitetsutnyttelse.

Det konkurreres for øyeblikket altså lite på pris mellom riggselskapene, og vi ser at investeringene i bransjen har begynt å øke betraktelig. I tillegg er det tydelig at det er et relativt stort fokus på fylling av nisjer og segmenter i markedet. Blant annet bygges det rigger til bruk i arktiske områder, og dypvannsegmentet anses som stadig mer attraktivt.

Rivaliseringen i bransjen ser dermed for tiden ut til å omfatte kapasitetskonkurranse og en viss grad av differensiering når det observeres underskuddstilbud.

Bransjen for offshore oljeboring er imidlertid å regne som syklisk da den i stor grad er avhengig av olje- og gasselskapene sin aktivitet. Etterspørselen etter olje er på sin side i stor grad avhengig av konjunkturforholdene verden står ovenfor. Større aktivitet og vekst medfører som kjent at behovet for energi også øker. Basert på dette er det ikke særlig overraskende at bransjen for offshore oljeboring ikke alltid har vært like attraktiv som det vi

kan få inntrykk av at den er i dag. I tider med betydelig overskuddstilbud i bransjen har man observert at aktørene har konkurrert med pris som det åpenbart mest markante virkemiddelet.

Vi kan på bakgrunn av analysen ovenfor konkludere med at bransjen for offshore oljeboring ser ut til å være utsatt for sterk rivalisering med hensyn på pris under tider med lav kapasitetsutnyttelse i bransjen. Når markedet er strammere ser det imidlertid ut til at konkurransen også skjer på grunnlag av kapasitet og differensiering, og at priskonkurransen dermed blir mindre betydningsfull.

Oljeprisen har den siste tiden vært meget høy, og det finnes som vi senere skal se indikasjoner på at dette kan vedvare en god stund. En høy oljepris gjør det mer aktuelt for oljeselskapene å ta på seg større kostnader ved å utvinne olje. Dette gjelder for eksempel drifting av felt som ligger på dypt vann (mer enn 5000 fot), og ikke minst ytterligere letevirksomhet. Mange av feltene under utvikling ligger også på dypt vann.<sup>ix</sup> Denne utviklingen har medført et større fokus på segmentet for dypvannsrigger, og både etterspørsel og dagrater har vist en markant stigning.<sup>x</sup> Etter hvert som man får mer erfaring med slik virksomhet er det også sannsynlig at kostnadene vil gå noe ned, og det kan dermed være rom for at de gode tidene fortsetter innen segmentet selv om oljeprisen skulle synke noe. Behovet for dypvannsenheter har også gjort at det for tiden er stor byggevirksomhet på dette området. I skrivende stund er det 63 dypvannsenheter under bygging, medregnet både boreskip og halvt nedsenkbare rigger.<sup>xi</sup> Det vil si at alle boreskip, og alle semier foruten fire, er det vi må kalle dypvannsrigger. For tiden har de fleste av disse nybyggene allerede sikret seg lengre kontrakter, og det ser således ikke ut til at de vil få problemer med å bli absorbert i markedet. Siden dypvannsriggene i stor grad er nye innretninger er de også utstyrt med gode tekniske løsninger som gjør de svært effektive. Dette gjør at de trolig vil være i stand til å kunne konkurrere godt i markedet for ordinære rigger dersom dypvannsmarkedet mot formodning skulle svekkes.

Stort sett har det vært relativt få boreskip i verden. Boreskip er teknisk avanserte og er stort sett tilpasset boring på meget dypt vann. Svært mange av disse skipene kan brukes på vanndybder på opp mot 10 000 fot. I tillegg bygges det nå flere skip med kapasitet på 12 000 fot.<sup>xii</sup> For øyeblikket er det 24 skip under bygging, og dette er å anse som en betydelig økning i verdens flåte av slike rigger. På noen år vil vi ha sett nær en dobling av antallet. Jeg forventer at disse skipene vil være lønnsomme investeringer i tiden fremover, og begrunner dette med forventinger om et sterkt marked for boring på dypt vann. Skipene må imidlertid

konkurrere med en økende flåte av halvt nedsenkbare rigger innen samme segment. Antageligvis kan boreskip profitere noe på sin suverene mobilitet.

Innen segmentet for halvt nedsenkbare rigger ser vi at det bygges mange nye enheter.<sup>xiii</sup> Flertallet av disse er tilpasset boring på dypt vann. Segmentet har vært preget av både høy utnyttelsesgrad av riggene og høye dagrater.<sup>xiv</sup> Prognoser fra ODS-Petrodata tyder på at dette vil fortsette den nærmeste tiden.<sup>xv</sup> Relativt moderne enheter med stor dybdekapasitet har tidligere ofte også blitt foretrukket på mellomdypt vann. Dette siden disse moderne riggene gjerne er mer effektive. Det økte fokuset på dypvannsaktivitet har imidlertid gjort at mange enheter er satt inn i dypvannsarbeid. Dette har gjort at flere tradisjonelle semier er satt inn i arbeid på mellomdypt vann, og dermed har man også her opplevd høy utnyttelsesgrad av riggene. Dermed er også dagratene å betrakte som gode. Med økt fokus på dypvannsaktivitet forventer jeg derfor et sterkt fremtidig marked for halvt nedsenkbare rigger de nærmeste årene. Ved en generell nedgang i aktiviteten vil de eldre riggene trolig måtte gi tapte for nye moderne boreenheter som er mer effektive.

Konklusjonen angående flytere vil dermed være at markedet blir trangt de nærmeste årene. Samtidig vil vi på lang sikt trolig se en økning i kapasiteten som vil medføre en normalisering av markedet. Når vi på nytt vil oppleve at syklusen går mot bunnen forventer jeg at det på nytt vil bli overskuddstilbud av flytere. I slike tider vil det være de mest moderne riggene som oppnår kontrakter.

Segmentet for oppjekkable rigger er det klart største innen riggmarkedet. Det eksisterer relativt mange selskaper som eier slike rigger, og vi ser større grad av fragmentering enn gjennomsnittet i bransjen.<sup>xvi</sup> Gjennomsnittsalderen på verdens flåte er høy, da flertallet av riggene er bygget på 70- og 80-tallet. Riggene har som nevnt noe beskjedne dybdekapasitet, og er derfor ikke like anvendelige som mange andre rigger. Likevel har den generelle oppgangen i etterspørsel medført at også dagratene for jack-ups til tider har vært høye. Ved høye oljepriser er det rimelig å anta at dette segmentet også vil være lønnsomt i tiden fremover. Samtidig bygges det for tiden 70 nye oppjekkable rigger, og det kan stilles spørsmål ved om etterspørselen er stor nok til å absorbere alle disse nybyggene.<sup>xvii</sup> På den annen side kan en lavere eller stagnert etterspørsel bli håndtert med å kondemnere eldre enheter. Jeg vil likevel forvente at jack-up segmentet vil oppleve noe lavere utnyttelsesgrad

enn flytende boreenheter. Denne antagelsen styrkes av at det er oljefelt som ligger under grunt vann som først vil gå tomme.

Selv om riggene vi her omtaler er mobile enheter, er det likevel en relativt langtekkelig prosess å flytte enheter over større områder. I tillegg kan det være en kostbar operasjon å gjøre dette. Dermed er det naturlig at vi får geografiske segmenter i bransjen. Nedenfor nevner jeg noen hovedpunkter angående geografiske områder som kan være fornuftige å merke seg. Disse er basert på data fra ODS-Petrodata<sup>xviii</sup> Generelt er som nevnt riggmarkedet stramt for øyeblikket, og forventes å være det også i tiden fremover. Noen områder ser imidlertid ut til å kunne få en svært høy etterspørsel, og med sannsynlig underskudd på rigger.

- Petrobras (Brasil) sin store aktivitet gjør at det særlig innen dypvannsegmentet ser ut til å bli underskudd av boreenheter i Sør-Amerika den neste tiden.
- Markedet for flytere forventes også å bli trangt i områdene rundt Vest-Afrika.
- I store deler av Asia ser vi også en høy etterspørsel, men det er kortsiktige kontrakter som dominerer. Unntaket er i India der det inngås langsiktige kontrakter.
- I Midtøsten ser man et kraftig underskudd på oppjekkbare rigger den neste tiden, og nybygg burde lett kunne absorberes her.
- Uro i Nigeria har medført et lite overskudd av oppjekkbare rigger utenfor Afrika, men dette forventes å endre seg ved en eventuell slutt på urolighetene.
- I tillegg kan det nevnes et overskudd av jack-ups i andre deler av Asia.
- I nordlige deler av Atlanterhavet, blant annet Nordsjøen, er investeringsviljen stor. Riggmarkedet er her meget stramt. Kontraktene på norsk sokkel er av langsiktig art, mens det i britisk del av Nordsjøen nærmest er et spotmarked med korte kontrakter.

### **2.3.5 Faren for substitutter**

Faren for substitutter i bransjen for offshore boretenester er avhengig av om olje- og gasselskapene kan erstatte sine behov på andre måter. Det er imidlertid vanskelig å se at offshore boretenester i fremtiden skal kunne utføres av noe annet enn mobile boreenheter. Eneste mulighet ville i så fall være økende bruk av permanente innretninger. Dette ville imidlertid blitt en så dyr løsning for de fleste praktiske formål at jeg ser det som svært lite sannsynlig. Faren for at substitutter for mobile offshore boreenheter må derfor anses som neglisjerbar.

Det bør bemerkes at rigger som tilhører ulike segmenter vil kunne erstatte hverandre i fremtiden, men dette kan ikke anses som substitusjon ut fra den definisjonen som gjelder for bransjen i denne analysen. Slike tilfeller komme derfor inn under punktet rivalisering.

Den eneste faren for at behovet for offshore boretjenester skal forsvinne er således at olje og gass erstattes av andre energikilder, eller at verdens offshore olje- og gassreserver tar slutt. Der imidlertid ikke å anse som sannsynlig de nærmeste tiårene. Det ville heller ikke vært å se på som substitusjon da det i realiteten hadde vært et resultat av endret etterspørsel etter kundenes produkter.

### 2.3.6 Kunders forhandlingsmakt

Kundene som bransjen for offshore boretjenester står ovenfor er normalt olje- og gasselskaper. Innen oljebransjen finnes det både aktører som er å regne som giganter selv uten å ta bransjemessige hensyn, men det finnes også en rekke mindre oljeselskaper. Flere av oljeselskapene er blant verdens største selskaper.<sup>xix</sup> Et eksempel på et lite oljeselskap er norske DNO. Nedenfor har jeg utarbeidet en tabell over noen av de mest markante kundene som riggbransjen, slik vi har definert den, står ovenfor. Oversikten viser også hvor mange rigger de for tiden benytter.<sup>xx</sup>

Selskap	Antall rigger
Pemex (NOC)	38
Petrobras (NOC)	38
ONGC (NOC)	27
Chevron	26
Total	23
Shell	22
BP	22
StatoilHydro	17
ExxonMobil	11
ConocoPhillips	6

**Tabell 2.3** Noen markante kunder i markedet for mobile offshore boreinnretninger (Kilde: Rigzone)

Selskapene merket NOC er statlige selskaper, og de opererer i all hovedsak i landets egne farvann. I oversikten har jeg også tatt med rigger som selskapet selv eier. Av de selskapene jeg her har tatt med er det kun de statlige som eier egne rigger (semi, jack-up, boreskip). Særlig Petrobras og ONGC har en hel del rigger blant sine eiendeler. Likevel kan det være interessant å stille spørsmål ved om oljeselskapene i fremtiden vil satse på vertikal integrering ved å gå til anskaffelse av mobile borerigger. Dersom markedet over tid fortsetter å være så trangt som vi for øyeblikket ser, kan dette være en mulighet. Anskaffelse av borerigger krever imidlertid store investeringer, og vil medføre kapitalbinding dersom behovet for borerigger skulle synke. I og med at markedet er syklisk forventer jeg derfor at oljeselskapene vil vegre seg for å ta slike skritt, men ser heller ikke fullstendig bort fra muligheten.

Ut fra et helhetsperspektiv forventer jeg derfor ikke særlig grad av vertikal integrering. Dette baserer seg også på at det for tiden bygges mange nye boreenheter, og at prisene på nybygg dermed er høye. Likevel kan muligheten for vertikal integrering brukes i forhandlingene med riggselskapene, og dermed forhindre unormalt høye dagrater over tid.

En del av oljeselskapene må forventes å ha en viss grad av forhandlingsmakt i form av sin størrelse, og muligens også via trusler om vertikal integrasjon. Selv om det også er en del små aktører i oljebransjen, har det også vært enkelte sammenslåinger og dermed en grad av konsolidering. Videre konsolidering i oljebransjen kan derfor medføre at enkelte aktører øker sin forhandlingsmakt. På kort sikt ser jeg likevel ikke grunnlag for å tro at vi de neste årene vil se en konsolidering av oljebransjen som direkte vil kunne påvirke nivået på dagrater. Dette blant annet siden flere oljeselskaper er markante aktører med stolte tradisjoner og lokal tilhørighet.

Den viktigste faktoren som bestemmer kundenes forhandlingsmakt ovenfor riggbransjen ser ut til å være etterspørselsforholdene. Det vil si at vi med dagens stramme marked ser at dagratene er presset opp og at oljeselskapenes forhandlingsmakt er uvanlig lav. Under tidligere perioder med lav etterspørsel etter rigger, som for eksempel på store deler av nittitallet, så vi imidlertid at oljeselskapene kjøpte offshore boretjenester til lave rater. Lønnsomheten til riggselskapene led også under dette. Det vil si at vi vanskelig kan se for oss høye dagrater over lang tid når vi tar bransjens sykliske natur i betraktning.

Den høye oljeprisen som for tiden råder gjør at oljeselskapene har stor aktivitet, og etterspørselen i riggmarkedet er derfor høy. Dette forventes imidlertid å forandre seg ved en eventuell nedgang i oljeprisen, eller etter hvert som flere felt tas ut av produksjon. Høy pris gjør imidlertid at flere felt blir drivbare, og at letevirkosomheten øker. Konklusjonen blir således at oljeselskapenes forhandlingsmakt avhenger av etterspørselsforhold som igjen i stor grad avgjøres av oljeprisen. Nøkkelen er dermed å vite noe om fremtidig oljepris. Derfor vil jeg senere gjøre en egen analyse rundt denne. Jeg vil imidlertid påpeke at økte investeringer i riggmarkedet i form av flere nybygg på litt sikt kan gjøre at vi vil se et noe mindre stramt marked.

Ved høye oljepriser blir det mer lønnsomt for oljeselskapene å utvide sin produksjon. Dette gjør at områder som er svært dyre å utvikle og drifte vil bli mer attraktive. Behovet for komplisert utstyr vil samtidig kunne øke. Dette gjelder for eksempel når man skal operere på store havdyp eller i værharde områder. Selv om teknologien i riggbransjen har utviklet seg, er det langt færre boreenheter som kan utføre slike kompliserte operasjoner enn hva vi har av mer primitive innretninger. Selv om også etterspørselen etter enkle oppjekkbare - og halvt nedsenkbare rigger øker ved høye oljepriser, er kapasiteten her langt større, og prisene kan ikke presses like markant opp. Når det for eksempel gjelder dypvannsegmentet vil det trolig ta noe tid å utvikle den kapasitet som trengs for å dekke etterspørselen, og det kan forventes at oljeselskapenes forhandlingsmakt på dette området vil være heller svak med oljepriser opp mot dagens nivå. Det er imidlertid et relativt stort antall boreenheter beregnet på svært dypt vann under bygging.

### **2.3.7 Leverandørers forhandlingsmakt**

Lønnskostnader utgjør normalt en stor andel av riggselskapene sine samlede driftskostnader, og ansatte er derfor å betrakte som viktige leverandører. Et overblikk over noen selskapers årsrapporter viser at lønnskostnadene typisk utgjør 30 – 40 prosent av driftskostnadene.

Bransjens høye aktivitet har gjort at kompetent arbeidskraft har blitt en knapp ressurs.

Riggbransjen opplevde under nedgangstidene på deler av nittitallet, og begynnelsen av dette tiåret, en konsolidering som også medførte at kapasitet ble lagt ned. Følgelig måtte også store mengder arbeidskraft forlate bransjen. Med den økte aktiviteten vi har sett den siste tiden har behovet for arbeidskraft eskalert, og byggingen av nye boreenheter forsterker dette behovet. Mangelen på kompetent arbeidskraft medfører også at det må læres opp nytt personell. Dette

er både tidkrevende og kostbart. Tilbyderne av arbeidskraft til riggselskapene står derfor i en sterk forhandlingsposisjon i dagens situasjon. Behovet for arbeidskraft til de nybyggene som skal stå ferdig de nærmeste årene vil etter mitt syn være med på å forsterke denne utfordringen for selskapene. Jeg forventer derfor at bransjen vil måtte betale for sin økende aktivitet i form av høyere lønninger de nærmeste årene. Etter dette antar jeg at lønnsveksten blir noe flatere grunnet absorbering av nybyggene i markedet. I tillegg er det en viss fare for at markedet vil bli noe mindre stramt, særlig grunnet lavere etterspørsel etter oppjekkable rigger, og dette vil også kunne dempe trykket i lønnskostnader noe.

Arbeidstakerne er normalt godt organisert, og dette gjør at det er en vanskelig oppgave for selskapene å kutte i lønningene under dårlige tider. Eneste metode for å få ned lønnskostnadene blir dermed oppsigelser. Å si opp arbeidere blir bare aktuelt ved et lavt aktivitetsnivå, da rigger som må legges i opplag ikke har behov for personell.

Ved å se på eksempler på hvordan prisene har utviklet seg for nye borerigger den siste tiden, kan vi få inntrykk av hvilken forhandlingsmakt verftene som leverer nybygg er i besittelse av. Tabellen nedenfor viser noe av denne utviklingen.<sup>xxi</sup>

	1990	1995	2000	2005	2006	2007
Dypvanns Semi	\$160 mill	\$200 mill	\$320 mill	\$520 mill	\$630 mill	\$660 mill
Jack-Up 350 fot	\$63 mill	\$72 mill	\$95 mill	\$175 mill	\$185 mill	\$190 mill

**Tabell 2.4** Historiske utvalgte priser på nybygg av offshore boreenheter (Kilde: R.S. Platou Offshore)

Vi ser tydelig at prisene har vært økende dette tiåret. Under investeringstørken som tidligere var i dette markedet, er det rimelig å anta at antall aktører som var i stand til å levere boreinnretninger sank. Dermed oppleves det en begrenset kapasitet når etterspørselen etter nye rigger så stiger. Dette har trolig bidratt til at prisene på nybygg er såpass høye. Bransjens sykliske natur gjør selvsagt også sitt til at man ser investeringstopper i gode tider. Under slike investeringstopper vil verftskapasitet være en knapp faktor, og verftene vil ha meget stor forhandlingsmakt. I tillegg er det på verdensbasis relativt få verft som kan utføre slike oppdrag, og markedet domineres av noen store asiatiske aktører.<sup>xxii</sup> Verftsmarkedet er nemlig atskillig mer konsolidert med tanke på boreinnretninger enn det som eksempelvis gjelder for de fleste typer skip. Dersom investeringstoppen nå er nådd for riggbransjen kan det imidlertid



forventes at veftenes forhandlingsmakt vil synke to til tre år frem i tid. Ved et høyt aktivitetsnivå i riggmarkedet vil det også være større behov for vedlikehold av fartøyene. Dette medfører at mange verft opplever en økt etterspørsel og således styrker sin stilling ovenfor riggselskapene.

Når det gjelder leverandører av annet utstyr, og vedlikehold av dette, finnes det noen dominerende aktører som må anses å ha en betydelig markedsmakt. De ulike segmentene innen dette markedet er rimelig konsoliderte, og tendensen har vært økende. Blant annet har National Oilwell Varco gjennomført en rekke fusjoner og oppkjøp. Innen hvert segment ser vi et håndknippe dominerende aktører. Jeg forventer derfor at leverandører av slikt utstyr og tilhørende tjenester vil ha en vedvarende stor forhandlingsmakt, og særlig under tider med høye investeringer i riggbransjen.

### **2.3.8 Faren for nyetableringer**

Som allerede nevnt ser riggmarkedet til å være inne i en periode med både høy etterspørsel og gunstige dagrater. Mange av aktørene tjener dermed gode penger. En slik situasjon gjør det fristende å etablere seg for nye aktører. Vi har også de siste årene sett at en rekke nye riggselskaper har kommet til. Det kan blant annet nevnes selskaper som Aker Drilling, Songa Offshore og Petrojack. Felles for de nye selskapene er at de er å anse som små aktører, og at de er med på å fragmentere bransjen.

Selv om riggbransjen kan virke fristende for eventuelle nyetablerere, finnes det en rekke etableringsbarrierer av stor betydning. Anskaffelse av boreenheter er svært dyrt, og vil kunne by på finansieringsproblemer (se tabell 2.4). For uerfarne aktører vil det være vanskelig å skaffe tilstrekkelig med kapital. Situasjon er kanskje ekstra problematisk i dag ved at verftene stort sett har fulle ordrebøker, og dermed er det vanskelig starte flere nybygg. Den høye aktiviteten gjør også at det vil være vanskelig å skaffe seg rigger gjennom annenhåndsmarkedet. I tillegg gjør det stramme arbeidsmarkedet for riggarbeidere at det vil vær utfordrende å rekruttere mannskap til nye rigger. Uerfarne aktører kan lettere frykte at de ikke står frem som attraktive arbeidsgivere. Dersom man likevel klarer å etablere seg er det faktisk ikke sikkert at den kortsiktige risikoen er særlig stor, da det den nærmeste tiden bør gå greit å selge moderne rigger. Dermed kan det være fristende å etablere seg av mer spekulative

årsaker. Ved lavere aktivitet i markedet kan det imidlertid tenkes at utgangsbarrierene vil øke noe i form av lavere priser på riggene.

På grunnlag av vanskelighetene med å finne verftskapasitet forventer jeg derfor at vi i fremtiden vil se at det etablerer seg færre nye aktører i riggmarkedet, og at faren for nyetableringer derfor vil være avtakende. En vanskelig arbeidskraftsituasjon vil etter mitt syn forsterke denne tendensen. Det vil særlig være lite trolig med nyetablerere som kan bli store nok til å inneha særlig markedsrett. For øyeblikket ser det ut til at nybyggene som er startet opp blir absorbert i markedet, og jeg forventer at dette vil holde seg for de fleste segmenter de neste par årene. Nybygg kan imidlertid medføre stor overskuddskapasitet ved fremtidige nedgangstider for bransjen. Det har allerede versert oppkjøpsrykter en tid i bransjen, og jeg vil særlig forvente større grad av oppkjøp og fusjoner ved eventuelle nedgangstider.<sup>xxiii</sup>

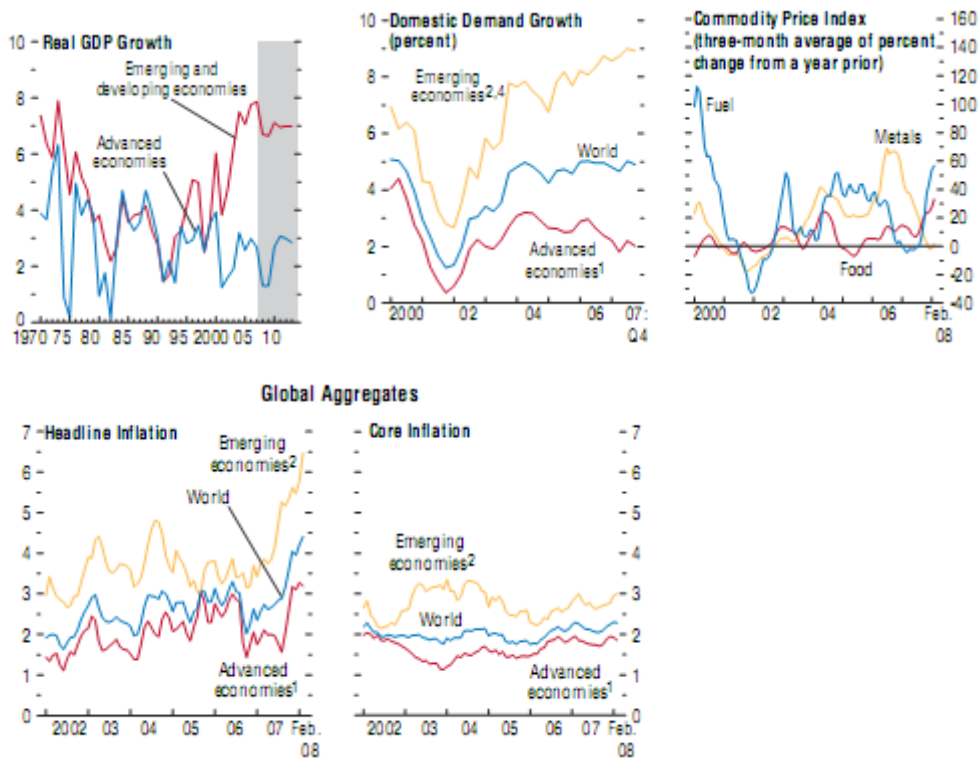
## **2.4 Analyse av makroforhold**

En bransjeorientert analyse kan ikke alene forklare verdiskapningen i riggmarkedet. Dette gjelder særlig siden vi snakker om en syklisk og konjunkturavhengig bransje. Jeg vil derfor videre gjøre noen analyser av de makroforhold jeg anser som viktigst for offshore borebransjen. Det må bemerkes at jeg kun har grunnleggende kompetanse innen makroøkonomi, og derfor i stor grad må støtte meg på informasjon fra andre kilder.

### **2.4.1 Situasjonen i den globale økonomien**

Ved en global oppgangskonjunktur øker behovet for energi, og dermed også etterspørselen etter olje. Dette medfører også økt etterspørsel etter offshore boretjenester. Globale konjunkturmessige forhold er derfor viktig for offshore borebransjen sine utsikter.

De forventningene som presenteres i det følgende er i hovedsak basert på International Monetary Fund (IMF) sine analyser og prognoser.<sup>xxiv</sup>



**Figur 2.4** Et utvalg figurer fra World Economic Outlook fra IMF

IMF forventer de neste årene at den økonomiske veksten vi vil se i 2008 kommer til å avta noe i industrialiserte land. Dette gjelder også i U-land. Vi må likevel forvente en fremdeles høy vekst i U-landene, med estimater på rundt 7 %. Den globale veksten vil trolig ligge på rundt 3,5 %. Tallene forventes å endre seg lite i 2009.

Den forventede nedgangen i global vekst skyldes hovedsaklig at finanskrisen i USA har merkbare konsekvenser for den globale økonomien. USA antas å få en mild resesjon inneværende år, med en bedring i 2009. Situasjonen har medført en svak dollarkurs og lave renter i USA. Såkalte kriseløsninger er satt i gang av amerikanske myndigheter, men mange stiller spørsmål ved om dette ikke er å utsette en uunngåelig korreksjon. En amerikansk resesjon vil normalt få konsekvenser for den globale økonomien, og en lavere etterspørsel i USA medfører gjerne lavere eksport fra mange land. Det ser likevel ut til at utviklingslandene er blitt noe mer robust mot vanskeligere markeder i Vesten.

Utviklingslandene har klart å integrere seg bedre i den globale økonomien, og det er ingen indikasjoner på at dette vil endre seg. Disse landene vil den nærmeste tiden fortsette å ha en vekst over deres langsiktige potensial, men må dermed på lang sikt også forvente en lavere

vekstrate enn dagens. De får imidlertid en stor utfordring i å balansere inflasjonspress og fremtidig vekst. Heldigvis ser vi at stadig flere land er i stand til å føre en ansvarlig økonomisk politikk. Dette medfører at vekstratene er justert noe ned på grunn av håndteringen av inflasjonspresset

Av risikofaktorer for verdensøkonomien er finanskrisen blant de mest markante, og det vil være viktig å få kontroll over situasjonen. I tillegg ser vi en kraftig vekst i råvarepriser som virker inflasjonsdrivende i store deler av verden. Mange land bør derfor akseptere noe lavere vekst for å kontrollere inflasjonen.

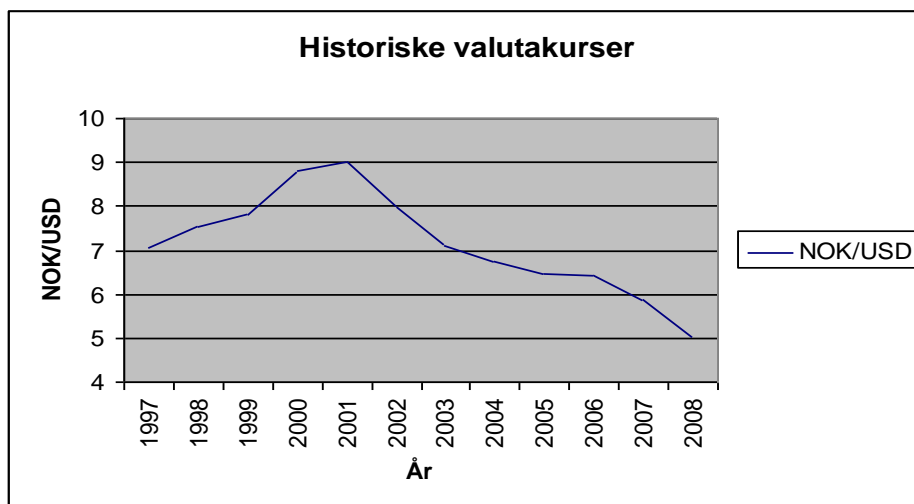
På sikt må vi med en velferdsøkning i mange utviklingsland, som blant annet Kina, India og land i Latin-Amerika, forvente en økt global etterspørsel. Vi kan likevel ikke forvente at vekstfaktoren skal holde seg på dagens nivå over tid. Det kan virke uunngåelig at prisene på mange varer vil stige på grunnlag av den økte etterspørselen, men produksjonsvekst kan selvsagt være med på å bremse en slik utvikling.

Jeg er av den oppfatning at vi de nærmeste årene vil se at flere utviklingsland fortsetter sin betydelige økonomiske vekst. Med folkerike land som Kina og India i spissen, er det rimelig at dette også vil påvirke energietterspørselen. Dette er blant annet begrunnet med en eksplosiv økning av bilparken i Kina. Utviklingen taler for en mulig permanent høy oljepris dersom verden ikke produserer mer energi, eller vi blir mer energieffektive. På sikt er det lite trolig at det ikke vil bli tilført mer produksjonskapasitet i oljemarkedet. Når oljeselskapene viser til så høy profitt som de for øyeblikket har, vil det være unaturlig om ikke dette trekker til seg flere aktører. Det må også forventes økning i investeringene blant de etablerte oljeselskapene. En økning i produksjonskapasiteten vil imidlertid ta tid, og dette kan medføre et underskuddstilbud av olje en god stund fremover. Forbrukere av energi vil heller ikke kunne akseptere skyhøye priser uten å foreta seg noe. Dette taler for et større fokus på energieffektivitet, men også her vil det ta noe tid før vi vil se merkbare endringer.

#### **2.4.2 Noen viktige norske makrotall**

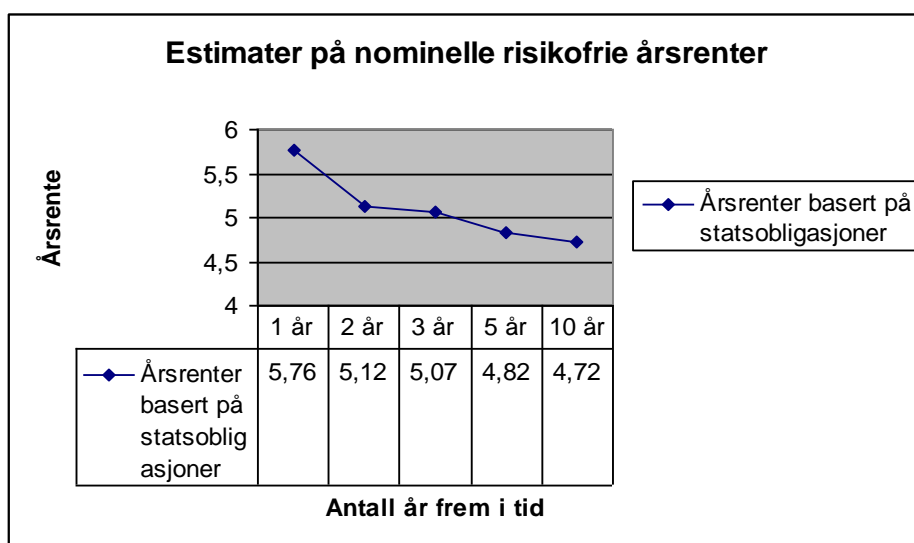
Fra et norsk synspunkt har vi i dag en usedvanlig svak dollarkurs. I skrivende stund ligger kursen på ganske nøyaktig 5,1 NOK/USD. Jeg vil ikke spekulere i fremtidige valutakurser her, da dette er utenfor min kompetanse. Det må likevel bemerkes at norske selskaper som

selger varer eller tjenester mot betaling i amerikanske dollar må forvente å lide noe under slike valutakurser. Dette gjelder særlig dersom man har kostnader i annen valuta. For mange selskaper vil det derfor være aktuelt å sikre seg mot valutakurssvingninger. I de prognoser jeg senere kommer til å gjøre, vil jeg forholde meg til kursen på 5,1 NOK/USD.



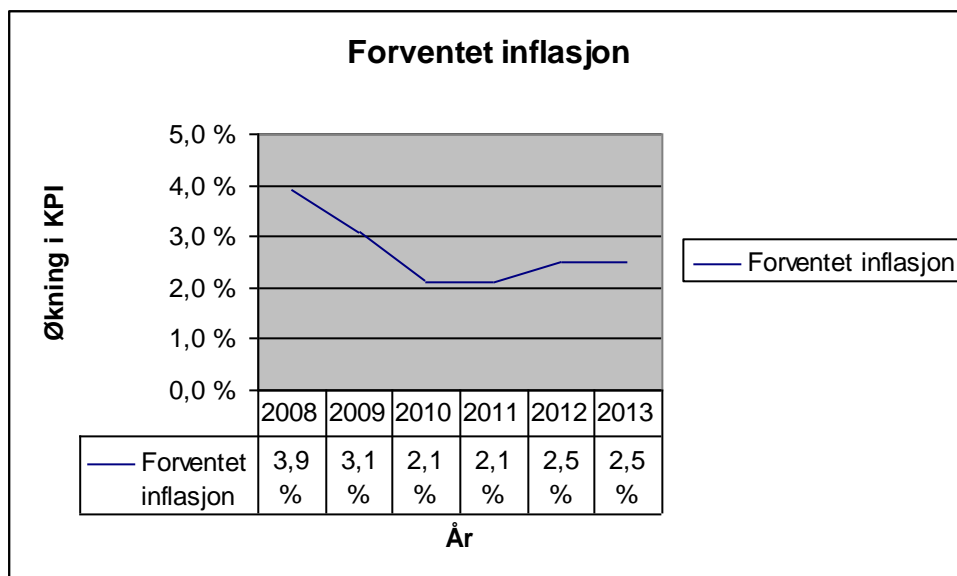
Figur 2.5 Historiske valutakurser (Kilde: Norges Bank)

Rentenivået er en viktig faktor for næringslivets investeringsvilje. Blant annet vil det påvirke selskapenes avkastningskrav, men også kostnaden ved lånefinansiering. Figuren nedenfor viser syntetiske renter basert på norske statsobligasjoner, og er anslag på risikofrie renter. Opplysningene er hentet fra Norges Bank i begynnelsen av mai 2008.



Figur 2.6 Estimater på nominelle risikofrie årsrenter (Kilde: Norges Bank)

Figuren over viser altså nominelle årsrenter som inkluderer inflasjon. Nedenfor har jeg derfor laget en figur basert på Statistisk Sentralbyrå sine forventninger om konsumprisindeksen (KPI) i Norge frem til og med 2011.<sup>xxv</sup> Deretter har jeg lagt til grunn Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2,5 %. Dette gir et anslag på fremtidig inflasjon, og vil senere bli benyttet ved beregning av avkastningskrav.



**Figur 2.7** Forventninger om de neste års inflasjon (Kilde: Statistisk Sentralbyrå)

### 2.4.3 Politiske forhold

Som jeg kommer til å nevne i den senere analysen av oljeprisen, er en rekke oljeproduserende land dominert av statlige oljeselskaper. Dette kan være med på at kommersielle aktører i riggbransjen kan bli holdt utenfor enkelte markeder. Flere av disse landene er blant de store oljeprodusentene i verden, og flere av disse er medlemmer i “The Organization of Petroleum Exporting Countries” (OPEC).

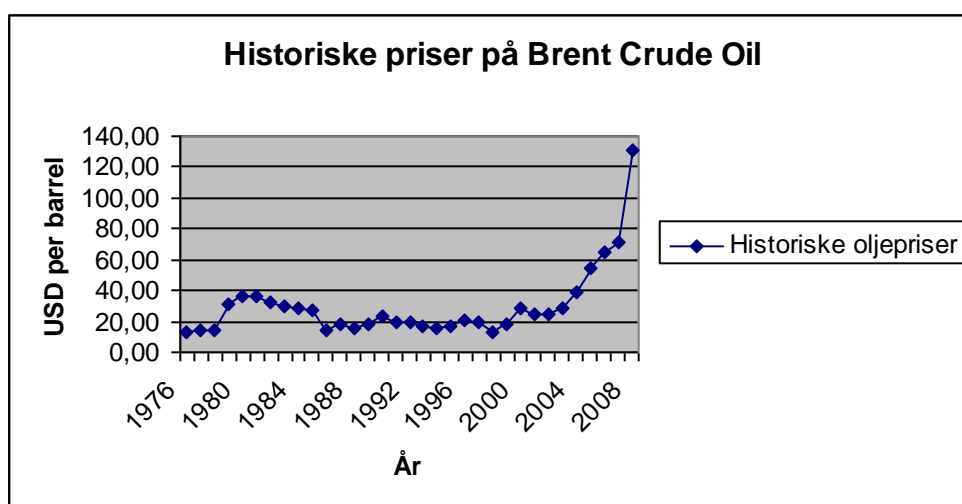
I enkelte land er det også strenge krav til de operatørene, både olje- og riggselskaper, når det gjelder sikkerhet og miljømessige forhold. Særlig er vi i Norge kjent for dette. Det vil si at rigger som skal operere på norsk sokkel må klassifiseres etter strenge standarder, og dette krever merkbare kostnader for riggeierne. På norsk sokkel må slik klassing skje hvert femte år, og anses normalt som en investering.

## 2.4.4 Om oljeprisen

Aktiviteten i bransjen for offshore boretjenester er i stor grad avhengig av oljeprisen. Dette siden oljeselskapene sin etterspørsel etter rigger avhenger av hvilken pris de får for olje og gass som utvinnes. Det er særlig langsiktige forventninger om oljeprisen som bestemmer oljeselskapenes aktivitetsnivå. Undersøkelser viser klart at også oljeriggaktiviteten øker med oljeprisen, men det eksisterer noen regionale ulikheter.<sup>xxvi</sup> Særlig er reaksjonen på oljeprisendringer noe tregere der markedet er sterkt regulert og statlige aktører dominerer. Det bør også nevnes at OPEC gjerne regulerer sin produksjon for å påvirke prisen. Det vil si at endringer i oljeprisen ikke i like stor medfører økt riggaktivitet innen OPEC land. Andre aktører er imidlertid å oppfatte som pristakere og tilpasser derfor sin aktivitet til oljeprisens utsikter.

Som nevnt er det i første rekke den langsiktige oljeprisen som er interessant for riggselskapene. Det er ut fra denne at oljeselskapene bestemmer hvor stor aktivitet de vil opprettholde, og dermed hvor mye boretjenester de har behov for. I tillegg må det regnes med at det tar noe tid før oljeprisendringer gir utslag for riggselskapene. Dette kommer av at en del riggoperatører vil være under langsiktige kontrakter, og de må dermed gå kontrakten ut før de blir påvirket av prisendringen.

Figuren nedenfor viser historiske oljepriser fra og med 1976 frem til 2008.<sup>xxvii</sup>



Figur 2.8 Historiske oljepriser (Kilde: BP Historical data)

Vi ser altså at oppgangen i oljeprisen har vært formidabel de siste årene, og da særlig i det aller siste. For oss som er interessert i fremtiden i offshore oljeboring er det selvsagt fremtidig oljepris som er av interesse. Det må i den anledning nevnes at det er særdeles krevende å komme med gode prognoser for fremtidig oljepris, og mange profesjonelle analytikere har bommet kraftig på dette i fortiden. Jeg mener det derfor vil være å ta seg vann over hodet dersom jeg skal prøve å komme med nøyaktige prognoser på dette området. Jeg nøyer meg derfor med å gjøre en analyse av viktige faktorer som påvirker oljeprisen, og forteller deretter med ydmykhet om mine fremtidige prisforventninger.

En av de viktigste driverne av etterspørselen etter energi i tiden fremover vil være den økende industrialiseringen i mange utviklingsland. I disse landene, med Kina og India som de klart mest dominerende, vil trolig levestandarden i befolkningen øke drastisk. Denne utviklingen gjør at International Energy Agency (IEA) forventer at disse landene vil etterspørre store mengder energi.<sup>xxviii</sup> Trolig vil Kina i løpet av få år ta igjen USA og bli verdens største forbruker av energi. Prognoser tyder på at energibehovet i verden kan stige med 50 % frem til 2030.

Med dagens fokus på utslipp av CO<sub>2</sub> vil mange se på dette som en meget uheldig utvikling. Særlig da det per i dag ser ut til at det mest av økningen i energiforbruket vil domineres av fossilt brensel som olje, gass og kull. De høye oljeprisene gjør det imidlertid atskillig mer interessant for mange å investere i alternative energikilder. Dette ser likevel ut til å ta tid, og et stort bidrag fra slike kilder kan ikke forventes med det første. Mulige fremtidige energikilder kan for eksempel dreie seg om utbygging av offshore vindkraft og kjernekraftverk basert på thorium. Store deler av verdens energireserver består imidlertid av kull, og det kan godt tenkes at dette blir en viktigere energikilde fremover. En velferdsøkning i Kina og India vil trolig medføre at det blir behov for mer energi til transport. For øyeblikket ser det ut til at olje vil være den viktigste energikilden til transport i overskuelig fremtid, og dette vil trolig være blant de sterkeste drivkreftene for oljeetterspørselen.

De urolige finansmarkedene og den svake amerikanske dollaren har trolig medført at oljemarkedet har vært gjenstand for spekulasjon den siste tiden. Det kan derfor ikke utelukkes at også dette kan ha bidratt til dagens historiske priser. Det vil si at en stabilisering av disse forholdene vil kunne medføre et merkbart fall i oljeprisen.<sup>xxix</sup>



OPEC har i dag kontroll over 75 % av verdens oljereserver.<sup>xxx</sup> OPEC er i etter mitt syn å anse som et kartell, og har trolig interesse av å holde oljeprisen høy. Deres høye andel av verdens oljereserver gjør at deres makt vil kunne øke i tiden fremover. I tillegg kan det forventes at Russland og Brasil vil bli sterke aktører i oljemarkedet. I OPEC-landene, og i Russland og Brasil, er det statlige oljeselskaper som dominerer, og det kan stilles spørsmål ved hvordan dette vil påvirke markedet for kommersielle aktører i fremtiden. Noe som i den anledning virker beroligende for bransjen, er at det brasilianske Petrobras har inngått kontrakter for en rekke rigger den siste tiden.

Mange av landene med store oljereserver er også land med store uroligheter. Krigsherjete Irak sitter på enorme mengder med olje, men produksjonen er heller beskjeden. I Nigeria er det stadig opprørere som saboterer oljeinstallasjoner. Slike problemer er trolig priset inn i etterspørselen etter olje, og dersom urolighetene skulle avta kan oljeprisen avta markant. Disse landene er samtidig medlemmer av OPEC, og dermed er det mulig at færre uroligheter ikke vil medføre høyere produksjon av olje fra OPEC-landene sett under ett.

Det må også nevnes at en høy oljepris er negativ for mange land. Særlig for oljeimporterende land som USA, de fleste land i Vest-Europa og Japan, er en høy oljepris å anse som negativt. Dette skyldes eksempelvis høye drivstoffpriser og dyrere energiintensive investeringer. Dermed vil høye oljepriser kunne bidra til et lavere aktivitetsnivå i økonomien og dermed også lavere oljeetterspørsel. Av den grunn er det etter mitt syn lite trolig at oljeprisen kan vokse i det uendelige.

Mange ser også den rekordhøye prisen på olje som et resultat av storstilt spekulasjon. Dette kan bety at dagens pris delvis er drevet av spekulasjon fremfor fundamentale forhold. Dersom dette faktisk er tilfelle, vil den høye prisen ikke kunne forsvares over tid, og vi vil trolig se markante oljepriskorreksjoner.

Uten å spå noen eksakt fremtidig oljepris vil jeg forvente at økende etterspørsel etter energi fra India og Kina vil medføre at vi vil se en oljepris som fremover vil holde et noe høyere nivå enn det vi historisk har sett. Prisene er imidlertid volatile, og man kan ikke bli overrasket om prisen skulle synke markant fra dagens nivå. Jeg har allerede påpekt noen faktorer som kan bidra til dette. Selv ved et kraftig fall, eksempelvis 30 %, vil vi historisk sett fremdeles stå ovenfor en høy oljepris. Dette vil være positivt for offshore borebransjen. Samtidig kan en

økende makt til OPEC og land preget av statlige oljeselskaper bidra til problemer i riggmarkedet på noe sikt.

Jeg vil likevel minne om at oljeprisens sykliske natur ikke rettfærdiggjør noen langsiktig og kraftig oppadgående trend. På sikt vil økende energipriser medføre et økt tilbud, og dermed korreksjon i oljeprisen. Kraftige nedgangskonjunkturer, som vi må forvente med jevne mellomrom, vil også virke negativt inn på prisen.

### 3.0 Om konsernet Fred. Olsen Energy<sup>xxxi</sup>

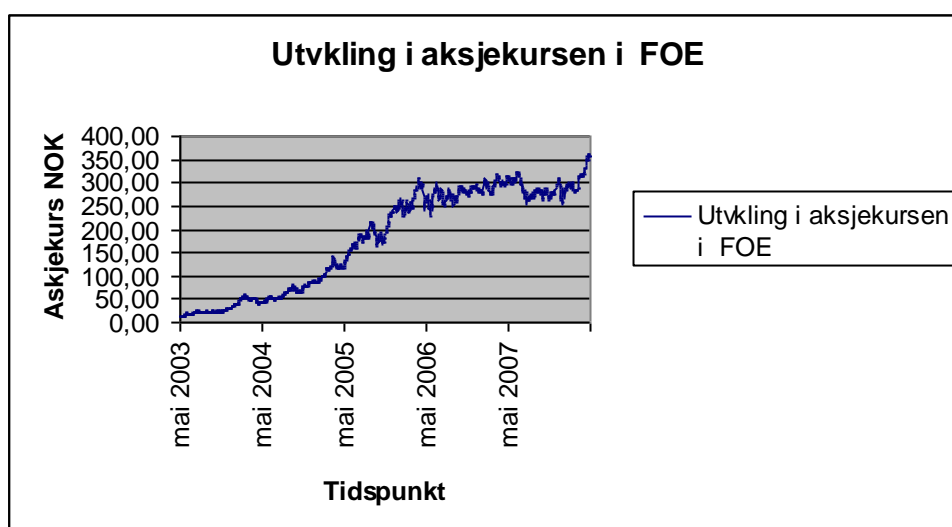
Hovedformålet med denne avhandlingen er å verdsette konsernet Fred. Olsen Energy (FOE). Over de neste sidene vil jeg derfor presentere selskapet, med en påfølgende strategisk vurdering. Sammen med resten av den strategiske analysen vil jeg da ha et utgangspunkt for videre analyse og verdsettelse av FOE.

#### 3.1 Om organisering og historie

Konsernet Fred. Olsen Energy ble notert på Oslo Børs i 1997. Selskapet er basert på lang erfaring innen offshore og shipping. De siste åtte årene har konsernet vært involvert i verftsindustri, brønnvedlikehold, offshore produksjon og offshore boring. De siste årene er selskapet imidlertid slanket til å bestå av to hovedområder:

- Offshore boring og relaterte tjenester
  - Dette virksomhetsområdet er knyttet til datterselskapene Dolphin a.s og Dolphin Drilling ltd.
- Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester
  - Dette området er utelukkende basert på eierskapet av Harland and Wolff Group Plc.

Nedenfor presenteres en graf som viser utviklingen i selskapets aksjekurs de siste fem årene.



Figur 3.1 Utvikling i FOE sin aksjekurs siste fem år. (Kilde: Oslo Børs)

Ved slutten av 2007 var markedsverdien av selskapets aksjer på ca NOK 19,8 mrd, mens selskapets totale markedsverdi (markedsverdi av aksjer + netto rentebærende gjeld) var ca NOK 23,2 mrd.

FOE har to dominerende eiere, Bonheur ASA og Ganger Rolf ASA, som begge innehar 26,71 % av aksjene. Det må bemerkes at disse selskapene er nærstående parter med krysseierskap. Ganger Rolf eier 20,70 % av aksjene i Bonheur, mens Bonheur eier 51,28 % av Ganger Rolf.<sup>xxxii</sup> Dette gjør Ganger Rolf til et datterselskap av Bonheur, og Bonheur oppnår på denne måten også kontroll i FOE. Både Ganger Rolf og FOE er således konsolidert inn i Bonheur sine konsernregnskaper, og Bonheur oppnår i realiteten en eierandel på 53,42 % i FOE. Foruten selskapene som allerede er nevnt, består betydelige eiere i FOE hovedsaklig av fond og investeringsbanker. Eierandelene til disse er fra cirka fem prosent og nedover.

## **3.2 Om virksomhetsområdene**

### **3.2.1 Offshore boring og relaterte tjenester**

Av de to virksomhetsområdene er offshore oljeboring blitt det klart dominerende, og i 2007 bidro denne divisjonen med ca 97 % av selskapets samlede driftsinntekter. Dette gjør også at jeg i en verdsettelsesprosess nesten utelukkende vil fokusere på dette virksomhetsområdet.

Siden det meste av selskapets inntekter er basert på offshore bore tjenester vil jeg i det følgende kort presentere FOE sin flåte av borerigger.<sup>xxxiii</sup> Foruten ett boreskip, drifter selskapet en flåte på syv halvt nedsenkbare borerigger. I tillegg til boreriggene eier selskapet en boligplattform som er halvt nedsenkbar.

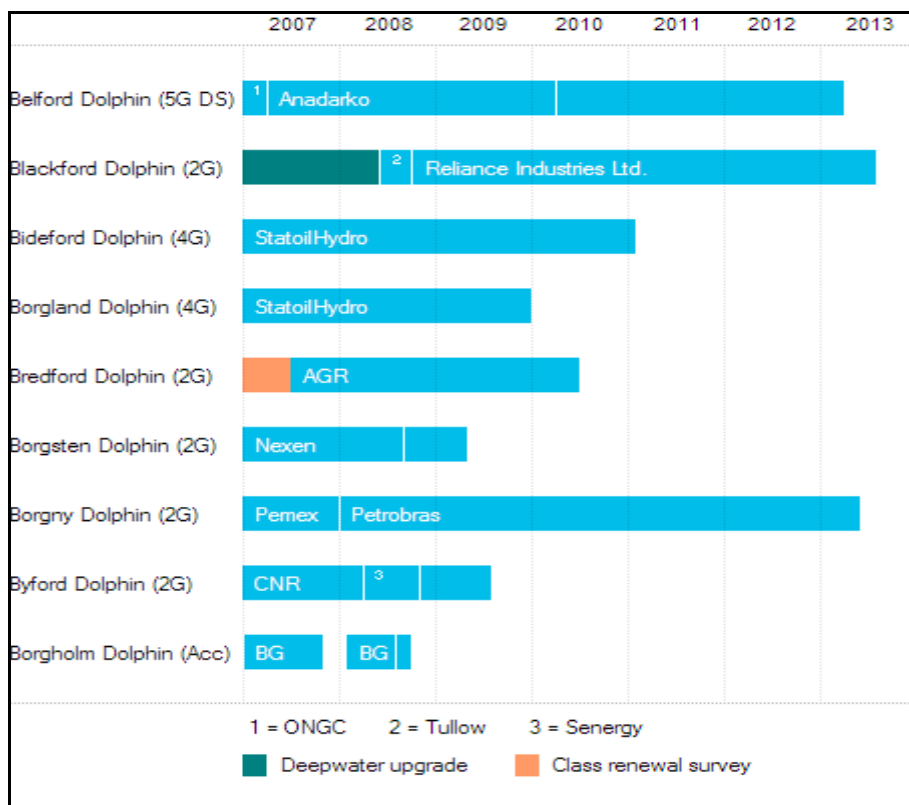
- *Belford Dolphin* er et moderne femte generasjons boreskip bygget i år 2000, og kjøpt av selskapet året etter. Skipet kan benyttes på havdyp ned til 10 000 fot, og kommer dermed inn under segmentet for (ultra)dypt vann. Det er i tillegg utstyrt med dynamisk posisjonering. Fartøyet har siden slutten av 2003 hatt god tilgang på kontrakter, og arbeidet innen flere geografiske segmenter. *Belford Dolphin* befinner seg for øyeblikket i den Amerikanske Gulven.

- *Blackford Dolphin*, tidligere Ocean Liberator, ble kjøpt av FOE i juni 2005. Den har gått gjennom en oppgradering for å kunne håndtere havdyp på ned mot 7 000 fot, og arbeidet ser ut til å kunne være ferdig i mai 2008. Dette er noe senere enn opprinnelig planlagt. Blackford Dolphin har vært sikret langsiktig kontrakt siden kort tid etter at den ble kjøpt, og skal etter planen til India etter et oppdrag i Vest-Afrika.
- *Bideford Dolphin* har en dybdekapasitet på 1 500 fot, og er godkjent under de strenge kravene som gjelder for arbeid på norsk kontinentalsokkel. Riggeren befinner seg for tiden da også på norsk sokkel.
- *Borgland Dolphin* har en dybdekapasitet på 1 500 fot, og er godkjent under de strenge kravene som gjelder for arbeid på norsk kontinentalsokkel, og er også under kontrakt der.
- *Bredford Dolphin* har en dybdekapasitet på 1 500 fot, og er godkjent under de strenge kravene som gjelder for arbeid på norsk kontinentalsokkel. Riggeren er for tiden også under kontrakt i Norge. Den eies av selskapet Bredford Dolphin Pte. Ltd, men driftes av Dolphin AS og er ført som eiendel i balansen hos FOE.
- *Borgsten Dolphin* er en rigg med dybdekapasitet på 1 500 fot. Riggeren befinner seg for øyeblikket på britisk side av Nordsjøen.
- *Byford Dolphin* har en dybdekapasitet på 1 500 fot. Den er for tiden under kontrakt på britisk sokkel.
- *Borgny Dolphin* ble i 2002 oppgradert til å håndtere havdyp på 2 300 fot. Den har i en del år vært stasjonert i Mexico, men er nå flyttet til Brasil.

*Borgholm Dolphin* er en boligplattform med 600 sengeplasser som eies av konsernet. Den befinner seg i britisk sektor av Nordsjøen.

Dette vil si at FOE altså fra midten av 2008 vil operere to dypvannsenheter og seks halvt nedsenkbare rigger for mellomdypt vann. Alle de halvt nedsenkbare riggerne ble bygget på syttitallet og er av såkalt Aker H-3 design. Disse har siden vært gjennom oppgraderinger, men det er visse forskjeller på hvor stor modernisering som er gjort. I utgangspunktet er riggerne såkalte andre generasjons semier, men Bideford Dolphin og Borgland Dolphin er oppgradert til fjerde generasjons standard.

Alle FOE sine rigger er for tiden under kontrakt. For mange av riggene er det også snakk om kontrakter av langsiktig karakter. Unntaket er imidlertid på britisk sokkel, der det er kortsiktige avtaler som dominerer. Figuren under er hentet fra FOE sine hjemmesider, og viser flåtens inngåtte kontrakter for årene fremover.



**Figur 3.2** Oversikt over flåtens kontrakter (Kilde: Fred. Olsen Energy sine hjemmesider)

Selskapet har tradisjonelt fokusert på å være en viktig aktør på norsk kontinentalsokkel, og gjennom datterselskapet Dolphin a.s fortsetter denne strategien. I tråd med sine målsetninger har selskapet tre rigger på langtidskontrakter i norsk del av Nordsjøen. Markedet i Storbritannia har lenge vært preget av kottidskontrakter, og dette gjenspeiles også i kontraktsoversikten ovenfor. For dypvannsriggerne har selskapet vært villige til å flytte riggene over større områder for å oppnå gode kontrakter, men dette medfører selvsagt også tap som følge av nedetid. Disse riggene er imidlertid nå sikret langsiktige kontrakter.

Begynnelsen av dette tiåret var preget av et labert riggmarked i Nordsjøen. Flere av FOE sine rigger ble da flyttet til Mexico hvor aktiviteten var langt høyere. Siden er flere rigger flyttet

tilbake til Nordsjøen, men Borgny Dolphin ble igjen. Den er blitt noe oppgradert og nyter for tiden godt av stor aktivitet i Brasil.

Divisjonen for offshore boretjenester har altså, bortsett fra på britisk sokkel, sikret seg langtidskontrakter for sine enheter. Dette kan ha både fordeler og ulemper. Selskapet er selvsagt sikret arbeid i årene fremover, og vil også være sikret mot et fall i dagratene i markedet. Ved høyere dagrater i markedet står imidlertid selskapet i fare for å få en dårligere inntjening enn de potensielt kunne fått. Riggene på britisk sokkel er dermed de eneste som kan nyte godt av en eventuell oppgang i ratenivået de nærmeste årene.

### **3.2.2 Ingeniør- og fabrikkasjonstjenester**

Harland & Wolff er et verft med 140 års historie, og er i dag utgangspunktet for FOE sine ingeniør- og fabrikkasjonstjenester. På grunn av lav etterspørsel etter europeiske verft rundt årtusenskiftet, kombinert med sterk konkurranse fra Asia, er virksomheten lagt kraftig om de siste åtte årene. Antall faste ansatte er gått fra 1 500 til 100, og eiendommer er skilt ut i egne eiendomsselskaper. Etter reorganiseringen har omsetningen falt drastisk, men driften går for tiden med overskudd.

FOE har nytte av Harland & Wolff ved at de her kan få utført oppgraderingsarbeid av riggene. Verftet har lang erfaring med borefartøyer, og kan dermed være særlig nyttig for arbeid på riggene i Nordsjøen. Transaksjoner mellom Harland & Wolff og andre datterselskaper er selvsagt eliminert i konsernregnskapene.

### **3.3 Intern strategisk analyse**

Jeg vil nå se nærmere på FOE sin strategiske posisjon for senere å kunne vurdere selskapets fremtidige kontantstrømmer. Det finnes flere metoder for interne strategiske analyser, men jeg velger her å holde meg til ressursbasert teori. Som nevnt er det krevende for en utenforstående analytiker å vurdere et selskap sin strategiske posisjon på grunn av et manglende informasjonsgrunnlag. Dette gjør at man gjerne må nøye seg med å lete etter åpenbare årsaker til strategiske fordeler eller ulemper. Ressursbasert teori gir et visst grunnlag for å gjøre en slik vurdering, mens aktivitetsbaserte teorier ofte vil kreve et sterkere innsyn i selskapets

indre anliggender. Jeg vil likevel gjøre leseren oppmerksom på at ressursene som identifiseres må benyttes i aktiviteter for at foretaket skal kunne skape verdier. Min prioritering er således ikke basert på en uvesentliggjøring av aktivitetsbaserte teorier.

### 3.3.1 Rammeverk for intern analyse

Lønnsomhetsforskjeller innad i en bransje kan forklares med utgangspunkt i ressursbasert teori.<sup>ii</sup> ovenfor I følge denne teorien er det bedrifter som innehar spesielt verdifulle ressurser som vil være mest lønnsomme. Forutsetningen for et vedvarende konkurransefortrinn er at rivaliserende bedrifter ikke kan kopiere disse ressursene.

Dersom en ressurs skal bidra til varige konkurransefortrinn finnes det fem kumulative krav som må oppfylles. Ressursen må være:

- *Sjelden*: En ressurs alle har kan ikke gi konkurransefortrinn.
- *Viktig*: En sjelden betydningsløs ressurs kan ikke gi noe konkurransefortrinn.
- *Ikke-imiterbar*: Dersom andre kan skaffe ressursen vil ikke fortrinnet vare.
- *Mobilisert*: Ressursen må utnyttes for å kunne gi et konkurransefortrinn.
- *Approprierbar*: Bedriften må selv beholde verdiskapningen fra ressursen.

I tillegg til å skape konkurransefortrinn, kan ressurser også forårsake strategiske ulemper. Dette vil gjelde dersom andre aktører i bransjen er i besittelse av viktige ressurser som man selv ikke har tilgang på.

### 3.3.2 FOE sin strategiske posisjon

FOE sine mest åpenbare fysiske ressurser er selvsagt boreriggene. Som tidligere nevnt er alle de halvt nedsenkbare riggene bygget på syttitallet. Disse riggene er dermed å anse som nokså umoderne, og ikke en sjelden ressurs i forhold til mange av konkurrentene sine rigger. Med alle de nybyggene som er på vei inn i verdens samlede flåte, kan det hevdes at flertallet av FOE sine rigger bidrar med en strategisk ulempe. Selskapet har likevel vist evne til å oppgradere sin aldrende flåte, og Aker H-3 designet ser ut til å være godt egnet for modernisering. Dersom dypvannsoppgraderingen av Blackford Dolphin skulle bli et vellykket prosjekt, kan veien være åpen for ytterligere oppgraderinger av andre rigger.



Under gode tider i bransjen, som vi ser i dag, vil trolig FOE sine rigger være tilstrekkelig moderne til å oppnå tilfredsstillende kontrakter. Jeg er imidlertid mer skeptisk til hvordan selskapet vil takle eventuelle nedgangstider. I en slik situasjon vil det trolig være de nyere og moderne riggene som lettest vil kunne oppnå kontrakter som en følge av sin høye effektivitet.

Når det gjelder selskapets rigger for dypt vann, kan disse under dagens markedsforhold sies å være både sjeldne og viktige. Som jeg tidligere har fokusert på, er det mangel på rigger for dypt vann og dagratene er meget høye. I tillegg forventes etterspørselen å være høy i en del år. Selskapet ser ut til dra god nytte av disse riggene da begge er under langsiktige kontrakter til gode rater. Jeg vil imidlertid stille meg tvilende til om dette er ressurser som ikke kan imiteres. Vi ser jo tross alt at det bygges mange slike borerigger for øyeblikket. Dette gjør at jeg betrakter Belford Dolphin og Blackford Dolphin som midlertidige strategiske fordeler. Den forestående markedsmettingen i dette segmentet vil gjøre at FOE ikke vil ha noen særskilte fordeler over lengre tid.

Basert på et helhetlig bilde av selskapets rigger, er jeg av den oppfatning at FOE sin lønnsomhet i stor grad vil være prisgitt markedsforholdene. Selv om riggene for mellomdypt vann er blitt gradvis oppgradert, vil de ikke bidra med noen strategisk fordel. Tvert imot vil de kunne få problemer med å oppnå kontrakter under roligere markedsforhold. Dypvannsriggerne vil kunne medføre en midlertidig fordel, men en utjevning må forventes om noen år.

Siden jeg de nærmeste årene forventer at det vil være markedet for flytende boreinnretninger som vil være mest lønnsomt, har FOE etter mitt syn posisjonert seg fornuftig for å kunne oppnå en tilfredsstillende lønnsomhet på kort sikt. Særlig er anskaffelsen av rigger for dypt vann et fornuftig grep. Min største bekymring på vegne av selskapet er altså om alle riggene er moderne nok til å få kontrakter på lang sikt.

Fred. Olsen Energy er som tidligere påpekt et selskap med lang erfaring innen offshore. Dette vil kunne være en ressurs som gir et varig konkurransefortrinn. FOE er imidlertid ikke alene om sin lange fartstid. Slik jeg ser det, vil erfaringen gi selskapet et fortrinn ovenfor nye aktører i bransjen, men ikke i forhold til bransjen sett under ett. Jeg vil likevel bemerke at FOE er kjent for å operere sin rigger uten mye nedetid., og dette kan veie noe opp for en umoderne flåte.

En typisk kilde til varige konkurransefortrinn er menneskelig kapital. Dyktige mennesker er en sjelden ressurs som bidrar sterkt til selskapers lønnsomhet. I tillegg er høy kompetanse vanskelig å imitere for konkurrenter. Som utenforstående er det meget utfordrende å vurdere kompetansen til FOE sine ansatte. Jeg har likevel et inntrykk av at selskapet har høyt fokus på rekruttering og opplæring. Samtidig har de ambisiøse mål for sitt HMS – arbeid, noe som er viktig for å beholde og rekruttere dyktige medarbeidere. Mitt grunnlag for å påstå dette kommer fra studier av selskapets årsrapporter, og er således ikke objektiv informasjon. Etter mitt syn er det mulig at selskapet kan sitte på konkurransefortrinn i form av sin menneskelige kapital, men inntrykket er basert på et svært begrenset informasjonsgrunnlag. Dagens trange arbeidsmarked vil også gjøre det vanskelig å holde et høyt kompetansenivå uten at selskapet påføres store kostnader, og det kan derfor stilles spørsmålstegn ved approprierbarheten ved en slik ressurs.

Når det gjelder FOE sine strategiske disponeringer vil jeg gjerne fremheve selskapets forkjærlighet for Nordsjøen. FOE satser på en sterk tilstedeværelse både på i norsk og britisk sektor med sine halvt nedsenkbare rigger for mellomdypt vann. Dette kan på mange måter være både en fordel og en ulempe. Selskapet har gode relasjoner med oljeselskaper som dominerer i Nordsjøen, og således et bra utgangspunkt for lønnsomme kontrakter. Dette gjelder særlig i dagens situasjon med rekordhøye investeringer på norsk sokkel. Selskapet sine relasjoner innen dette geografiske segmentet kan derfor betraktes som et varig konkurransefortrinn. Et overdrevent fokus på enkelte områder kan samtidig føre til ulemper dersom aktiviteten i Nordsjøen blir lavere enn i andre geografiske segmenter. Dette så vi tydelig da selskapet tidlig dette tiåret hadde flere rigger i opplag grunnet lav etterspørsel i Nordsjøen. Etter noe tid måtte selskapet mobilisere mange av sine rigger til andre siden av Atlanterhavet for å få oppdrag.

Finansielle ressurser kan være meget viktig for et selskap, men gir vanligvis ikke grunnlag for konkurransefortrinn. Mangel på finansiell kapital kan likevel skape betydelige ulemper. Ved innhenting av fremmedkapital vil kreditorene vurdere risikoen ved sine utlån. Jeg vil derfor se nærmere på FOE sin kredittrisiko senere i avhandlingen, og henviser til regnskapsanalysen for mer om dette temaet.

## **4.0 Bearbeiding og analyse av regnskaper**

Som investorer eller kreditorer kan vi benytte rapporterte regnskaper for å skaffe oss deler av den innsikt som trengs for å fatte beslutninger. Regnskapene er med på å gi oss informasjon om selskapers underliggende økonomiske forhold. For å oppnå denne innsikten er det imidlertid en forutsetning at man er i stand til å lese og gjøre seg nytte av et selskap sin årsrapport. Denne delen av avhandlingen vil derfor bestå av bearbeiding og påfølgende analyse av regnskaper. Utgangspunktet for analysen er diversifiserte investorer med det norske markedet som sin arena.

### **4.1 Rammeverk for bearbeiding og analyse**

I en bedrift sitt rapporterte regnskap, er eiendeler normalt kategorisert på grunnlag av likviditet. Gjeld blir tilsvarende gruppert etter forfallstidspunkt. Videre fokuserer resultatregnskapet på om verdiskapningen er større enn kostnaden ved finansiell gjeld. Dette medfører at et rapportert regnskap er å betrakte som kreditororientert. Fra en investors perspektiv blir det derfor nødvendig å bearbeide regnskapene på en hensiktsmessig måte slik at vi kan oppnå den innsikten vi trenger.

Normalt ville vi ønske å analysere og verdsette selskaper ved å dele disse opp i segmenter. Dette er dessverre svært vanskelig i de fleste tilfeller på grunn av hvordan regnskapene rapporteres. For FOE utgjør virksomhetsområdet for ingeniør- og fabrikkasjonstjenester en så liten del av selskapet at jeg ikke ser det som hensiktsmessig å skille denne ut. Dette virksomhetsområdet blir heller ikke prioritert i de analysene som gjøres.

FOE driver som tidligere nevnt en virksomhet som er utsatt for sykluser. Dette skulle tale for at analyseperioden burde være slik at den omfatter en hel syklus. Det er imidlertid ikke tilgang på regnskapsmateriale for selskapet som muliggjør dette på en fornuftig måte. FOE har gjennom en del år vært gjennom omorganisering av virksomheten. Dette gjelder eksempelvis omleggingen av Harland & Wolff og salg av det tidligere forretningsområdet flytende produksjon. Dette gjør at jeg finner det fornuftig å velge en analyseperiode som gjenspeiler dagens situasjon for selskapet, slik at analysen er mest mulig fokusert på fremtidige forhold. Analyseperioden settes derfor fra og med 2004 og frem til i dag. For å utføre rentabilitetsanalyser trenger vi også regnskapsinformasjon for det foregående året.

Derfor har jeg også bearbejdet regnskapet for 2003, og viser der det er mulig også analyser for dette året.

## 4.2 Presentasjon av historiske regnskaper

Tabellene nedenfor viser en oversikt over de historiske konsernregnskapene til FOE. Det er gjort noen bearbejdelser for å få til en oversiktlig presentasjon. Disse regnskapene danner utgangspunkt for videre arbejdet med regnskapsmaterialet slik at det kan brukes til det aktuelle formål. Fra og med 2005 måtte FOE rapportere sine regnskaper etter IFRS som en følge av at selskaper notert på Oslo Børs er forpliktet til dette gjennom EØS-avtalen.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Driftsinntekter</b>	<b>1 696 626</b>	<b>2342834</b>	<b>2 882 880</b>	<b>4 048 184</b>	<b>4 276 981</b>
Materialkostnader	(105 222)	(129 624)	(53 564)	(12 476)	(30 246)
Lønn og personalkostnader	(603 160)	(640 419)	(749 848)	(877 916)	(967 834)
Andre driftskostnader	(598 482)	(1 009 230)	(1 158 812)	(1 448 754)	(1 324 038)
Oppgjør Navis	-	-	(33 683)	-	-
Spesielle driftsposter	-	20 771	-	-	-
Nedskrivninger	(54 695)	-	-	(19 881)	-
Avskrivninger	(709 316)	(707 862)	(618 265)	(479 745)	(500 432)
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>(2 070 875)</b>	<b>(2 466 364)</b>	<b>(2 614 172)</b>	<b>(2 838 772)</b>	<b>(2 822 550)</b>
<b>Driftsresultat</b>	<b>(374 249)</b>	<b>(123 530)</b>	<b>268 708</b>	<b>1 209 412</b>	<b>1 454 431</b>
Finansinntekter	71 314	230 951	118 311	88 579	142 380
Finanskostnader	(283 692)	(313 763)	(398 878)	(300 861)	(178 826)
<b>Netto finansposter</b>	<b>(212 378)</b>	<b>(82 812)</b>	<b>(280 567)</b>	<b>(212 282)</b>	<b>(36 446)</b>
<b>Resultat før skatt</b>	<b>(586 627)</b>	<b>(206 342)</b>	<b>(11 859)</b>	<b>997 130</b>	<b>1 417 985</b>
Skattekostnad	(27 061)	42 011	(3 820)	(23 324)	(26 067)
<b>Resultat før andre poster</b>	<b>(613 688)</b>	<b>(164 331)</b>	<b>(15 679)</b>	<b>973 806</b>	<b>1 391 918</b>
Andre poster	149 418	353 809	-	-	-
<b>Periodens resultat</b>	<b>(464 270)</b>	<b>189 478</b>	<b>(15 679)</b>	<b>973 806</b>	<b>1 391 918</b>

Tabell 4.1 Historiske resultatregnskaper (Kilde: Fred. Olsen Energy sine årsrapporter)

Som vi kan se har selskapets driftsinntekter økt betraktelig med oppgangen som har vært i rigggmarkedet de siste årene. Det kan også være verdt å merke seg at den økte aktiviteten i bransjen ikke har kommet gratis for FOE. Dette gjelder særlig ved at lønnskostnadene har

steget merkbart. Dette er i tråd med det jeg i den strategiske analysen kom fram til angående prisen på arbeidskraft under bransjens siste utvikling.

Jeg vil også bemerke at avskrivningene har sunket noe i løpet av perioden. Dette kommer blant annet av at selskapet endret metode for verdsettelse av boreenhetene ved innføringen av IFRS i 2005. Dette året ble riggene, som utgjør den klart største andelen av selskapets varige driftsmidler, verdsatt til markedsverdi. Disse verdiene er hentet inn fra uavhengige meglere. Nedskrivningen ble ført direkte mot egenkapitalen.

Videre gir tabell 4.2 en oversikt over utviklingen av selskapets balanse. I tråd med resonnementet angående avskrivninger, ser vi en stor nedskrivning av anleggsmidlene i 2005. Dette påvirket også egenkapitalen samme år.

I 2007 har selskapet økt gjelden sin markant ved å inngå et kortsiktig lån med forfall første halvdel av 2008. Selskapets langsiktige rentebærende gjeld består både av banklån og obligasjonslån.

Det er også en tydelig økning i leverandørgjelden fra 2006. Dette kan skyldes generell økt aktivitet grunnet gode tider i bransjen, men er trolig også tilknyttet oppgraderingen av Blackford Dolphin.

En økning i kundefordringer og kontantekvivalenter er også i tråd med hva vi skulle forvente i en periode med et trangt marked etter borerigger. Dette siden økt aktivitet normalt også medfører et behov for økt arbeidskapital. For FOE ser vi disse effektene tydelig fra og med 2005.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
<b>EIENDELER</b>					
Eiendom, anlegg og utstyr	8 085 873	7 441 053	5 391 018	6 181 719	7 147 881
Immatrielle eiendeler	144 012	111 454	98 577	98 577	98 577
Andre investeringer	6 159	973	8 084	6 294	5 954
Finansielle instrumenter	35 156	130 108	38 692	-	-
Eiendeler ved utsatt skatt	-	1 826	3 211	15 087	13 988
<b>Sum anleggsmidler</b>	<b>8 271 200</b>	<b>7 685 414</b>	<b>5 539 582</b>	<b>6 301 677</b>	<b>7 266 400</b>
Beholdninger	66 665	129 801	177 174	220 475	222 125
Finansielle instrumenter	-	7 657	-	8 142	1 309
Fordringer	511 494	521 499	805 946	791 785	993 800
Kontanter og kontantekvivalenter	358 998	598 675	717 110	912 490	713 605
<b>Sum omløpsmidler</b>	<b>937 157</b>	<b>1 257 632</b>	<b>1 700 230</b>	<b>1 932 892</b>	<b>1 930 839</b>
Netto eiendeler avhendet virksomhet	51 892				
<b>Sum eiendeler</b>	<b>9 260 249</b>	<b>8 943 046</b>	<b>7 239 812</b>	<b>8 234 569</b>	<b>9 197 239</b>
<b>Egenkapital</b>	<b>4 978 886</b>	<b>4 940 548</b>	<b>2 950 588</b>	<b>3 937 307</b>	<b>4 088 163</b>
<b>Forpliktelser</b>					
Rentebærende lån og kreditter	2 847 254	3 010 681	2 687 401	3 091 422	2 868 859
Ytelser til ansatte	9 200	13 209	268 293	248 584	199 731
Forpliktelser ved utsatt skatt	51 271	-	1 683	1 145	-
Finansielle instrumenter	89 215	59 149	19 579	-	-
<b>Sum langsiktige forpliktelser</b>	<b>2 996 940</b>	<b>3 083 039</b>	<b>2 976 956</b>	<b>3 341 151</b>	<b>3 068 590</b>
Rentebærende lån og kreditter	651 289	249 260	607 909	284 658	1 288 108
Leverandør- og andre forpliktelser	155 116	156 982	198 579	325 681	400 390
Avsetninger	-	-	172 439	-	-
Finansielle instrumenter	-	-	2 589	6 361	-
Annen påløpt kostnad/utsatt inntekt	478 018	513 217	330 753	339 411	351 988
<b>Sum kortsiktige forpliktelser</b>	<b>1 284 423</b>	<b>919 459</b>	<b>1 312 269</b>	<b>956 111</b>	<b>2 040 486</b>
<b>Sum forpliktelser</b>	<b>4 281 363</b>	<b>4 002 498</b>	<b>4 289 225</b>	<b>4 297 262</b>	<b>5 109 076</b>

Tabell 4.2 Historiske balanser (Kilde: Fred. Olsen Energy sine årsrapporter)

### 4.3 Omgruppering av regnskapene

Som investorer ønsker vi å kartlegge hvor mye av selskapets inntjening som tilfaller eierne. For å kunne gjøre prognoser på et selskaps fremtidige inntjening, trenger vi et bearbeidet resultatregnskap som gir oss informasjon om verdiskapning og verdiutdeling. Over de neste sidene blir derfor FOE sine rapporterte regnskaper omgruppert og normalisert for å oppnå et investorenvennlig og fremtidsrettet regnskap.

### 4.3.1 Omgruppering av avsatt utbytte fra gjeld til egenkapital

Etter NGAAP skal avsatt utbytte regnskapsføres som kortsiktig gjeld. Fra et investorperspektiv vil dette imidlertid ikke være meningsfullt. Avsatt utbytte skal jo utbetales til investorene, og de vil derfor ikke se på dette som gjeld. Derfor må avsatt utbytte omgrupperes til egenkapital. FOE har imidlertid ikke satt av noe til utbytte før de gikk over til IFRS. Siden man etter IFRS ikke fører avsatt utbytte som gjeld vil det derfor ikke medføre noen endringer i den rapporterte balansen for selskapet.

### 4.3.2 Kartlegging av "dirty surplus" og fullstendig nettoresultat

Kongruensprinsippet innen regnskapsføring sier at alle inntekter og kostnader skal resultatføres. Det finnes imidlertid unntak fra kongruensprinsippet i regnskapslovgivningen. Det vil si at enkelte forhold tillates ført direkte mot egenkapitalen. Slike brudd med kongruensprinsippet kalles gjerne for "dirty surplus". For å finne det fullstendige nettoresultatet til egenkapitalen må vi derfor legge sammen både rapportert årsresultat og "dirty surplus".

I FOE sitt tilfelle dreier "dirty surplus" seg hovedsakelig om differanser vedrørende omregning fra utenlands valuta. Dette gjelder for omregning av utenlandske datterselskaper, i tillegg til at FOE fra 2005 opplyser om at de ikke fører valutatap eller valutagevinster på balanseposter i USD mot resultatregnskapet. Ved overgangen til IFRS i 2005 oppstår det også et betydelig "dirty surplus" når verdien av riggene settes ned. Normalt er "dirty surplus" knyttet til driftsrelaterte forhold, og jeg forutsetter at dette også gjelder for FOE.. Tabellen nedenfor viser "dirty surplus" og fullstendig nettoresultat i analyseperioden.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Rapportert nettoresultat	(464 270)	189 478	(15 679)	973 806	1 391 918
"Dirty surplus"	144 823	(230 945)	(2 303 358)	(293 906)	(636 249)
<b>Fullstendig nettoresultat</b>	<b>(319 447)</b>	<b>(41 467)</b>	<b>(2 319 037)</b>	<b>679 900</b>	<b>755 669</b>

Tabell 4.3 "Dirty surplus" og fullstendig nettoresultat

### 4.3.3 Utskilling av unormale poster

For å få innblikk i selskapets underliggende økonomiske forhold må vi skille ut unormale poster i regnskapet. Dette er nødvendig for å gjøre analyse av forholdstall, men også for å

være i stand til å budsjettere fremtidige poster i regnskapet. Med unormale poster menes poster som bare oppstår en eller noen få ganger, og således ikke er relevante for fremtiden.

I tabellen under vises unormalt driftsresultat for perioden.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Unormal driftsinntekt	-	20 771	-	-	
Nedskrivninger	(54 695)	-	-	(19 881)	
Andre engangsposter	(56 396)	(21 447)	(33 683)	(8 000)	(625)
<b>Unormalt driftsresultat før skatt</b>	<b>(111 091)</b>	<b>(676)</b>	<b>(33 683)</b>	<b>(27 881)</b>	<b>(625)</b>
Driftsrelatert "dirty surplus"	144 823	(230 945)	(2 303 358)	(293 906)	(636 249)
Unormal skatt	(28 632)	45 852	(148 905)	(354 967)	(356 384)
<b>Unormalt netto driftsresultat</b>	<b>5 100</b>	<b>(185 769)</b>	<b>(2 485 946)</b>	<b>(676 754)</b>	<b>(993 258)</b>

**Tabell 4.4** Unormalt netto driftsresultat

Unormale driftsinntekter har kun oppstått i 2004 og dreier seg om tilbakeførte restruktureringskostnader tilknyttet omorganisering av Harland & Wolff.

Unormale driftskostnader dreier seg om følgende forhold:

- Nedskrivninger dreier seg i 2003 om selskapets rigger, mens det i 2003 er snakk om maskiner og utstyr.
- I 2003 og 2004 er "andre engangsposter" utelukkende engangstap ved salg av varige driftsmidler.
- I 2005 er det unormale driftskostnader på grunn av et oppgjør som følge av tvangsinnløsning av aksjer i Navis ASA. Siden kjøpet av Navis er tilknyttet kjerneaktivitet i selskapet, føres dette opp under unormalt driftsresultat

"Dirty surplus" omfatter tilfeller som ikke er å anse som normale for selskapet. Det er heller ikke skatt tilknyttet disse beløpene. Ellers er "dirty surplus" drøftet tidligere, og tas derfor ikke nærmere opp her.

En beregning av normal driftsskattesats ved hjelp av gjennomsnittlig årlig driftsskattesats gir ikke mening for den perioden jeg her analyserer, da denne ved en slik metode blir unormalt lav. Derfor benyttes skjønn ved beregning av normal skattesats. For norske selskaper regner man vanligvis med en skattesats på 28 %. FOE har imidlertid tidvis vært omfattet av det gunstige norske skattesystemet basert på tonnasje, men har nå gått ut av ordningen. På grunn



av at selskapet har mye virksomhet i utlandet, og da særlig Singapore, har jeg anslått en skattesats noe lavere enn 28 %. Normal skatt er derfor beregnet med en sats på 22 %. Unormal skatt er deretter beregnet residualt, basert på selskapets fullstendige nettoresultat som allerede er regnet ut tidligere.

I tillegg til unormale driftsposter, ser jeg nå videre på unormalt finansresultat. Dette vises i tabellen under:

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Unormale finansinntekter	55 823	223 021	109 062	60 184	108 060
Unormale finanskostnader	(72 202)	(120 590)	(197 601)	(133 014)	(66 122)
<b>Unormalt finansresultat</b>	<b>(16 379)</b>	<b>102 431</b>	<b>(88 539)</b>	<b>(72 830)</b>	<b>41 938</b>
Skatt på unormalt finansresultat (28%)	4 586	(28 681)	24 791	20 392	(11 743)
Unormale finansposter ført etter skatt	149 418	353 809	-	-	-
Finansielt "dirty surplus"	-	-	-	-	-
<b>Unormalt netto finansresultat</b>	<b>137 625</b>	<b>427 559</b>	<b>(63 748)</b>	<b>(52 438)</b>	<b>30 195</b>

**Tabell 4.5** Unormalt finansresultat

I utgangspunktet er jeg av den oppfatning at det kun er renteinntekter og rentekostnader som kan anses som bidragsyter til det normale finansielle resultatet. Dette kommer av at spekulasjon i finansielle instrumenter ligger langt utenfor hva som kan anses for bedriftens kjerneområde. Dette jamfør bransjedefinisjonen. Det kan således ikke forventes at bruk av finansielle instrumenter på sikt vil bidra til selskapets resultat. Andre rapporterte finansposter enn renter blir av den grunn tatt med i det unormale finansresultatet.

Virksomhetsområder som FOE har avhendet kan etter mitt syn ikke lenger anses som en del av selskapets drift. Dette medfører at gevinster og tap på avhendet virksomhet føres opp mot unormalt finansresultat. Det bemerkes at disse postene er ført opp etter skatt i regnskapene, og således føres mot posten "unormale finansposter ført etter skatt". Denne posten består utelukkende av gevinster og tap på avhendet virksomhet, samt årets resultatbidrag fra disse. Virksomheter som er avhendet består av eiendomsinteresser, divisjon for flytende produksjon og divisjon for brønnvedlikehold.

I tillegg omfatter det unormale finansresultatet for en del år såkalt netto agio gevinster eller tap. Dette er i vesentlig grad knyttet til omregning av selskapets gjeld fra USD til NOK.

Etter norske forhold blir skatt på kapitalinntekter beregnet med en skattesats på 28 %. Jeg bruker derfor denne skattesatsen ved beregning av skatt på unormalt finansresultat.

#### 4.3.4 Utskilling av driftsposter kontra finansieringsposter

For å få en oversikt over kildene til selskapets verdiskapning ønsker vi å skille mellom driftsposter og finansieringsposter. Denne operasjonen medfører følgende resultatoppstilling for FOE.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Driftsinntekter	1 696 626	2 342 834	2 882 880	4 048 184	4 276 981
Materialkostnader	(105 222)	(129 624)	(53 564)	(12 476)	(30 246)
Lønn og personalkostnader	(603 160)	(640 419)	(749 848)	(877 916)	(967 834)
Andre driftskostnader	(542 086)	(987 783)	(1 158 812)	(1 440 754)	(1 323 413)
Avskrivninger	(709 316)	(707 862)	(618 265)	(479 745)	(500 432)
<b>Driftsresultat</b>	<b>(263 158)</b>	<b>(122 854)</b>	<b>302 391</b>	<b>1 237 293</b>	<b>1 455 056</b>
Driftsrelatert skatt	57 895	27 028	(66 526)	(272 204)	(320 112)
<b>Netto driftsresultat</b>	<b>(321 053)</b>	<b>(149 882)</b>	<b>368 917</b>	<b>1 509 497</b>	<b>1 775 168</b>
Netto finansinntekt	11 154	5 710	6 659	20 444	24 710
<b>Nettoresultat til sysselsatt kapital</b>	<b>(309 899)</b>	<b>(144 172)</b>	<b>375 576</b>	<b>1 529 941</b>	<b>1 799 878</b>
Netto finanskostnad	(152 273)	(139 085)	(144 919)	(120 850)	(81 147)
<b>Nettoresultat til egenkapitalen</b>	<b>(462 172)</b>	<b>(283 257)</b>	<b>230 657</b>	<b>1 409 092</b>	<b>1 718 732</b>
Unormalt netto driftsresultat	5 100	(185 769)	(2 485 946)	(676 754)	(993 258)
Unormalt netto finansresultat	137 625	427 559	(63 748)	(52 438)	30 195
<b>Fullstendig nettoresultat til EK</b>	<b>(319 447)</b>	<b>(41 467)</b>	<b>(2 319 037)</b>	<b>679 900</b>	<b>755 669</b>
Netto betalt utbytte	-	3 129	329 077	306 819	(604 813)
<b>Endring i egenkapitalen</b>	<b>(319 447)</b>	<b>(38 338)</b>	<b>(1 989 960)</b>	<b>986 719</b>	<b>150 856</b>

Tabell 4.6 Omgruppert resultatregnskap

Vi får via det omgrupperte resultatregnskap et innblikk i hvordan selskapets fullstendig nettoresultat oppstår. Legg for eksempel merke til at det normale driftsresultatet i 2005 er positivt, men at fullstendig nettoresultat viser et stort underskudd grunnet ”dirty surplus” ved verdiendring av riggene.

Balansen bør også omgrupperes for å skille mellom drift og finansiering. Dette kan gjøres ved å fokusere på sysselsatt kapital. Med sysselsatt kapital mener vi den kapitalen som er skutt inn i selskapet. Det vil si egenkapital og finansiell gjeld. Sysselsatte eiendeler blir tilsvarende netto driftseiendeler og finansielle eiendeler. Med netto driftseiendeler mener vi driftsrelaterte eiendeler fratrukket driftsrelatert gjeld. Følgende balanseoppstilling oppstår ved dette oppsettet.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Driftsrelaterte anleggsmidler	8 236 044	7 555 306	5 500 890	6 301 677	7 266 400
Driftsrelatert langsiktig gjeld	(60 471)	(13 209)	(269 976)	(249 729)	(199 731)
<b>Netto anleggsmidler</b>	<b>8 175 573</b>	<b>7 542 097</b>	<b>5 230 914</b>	<b>6 051 948</b>	<b>7 066 669</b>
Driftsrelaterte omløpsmidler	620 463	709 154	1 061 574	1 078 445	1 295 118
Driftsrelatert kortsiktig gjeld	(633 134)	(670 199)	(701 770)	(665 092)	(752 378)
<b>Driftsrelatert arbeidskapital</b>	<b>(12 671)</b>	<b>38 955</b>	<b>359 804</b>	<b>413 353</b>	<b>542 740</b>
<b>Netto driftseiendeler</b>	<b>8 162 902</b>	<b>7 581 052</b>	<b>5 590 718</b>	<b>6 465 301</b>	<b>7 609 409</b>
<b>Finansielle eiendeler</b>	<b>403 742</b>	<b>678 586</b>	<b>677 348</b>	<b>854 447</b>	<b>635 721</b>
<b>SYSSELSATTE EIENDELER</b>	<b>8 566 644</b>	<b>8 259 638</b>	<b>6 268 066</b>	<b>7 319 748</b>	<b>8 245 130</b>
<b>Egenkapital</b>	<b>4 978 886</b>	<b>4 940 548</b>	<b>2 950 588</b>	<b>3 937 307</b>	<b>4 088 163</b>
<b>Finansiell gjeld</b>	<b>3 587 758</b>	<b>3 319 090</b>	<b>3 317 478</b>	<b>3 382 441</b>	<b>4 156 967</b>
<b>SYSSELSATT KAPITAL</b>	<b>8 566 644</b>	<b>8 259 638</b>	<b>6 268 066</b>	<b>7 319 748</b>	<b>8 245 130</b>

Tabell 4.7 Omgruppert balanse med hensyn på sysselsatt kapital

Videre kan vi fokusere på netto driftskapital ved omgruppering av balansen.. Med dette mener vi den kapitalen som er investert driften, og dermed ikke i finansielle eiendeler. Netto driftskapital består da av driftseiendeler fratrukket driftsrelatert gjeld. Således vil netto driftskapital bestå av egenkapital og netto finansiell gjeld. Med netto finansiell gjeld menes finansiell gjeld fratrukket finansielle eiendeler. Dette gjøres fordi man anser finansielle eiendeler for å være unødvendig for selve driften av selskapet, og at disse er likvider som kan brukes til å betale ned finansiell gjeld.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Driftsrelaterte eiendeler	8 856 507	8 264 460	6 562 464	7 380 122	8 561 518
Driftsrelatert gjeld	(693 605)	(683 408)	(971 746)	(914 821)	(952 109)
<b>NETTO DRIFTSEIENDELER</b>	<b>8 162 902</b>	<b>7 581 052</b>	<b>5 590 718</b>	<b>6 465 301</b>	<b>7 609 409</b>
<b>Egenkapital</b>	<b>4 978 886</b>	<b>4 940 548</b>	<b>2 950 588</b>	<b>3 937 307</b>	<b>4 088 163</b>
Finansiell gjeld	3 587 758	3 319 090	3 317 478	3 382 441	4 156 967
Finansielle eiendeler	(403 742)	(678 586)	(677 348)	(854 447)	(635 721)
<b>Netto finansiell gjeld</b>	<b>3 184 016</b>	<b>2 640 504</b>	<b>2 640 130</b>	<b>2 527 994</b>	<b>3 521 246</b>
<b>NETTO DRIFTSKAPITAL</b>	<b>8 162 902</b>	<b>7 581 052</b>	<b>5 590 718</b>	<b>6 465 301</b>	<b>7 609 409</b>

Tabell 4.8 Omgruppert balanse med fokus på netto driftskapital

Følgende kommentarer kan knyttes til omgrupperingen av FOE sin balanse:

- Varige driftsmidler, immaterielle eiendeler og utsatt skattefordel er ført opp som driftsrelaterte anleggsmidler. Finansielle forhold medfører nemlig normalt ikke til midlertidige forskjeller og dermed utsatt skattefordel. Selskapet rapporterer også en post med navnet ”andre anleggsmidler”. Denne inneholder for lite informasjon til at det vil være mulig å komme med en eksakt kategorisering, og føres derfor føres opp under driftsrelaterte anleggsmidler. Dette gjelder også for langsiktige fordringer, da fordringer oftest er knyttet til driften. Beløpene er uansett så små at det ikke vil få merkbare konsekvenser ved feil plassering.
- Beholdninger og kundefordringer er gjengangere blant de driftsrelaterte omløpsmidlene. Eventuelle andre fordringer antas også å være driftsrelaterte da det ikke foreligger spesifikk informasjon om disse. For å kunne drive virksomheten må vi forvente at FOE trenger en del kontanter til den daglige driften. Basert på skjønn har jeg derfor fordelt selskapets kontantekvivalenter mellom driftsrelaterte - og finansielle omløpsmidler. Dette baseres på størrelsen på selskapets kortsiktige driftsrelaterte gjeld, og kortsiktig finansiell gjeld.
- Langsiktig finansiell gjeld består av selskapets rapporterte langsiktige rentebærende gjeld. Selskapet har også ført opp en post kalt ”andre langsiktige forpliktelser”. Slike poster er oftest av finansiell karakter, og jeg baserer meg på denne antagelsen.
- Utsatt skatt oppstår som følge av midlertidige forskjeller mellom skattemessig og regnskapsmessig vurdering av eiendeler. Forskjellene oppstår vanligvis fra

driftsrelaterte anleggsmidler, gjerne grunnet bruk av forskjellige avskrivningsmetoder. Utsatt skatt bør derfor anses som langsiktig driftsrelatert gjeld. Siden pensjonskostnad er tilknyttet lønn, vil det være naturlig å se på pensjonsforpliktelser som langsiktig driftsrelatert gjeld.

#### **4.4 Analyse av kredittrisiko**

Selskaper som havner i finansiell krise påfører i tillegg til kreditorene også investorene problemer. Dette kommer av at finansielle problemer vil medføre kostnader for selskapet, og dermed også være av interesse for investorer. For investorer som ikke er veldiversifiserte vil selskapsspesifikk risiko være relevant, og dermed også kredittrisiko. Med kredittrisiko menes sannsynligheten for å gå konkurs eller bli tvunget ut i gjeldsforhandlinger. Ved konkurs vil investorene tape sin innskutte kapital, og dette kan være dramatisk dersom man har en udiversifisert portefølje.

Jeg vil derfor presentere analyser av FOE sin kredittrisiko. Dette gjøres både gjennom analyse av likviditet og soliditet. Analysen består i å beregne en rekke forholdstall. Informasjonen vi får fra slike relative tall er basert empiri. For eksempel kan man se på historiske ulikheter i forholdstall mellom selskaper som har gått konkurs, og selskaper som ikke har det. Forholdstallene brukes til slutt for å foreta en syntetisk rating av selskapet. En slik rating gir oss et innblikk i selskapets samlede kredittrisiko, og om sannsynligheten for konkurs. Ratingen danner også utgangspunkt for å beregne kredittrisikopremien i kravet kreditorene vil ha til selskapets gjeld.

For å få bedre nytte av forholdstallene har jeg også regnet disse ut for en del andre selskaper, og dermed fått et sammenligningsgrunnlag. Selskapene jeg har brukt til dette er Transocean, Diamond, ENSCO, Ocean Rig og FOE. Dette er alle selskaper som ble identifisert i bransjen for offshore boring under den strategiske analysen.

##### **4.4.1 Likviditetsrisiko**

Med en analyse av likviditet kan vi undersøke om FOE har de likvide midlene som skal til for dekke krav etter hvert som de forfaller til betaling.

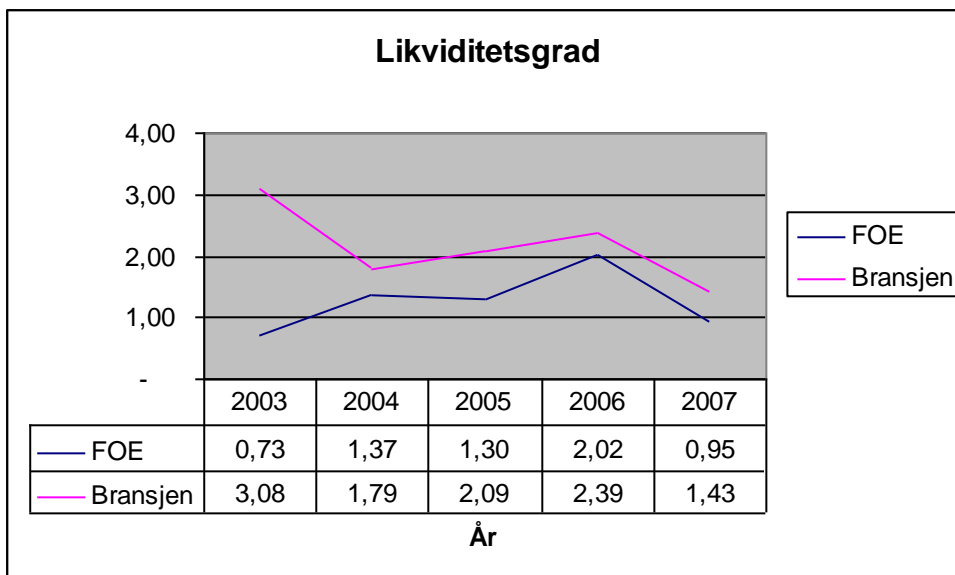
## Likviditetsgrad

Jeg begynner med å se på likviditetsgrad (lg). Denne gir oss informasjon om hvor mye man har av de mest likvide eiendelene i forhold til kortsiktig gjeld. Vi kan om ønskelig skille mellom drift og finansiering.

$$\text{Likviditetsgrad} = \text{Omløpsmidler} / \text{Kortsiktig Gjeld}$$

Som vi ser av figuren nedenfor følger FOE sin likviditetsgrad bransjens utvikling, men ligger konsekvent noe under bransjens gjennomsnitt. Dette kan anses som et varsel om at selskapet ikke er spesielt godt utrustet til å betjene sine kortsiktige gjeld. Særlig negativt er det når likviditetsgraden synker under 1, og man dermed har underdekning av likvide midler.

Generelt ser det ut til at minken i likviditetsgraden den siste tiden kan skyldes kortsiktige lån i forbindelse med investeringer. Som tidligere nevnt har investeringsnivået økt med aktiviteten i bransjen. Noen ser ut til å ha delfinansiert disse investeringene med kortsiktig kreditt.



Figur 4.1 Likviditetsgrad

## Rentedekningsgrad

Rentedekningsgraden (rdg) gir oss innsikt i om selskapet sitt resultat er godt nok til å betjene kostnadene ved å låne penger. Forholdstallet ser imidlertid bort fra avdragsbetaling.

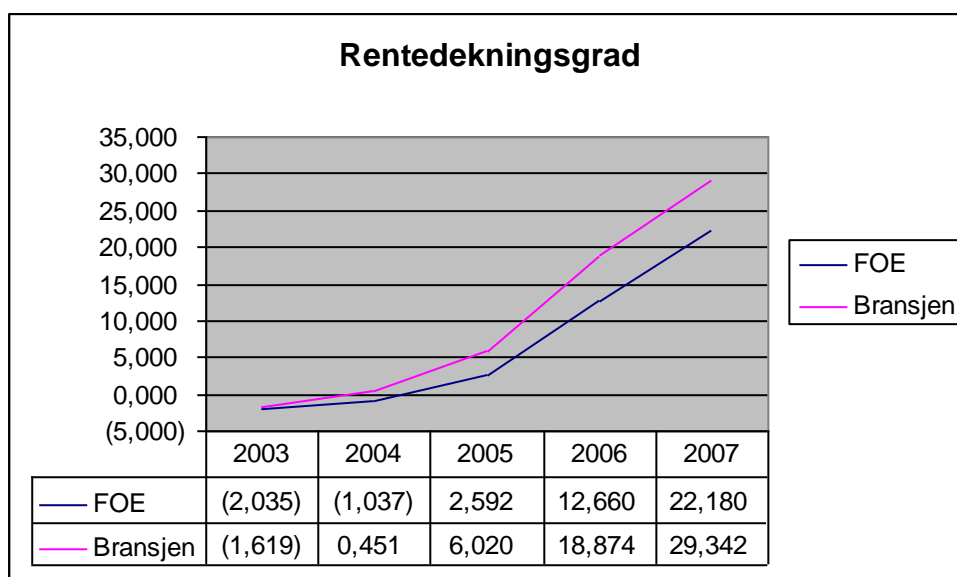
$$\text{Rentedekningsgrad} = (\text{Netto driftsresultat} + \text{Netto finansinntekt}) / \text{Netto finanskostnad}$$

$$\text{Rentedekningsgrad} = \text{Resultat til sysselsatt kapital} / \text{Netto finanskostnad}$$

Med netto mener vi her etter skatt. Jeg baserer meg på normaliserte resultater siden det er konkursprediksjon som er formålet med analysen. Det bør likevel bemerkes at risiko dreier seg om variasjon, og dermed ville fullstendige resultater være det beste når vi er mest interessert i historisk risiko.

Figur 4.2 viser utviklingen i rentedekningsgrad for FOE og et gjennomsnitt av bransjen. I gjennomsnittsberegningen har jeg trukket ut ENSCO da dette selskapet bidro med ekstreme observasjoner. På grunn av liten gjeld og gode tider hadde ENSCO en rentedekningsgrad på over 700.

Også her ser vi at FOE ligger konsekvent under snittet i bransjen, men følger likevel utviklingen. Det bemerkes at jeg for bransjen ikke har benyttet normaliserte tall, men forventer at en gjennomsnittsberegning til en viss grad jevner ut unormale hendelser. Dette kan det selvsagt stilles kritiske spørsmål ved. Vi ser av kurvenes utvikling at man ved gode tider i bransjen evner å skape likviditet gjennom resultatene, men at FOE klarer seg noe dårligere enn konkurrentene på dette området. Likevel må selskapet for tiden sies å være lite utsatt for kortsiktig kredittrisiko dersom vi skal basere oss på dette forholdstallet.



**Figur 4.2** Rentedekningsgrad

## Kontantstrøm

Basert på normaliseringen av regnskapene har jeg utarbeidet en kontantstrømoppstilling som vises i en tabell nedenfor.

	NGAAP		IFRS		
	2003	2004	2005	2006	2007
Netto driftsresultat	(321 053)	(149 882)	368 917	1 509 497	1 775 168
+ Unormalt netto driftsresultat	5 100	(185 769)	(2 485 946)	(676 754)	(993 258)
- Endring i netto driftseiendeler	(1 405 580)	(581 850)	(1 990 334)	874 583	1 144 108
= <b>Fri kontantstrøm fra driften</b>	<b>1 089 627</b>	<b>246 199</b>	<b>(126 695)</b>	<b>(41 840)</b>	<b>(362 198)</b>
+ Netto finansinntekt	11 154	5 710	6 659	20 444	24 710
+ Unormalt netto finansresultat	137 625	427 559	(63 748)	(52 438)	30 195
- Endring i finansielle eiendeler	(296 110)	274 844	(1 238)	177 099	(218 726)
= <b>Fri kontantstrøm til sysselsatt kapital</b>	<b>1 534 516</b>	<b>404 624</b>	<b>(182 546)</b>	<b>(250 933)</b>	<b>(88 567)</b>
- Netto finanskostnad	152 273	139 085	144 919	120 850	81 147
+ Endring i finansiell gjeld	(1 382 243)	(268 668)	(1 612)	64 963	774 526
= Fri kontantstrøm til egenkapitalen	(0)	(3 129)	(329 077)	(306 819)	604 813

**Tabell 4.9** Fri kontantstrøm

De første årene i perioden har selskapet en positiv kontantstrøm fra driften. I 2003 og 2004 oppnås dette på tross av negativt driftsresultat siden man har solgt ut finansielle eiendeler. Selv med positivt driftsresultat de senere årene skaper ikke selskapet positiv kontantstrøm fra driften. Dette baserer seg på negative unormale resultater basert på valutatap ved omregning av utenlandske datterselskaper, men også i form av høye investeringer. Dette er således forhold som ikke forventes å vedvare, og dermed ikke særlig aktuelle for fremtiden. Legg merke til at nedskrivninger i forbindelse med overgang til IFRS i 2005 medfører særlig høyt unormalt resultat, men at det utlignes av endring i netto driftseiendeler.

Selskapet har dermed heller ikke klart å skape positiv kontantstrøm til den sysselsatte kapitalen de siste årene, men oppnår i 2007 en positiv kontantstrøm til egenkapitalen på grunn av opptak av lån.

Problemene med å skape positive kontantstrømmer (særlig fra driften), er i utgangspunktet et faresignal. Likevel bør det tas hensyn til at nevnte unormale forhold har gjort store utslag den siste tiden. Basert på gode fremtidsutsikter for bransjen de neste årene, vil jeg derfor forvente at forholdet ikke vil vedvare. Selskapet har heller ikke varslet om nye store investeringer. Det kan imidlertid knyttes en del skepsis til selskapets evne til å betale snarlig forfallende gjeld.



Legg merke til at fri kontantstrøm til egenkapitalen er lik netto betalt utbytte, men med motsatt fortegn. Således kan det hevdes at selskapet har erstattet betalingen av utbytte i 2007 med økt finansiell gjeld for å finansiere investeringer.

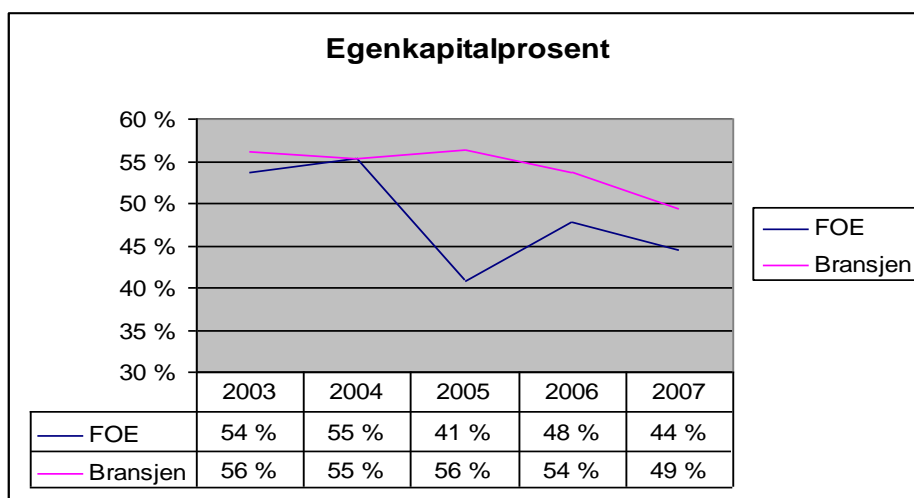
### Nærstående gjeld til forfall

På grunn av opptaket av et kortsiktig lån har selskapet uvanlig mye gjeld til forfall i 2008. Selskapet har over 1,5 milliarder til forfall i nær fremtid, og det er omtrent det doble av hva som er tilfellet for 2009. Siden investeringsaktiviteten er ventet å avta noe, og årets utsikter er gode kan trolig noe av gjelden betjenes med kontantstrøm fra driften. Jeg forventer likevel at noe av gjelden må refinansieres. Dette kan være problematisk i et vanskelig finansmarked. Selskapet har imidlertid alltid overholdt sine forpliktelser ovenfor långivere og bør derfor likevel ha gode muligheter for refinansiering.

### 4.4.2 Soliditet

Når selskaper går med underskudd føres dette mot egenkapitalen. For å sikre seg mot konkurs ved fremtidige tap trengs det derfor en viss størrelse på egenkapital. For å vurdere et selskaps evne til å takle fremtidige tap ser vi derfor på hvor stor egenkapitalen er i forhold til den totale kapitalen (ekp). I dette tilfellet ser vi på bokførte verdier. Problemstillingen synes særlig aktuell for et selskap i en syklisk bransje da det er meget sannsynlig at man tidvis vil oppleve enkelte tap.

$$\text{Egenkapitalprosent} = \text{Egenkapital} / \text{Totalkapital}$$



**Figur 4.3** Egenkapitalprosenten

Også egenkapitalprosenten til FOE ligger noe under det som er gjennomsnittet i bransjen. Fallet vi ser i 2005 har årsak i selskapets overgang til IFRS. Selv med gode resultater ser vi også et fall i egenkapitalprosenten i 2007. Dette kommer av at FOE har tatt opp gjeld for å finansiere investeringer ved oppgradering av Bredford Dolphin og Blackford Dolphin. Oppsummert kan vi si at selskapet har en tilfredsstillende soliditet, men at en trend med fallende egenkapitalprosent under gode forhold i bransjen er noe bekymringsverdig.

## Kapitalstruktur

Matrisen i tabell 4.10 viser hvordan virksomhetens eiendeler er finansiert pr. 31.12.2007. Eiendelene er her plassert etter hvor likvide de er, mens kapitalen vises etter hvor risikabel den er. Det vil si at dess tidligere kurven (det skraverte området) går i bunnen av matrisen, dess mindre risikabel er finansieringen.

	EK	LDG	LFG	KDG	KFG	TE
DAM	4 088 163	199 731	2 868 859	109 647		7 266 400
FAM				-		-
DOM				642 731	652 387	1 295 118
FOM					635 721	635 721
TK	4 088 163	199 731	2 868 859	752 378	1 288 108	9 197 239
	EK	LDG	LFG	KDG	KFG	TE
DAM	56 %	3 %	39 %	2 %		79 %
FAM				0 %		0 %
DOM				50 %	50 %	14 %
FOM					100 %	7 %
TK	44,45 %	2,17 %	31,19 %	8,18 %	14,01 %	100 %
DAM		Driftsrelaterte anleggsmidler				
FAM		Finansielle anleggsmidler				
DOM		Driftsrelaterte omløpsmidler				
FOM		Finansielle omløpsmidler				
TK		Totalkapital				
EK		Egenkapital				
LDG		Langsiktig driftsrelatert gjeld				
LFG		Langsiktig finansiell gjeld				
KDG		Kortsiktig driftsrelatert gjeld				
KFG		Kortsiktig finansiell gjeld				
TE		Totale eiendeler				

Tabell 4.10 Kapitalstruktur

Vi ser av matrisen at anleggsmidlene ikke er fullt finansiert av langsiktig kapital. I tillegg bør vi merke oss at det er tatt opp relativt mye kortsiktig finansiell gjeld. Dette taler for at FOE har en ganske risikabel finansiering av sine eiendeler.

I den strategiske analysen pekte jeg på at verden står ovenfor en finanskriser, og at det kan være vanskelig å oppdrive kapital. Dette kan være en mulig forklaring på at investeringsaktiviteten i FOE har tvunget de til å ta opp kortsiktige lån dersom de ikke har noen tilbud om langsiktig finansiering. I så fall er dette et bidrag til selskapets finansielle risiko.

### **Forvitring av egenkapital**

Som nevnt vil negative resultater fra virksomheten medføre forvitring av egenkapitalen. Dette gjør at det også kan være gunstig å benytte et lønnsomhetsmål for å vurdere muligheten for at egenkapitalen vil svekkes i fremtiden. Nedenfor har jeg derfor beregnet normalisert netto driftsrentabilitet for FOE. Målet brukes senere for å vurdere kredittverdighet ved syntetisk rating for selskapet. Lønnsomhetsanalyse behandles grundigere senere i avhandlingen, og det henvises til rentabilitetsanalysen for nærmere informasjon.

	2004	2005	2006	2007
ndr	(0,019)	0,058	0,286	0,289

**Tabell 4.11** Netto driftsrentabilitet

### **4.4.3 Syntetisk rating**

Kredittvurdering er et viktig virkemiddel når kreditorer skal vurdere hvilken utlånsrente som skal kreves. Slike ratinger gjøres gjerne av spesialiserte virksomheter, men det er også mulig å gjennomføre dette basert på syntetisk rating. Dette gjøres ved å benytte forholdstall for å plassere virksomheten i riktig kredittrisikoklasse.

Et forslag til bruk av rating er vist i følgende tabell basert på kurset i i strategisk regnskapsanalyse ved NHH:

Rating	lg	rdg	ekp	ndr	Årlig konkurssannsyn	Rentepremie
AAA	8,9	11,6	0,895	0,308	0,0001	0,004
AA	4,6	4,825	0,755	0,216	0,0012	0,007
A	2,35	2,755	0,55	0,131	0,0024	0,01
BBB	1,45	1,69	0,38	0,082	0,0037	0,017
BB	1,05	1,06	0,27	0,054	0,0136	0,03
B	0,75	0,485	0,175	0,026	0,0608	0,04
CCC	0,55	-0,345	0,105	-0,002	0,3085	0,072
CC	0,45	-1,17	0,03	-0,03	0,5418	
C	0,35	-1,995	-0,1	-0,058	0,7752	
D						

**Tabell 4.12** Utgangspunkt for syntetisk rating

Basert på de forholdstall vi til nå har beregnet kan vi gjøre et anslag på FOE sin kredittverdighet. Den endelige ratingen baseres på lik vekting av hvert forholdstall.

	2004	2005	2006	2007
lg	1,370	1,300	2,020	0,950
	BB	BB	BBB	B
rdg	-1,037	2,592	12,660	22,180
	CC	BBB	AAA	AAA
ekp	0,552	0,408	0,478	0,444
	A	BBB	BBB	BBB
ndr	-0,019	0,058	0,286	0,289
	CC	BB	AA	AA
Overodnet rating	B	BB	A	BBB
Årlig konkurssannsyn	0,061	0,014	0,002	0,004
Rentepremie	0,04	0,03	0,01	0,017

**Tabell 4.13** Syntetisk rating for FOE

Som vi ser har selskapet med den senere utvikling i markedet kommet opp på en akseptabel kredittverdighet. Vi bør likevel være klar over selskapets sykliske natur da nedgangskonjunkturer raskt kan senke kredittverdigheten.

## 4.5 Historiske avkastningskrav

For å finne et grunnlag å sammenligne rentabilitet med, vil jeg nå presentere FOE sine historiske avkastningskrav. Siden disse rentabilitetsmålene er nominelle og etter skatt, må også avkastningskravene være det samme.

Avkastningskravene tilpasses norske forhold ved at markedet defineres som Oslo Børs.

Beregningen er således mest aktuelle for investorer som opererer i Norge. I tillegg legges det

til grunn at investor har en diversifisert portefølje. Bakgrunnen for denne vinklingen er i stor grad basert på personlige preferanser, og hva som vil være et aktuelt marked for mitt eget vedkommende. Mange investorer har i dag sitt virke i det internasjonale markedet, og dersom dette skulle vært lagt til grunn ville avkastningskravene til egenkapitalen sett noe annerledes ut.

#### 4.5.1 Kapitalverdimodellen

Avkastningskravene til egenkapitalen vil basere seg på kapitalverdimodellen (CAPM):

$$ekk = r_f + \beta (r_m - r_f)$$

CAPM er en enperiodisk likevektsmodell som baserer seg på at investorer er risikoaverse og dermed sprer sine investeringer over flere aktiva. Ifølge CAPM vil alle investorer holde markedsporteføljen. Eneste relevante risiko er den som ikke kan diversifiseres bort, og det interessante er hvert aktivum sitt risikobidrag til porteføljen. Risikobidraget er bestemt av kovariansen mellom aktivumet og markedsporteføljen. I mitt tilfelle vil dette bety at samvariasjonen mellom aksjene i FOE og Oslo Børs utgjør relevant risiko.

CAPM forutsetter at markedene er effesiente og med fravær av transaksjonskostnader. I tillegg holdes alle investorer for å være rasjonelle aktører i markedet. Disse forutsetningene er imidlertid ikke er fullstendig oppfylt i dagens marked. Likevel holdes modellen av mange for å være det beste alternativet som er tilgjengelig, og jeg vil følgelig basere meg på dette.

For noen aksjer kan det være aktuelt å legge til en illikviditetspremie i avkastningskravet. Dette er aktuelt for aksjer som er vanskelig omsettelige i markedet. Empirisk har man sett at indekser for små selskaper har hatt høyere avkastning enn hovedindekser. Illikviditetspremien kan ses på som en justering av at CAPM er urimelig ved å forutsette at markedssvingninger er eneste forklaring på et selskaps risiko.

FOE har de siste årene har vært en del av Oslo Børs sin OBX – indeks. OBX – indeksen omfatter de 25 mest omsatte aksjene på børsen.<sup>xxxiv</sup> Studier av børsdata viser at aksjen har både god dybde og bredde i tillegg til volum. Dette tilsier at det er liten fare for at man ikke

skal kunne få omsatt FOE sine aksjer, og jeg anser det derfor ikke som nødvendig å legge til noen form for illikviditetspremie.

For udiversifiserte investorer kan det også være aktuelt å kreve en premie for høy konkursrisiko. Jeg har tidligere utført analyse av selskapets risiko. En eventuell premie basert på dette vil kunne vurderes ut fra syntetisk rating. I det følgende vil jeg imidlertid forutsette et avkastningskrav basert på diversifiserte investorer, og konkursrisiko er dermed ikke relevant. For kreditorene vil imidlertid kreditrisiko være av stor interesse, og det må derfor legges til en kreditrisikopremie i avkastningskravet til finansiell gjeld.

#### 4.5.2 Risikofrie renter

For å beregne historiske avkastningskrav trenger vi altså å finne historiske risikofrie renter. Dette estimeres i det følgende ved hjelp av historiske 3 måneders effektive NIBOR renter.<sup>xxxv</sup> NIBOR er den renten som brukes når bankene låner seg imellom. Det antas at denne renten inneholder et risikotillegg på 10 %, og dette trekkes dermed fra for å finne risikofri rente. Deretter justeres denne for kapitalbeskatning etter norske forhold (28 %).

	2003	2004	2005	2006	2007
3 måneders NIBOR	4,21 %	2,05 %	2,27 %	3,18 %	5,12 %
Fratrekk av risikotillegg	-0,42 %	-0,21 %	-0,23 %	-0,32 %	-0,51 %
<b>Risikofri rente før skatt</b>	<b>3,79 %</b>	<b>1,85 %</b>	<b>2,04 %</b>	<b>2,86 %</b>	<b>4,61 %</b>
Fratrekk av 28% skatt	-1,06 %	-0,52 %	-0,57 %	-0,80 %	-1,29 %
<b>Risikofri rente etter skatt</b>	<b>2,73 %</b>	<b>1,33 %</b>	<b>1,47 %</b>	<b>2,06 %</b>	<b>3,32 %</b>

Tabell 4.14 Historiske risikofrie renter

#### 4.5.3 Markedets risikopremie

Gjennomsnittlig risikopremie på Oslo Børs mellom 1958 og 2005 var på 6,2 % dersom de 10 % høyeste og laveste ses bort fra.<sup>xxxvi</sup> Enkelte forhold de siste tjue årene indikerer imidlertid at risikopremien ligger noe lavere nå. Argumentene går ut på at modernisering av børsen, lavere inflasjonsrisiko og mer diversifiserte investorer taler for en risikopremie på 5 % etter skatt.<sup>xxxvii</sup> Dette blir således mitt utgangspunkt for videre beregninger.

#### 4.5.4 Betaverdier

For å finne avkastningskrav til egenkapitalen trenger vi et mål på systematisk risiko. Dette er den betaverdien som benyttes i CAPM. Beta måler samvariasjonen mellom selskapets avkastning og markedsporteføljen relativt til volatiliteten i markedsporteføljen.

$$\beta = \text{kov}(r, r_m) / \text{var}(r_m)$$

Markedsporteføljen har en beta på 1, mens beta for en risikofri plassering er 0.

For å estimere beta for FOE har jeg benyttet meg av månedlige data for de siste fem årene. Månedlig avkastning er målt logaritmisk for FOE og Oslo Børs Benchmark Index (OSEBX). Deretter har jeg gjort beregnet empirisk kovarians mellom avkastningene, og empirisk varians for avkastningen til OSEBX. Utrekningene legger dermed til grunn at relevant systematisk risiko bestemmes av aksjens samvariasjon med det norske markedet. Resultatene fra utregningen er vist nedenfor.

<b>var(r<sub>m</sub>)</b>	0,002899
<b>kov(r,r<sub>m</sub>)</b>	0,004977
<b>β</b>	1,717071

Vi finner altså en historisk beta på 1,717. Den høye betaen bærer preg av at Oslo Børs har en hovedtyngde av selskaper innen oljesektoren.

Siden det holdes sannsynlig at beta over tid går mot 1, og jeg her baserer meg på historisk beta, foretar jeg en såkalt Meryll Lynch – justering. Dette går ut på å vekte  $\beta = 1$  med 1/3.

$$\beta^* = (2/3) * 1,717 + (1/3) * 1,000 = 1,478$$

Jeg har dermed funnet et estimat på nåværende beta for FOE sin egenkapital.

For å finne betaverdiene for det enkelte år i analyseperioden må vi gå veien om beta til netto driftskapital (NDK). I praksis må dette skje med vekting basert på balanseførte verdier, selv om det i prinsippet burde brukes markedsverdier. Dette kommer av at markedsverdi på netto driftskapital er svært vanskelig å oppdrive.

$$\beta_{NDK} = \beta_{EK} * (EK/NDK) + \beta_{NFG} * (NFG/NDK)$$

der NFG er netto finansiell gjeld og NDK er netto driftskapital.

Beta til netto finansiell gjeld antas å være null. Dette siden man kan forvente at risiko fra finansielle eiendeler - og gjeld utligner hverandre og således ikke medfører systematisk risiko.

Kapitalen bør beregnes som et gjennomsnitt for å oppnå etterskuddsrenter. Nettoresultatet er nemlig inkludert i den utgående kapitalen, og vil således være en del av både teller og nevner ved beregning av rentabilitet. Derfor trekker vi nettoresultatet ut fra undersiden av brøken. Denne operasjonen gjør at vi oppnår etterskuddsrenter. For at avkastningskrav skal være kompatibelt med rentabilitetsmål må vi derfor også benytte gjennomsnittlig kapital ved beregning av avkastningskrav. Gjennomsnittlig kapital er beregnet følgende formel:

$$\text{Gjennomsnittlig kapital} = IB \text{ Kapital} + (\Delta \text{kapital} - \text{normalisert nettoresultat til kapital})/2$$

Jeg har her valgt å benytte meg av normalisert nettoresultater for å holde et fremoverskuende fokus. Rentabilitetsanalysen vil derfor fokusere på normalisert rentabilitet, og dermed bør avkastningskravene gjøre det samme.

Med utgangspunkt i gjennomsnittlig beta til egenkapitalen beregnes deretter beta til netto driftskapital. Ved å akseptere Miller & Modigliani sin teori om at et selskaps verdi ikke påvirkes av hvordan det er finansiert, kan vi anta at beta til netto driftskapital vil være konstant gjennom perioden. Med konstant beta til netto driftskapital kan vi også finne egenkapitalbetaen for hver enkelt periode.

Tabellen nedenfor viser betaverdiene og vekting av kapital det enkelte år.

	2004	2005	2006	2007	Snitt
$\beta_{EK}$	1,308	1,404	1,618	1,636	1,478
* $EK/NDK$	0,642	0,598	0,519	0,513	0,568
+ $\beta_{NFG}$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
* $NFG/NDK$	0,375	0,412	0,490	0,492	0,442
= $\beta_{NDK}$	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840

Tabell 4.15 Betaverdier



### 4.5.5 Egenkapitalkrav

Vi har nå også nok informasjon til å beregne hvert års krav til egenkapitalen basert på CAPM. Som vi ser er avkastningskravet til egenkapitalen steget noe de senere årene. Dette er hovedsaklig grunnet både økt egenkapitalbeta og økende renter. I tillegg spiller finansiell gearing inn, da vi i analysen av soliditet så at egenkapitalprosenten har falt noe i perioden.

	2004	2005	2006	2007
$r_f$ etter skatt	1,33 %	1,47 %	2,06 %	3,32 %
+ $\beta_{EK}$	1,308	1,404	1,618	1,636
* $(r_m - r_f)$	5,00 %	5,00 %	5,00 %	5,00 %
= <b>ekk</b>	<b>7,87 %</b>	<b>8,49 %</b>	<b>10,15 %</b>	<b>11,50 %</b>

Tabell 4.16 Historiske egenkapitalkrav

### 4.5.6 Finansielle krav

For å finne avkastningskravet til netto driftskapital må vi gå veien om noen finansielle krav. Dette kommer av at netto driftskapital består av både egenkapital og netto finansiell gjeld.

Kravet til netto finansiell gjeld (nfgk) består av vekting av krav til finansielle eiendeler (fek)- og gjeld (fgk).

$$nfgk * NFG = fgk * FG - fek * FE, \text{ som kan omskrives til}$$
$$nfgk = fgk (FG/NFG) - fek * (FE/NFG)$$

Kravet til finansielle eiendeler bestemmes fra virksomheten selv, mens finansielle kreditorer avgjør kravet til finansiell gjeld.

Som tidligere nevnt kan det argumenteres med at beta til netto finansiell gjeld er null. Dermed vil vekting avgjøre beta til den finansielle gjelden på følgende måte:

$$\beta_{FG} = \beta_{FE} * (FE/FG)$$

Finansielle eiendeler består normalt av kontanter, finansielle fordringer og finansielle investeringer. Kontanter må regnes som risikofrie og har således en beta på null. For finansielle fordringer skal det avsettes for tap, og dersom dette gjøres vil også beta for slike fordringer være null. Beste estimat for beta på finansielle investeringer vil være en. Dette som følge av manglende informasjon om investeringene. Beta for de finansielle eiendelene består således av vekting av de ulike typene av eiendeler.

FOE har gjennom perioden hatt minimalt med finansielle investeringer. Kontanter utgjør nemlig så godt som alle finansielle eiendeler. Dette medfører at selskapet får en beta på finansielle eiendeler tilnærmet null. I lys av at kontantandelen er såpass overveldende settes derfor kravet til finansielle eiendeler lik kravet til kontanter. Det vil si den risikofrie renten etter skatt.

$$f_{ek} = r_f * (1 - 0,28)$$

En beta for finansielle eiendeler nær null vil også medføre det samme for finansiell gjeldsbeta. Det vil si at premie for systematisk risiko vil være neglisjerbar. Kravet til finansiell gjeld består dermed av den risikofrie renten etter skatt med tillegg av en premie basert på selskapets kredittverdighet (krp). Denne har jeg allerede gjort en beregning av under syntetiske ratingen som ble gjort under analysen av risiko. Hver rating har en egen rentepremie tilknyttet seg basert på sannsynligheten for konkurs slik det kunne betraktes hvert enkelt år.

$$f_{gk} = r_f * (1 - 0,28) + krp + \beta_{FG} * (r_m - r_f)$$

*der bidraget fra systematisk risiko blir null*

Kravet til netto finansiell gjeld kan enten finnes ved vekting av kravene til finansielle eiendeler - og gjeld, eller fra CAPM med en netto finansiell gjeldsbeta lik null. I mine beregninger har jeg benyttet den førstnevnte metoden

Vi har nå de opplysninger vi trenger for å beregne finansielle krav. Det noe vanskelig tolkbare krav til netto finansiell gjeld forstås lettere ved å se på de andre finansielle kravene.

	2004	2005	2006	2007	Snitt
Risikofri rente etter skatt	0,013	0,015	0,021	0,033	0,020
+ Premie for kredittrisiko etter skatt	0,029	0,022	0,007	0,012	0,017
= <b>Finansielt gjeldskrav</b>	<b>0,042</b>	<b>0,036</b>	<b>0,028</b>	<b>0,045</b>	<b>0,038</b>
<b>Fiansielt eiendelskrav</b>	<b>0,013</b>	<b>0,015</b>	<b>0,021</b>	<b>0,033</b>	<b>0,020</b>
Finansielt gjeldskrav	0,042	0,036	0,028	0,045	0,038
* Finansiell gjeld/netto finansiell gjeld	1,180	1,248	1,285	1,238	1,238
- Finansielt eiendelskrav	0,013	0,015	0,021	0,033	0,020
* Finansielle eiendeler/netto finansiell gjeld	0,180	0,248	0,285	0,238	0,238
= <b>Netto finansielt gjeldskrav</b>	<b>0,047</b>	<b>0,041</b>	<b>0,030</b>	<b>0,048</b>	<b>0,042</b>

Tabell 4.17 Finansielle avkastningskrav

#### 4.5.7 Netto driftskrav

Det samlede kravet til selskapet kan nå finnes via vekting. Kravet kan refereres til som netto driftskrav (ndk).

$$\text{Siden } NDK = EK + NFG$$

$$\text{vil } ndk = ekk * (EK/NDK) + nfgk * (NFG*NDK)$$

	2004	2005	2006	2007	Snitt
Egenkapitalkrav	0,079	0,085	0,102	0,115	0,095
* EK/NDK	0,642	0,598	0,519	0,513	0,568
+ Netto finansielt gjeldskrav	0,047	0,041	0,030	0,048	0,042
* NFG/NDK	0,375	0,412	0,490	0,492	0,442
= <b>Netto driftskrav</b>	<b>0,068</b>	<b>0,068</b>	<b>0,067</b>	<b>0,083</b>	<b>0,071</b>

Tabell 4.18 Netto driftskrav

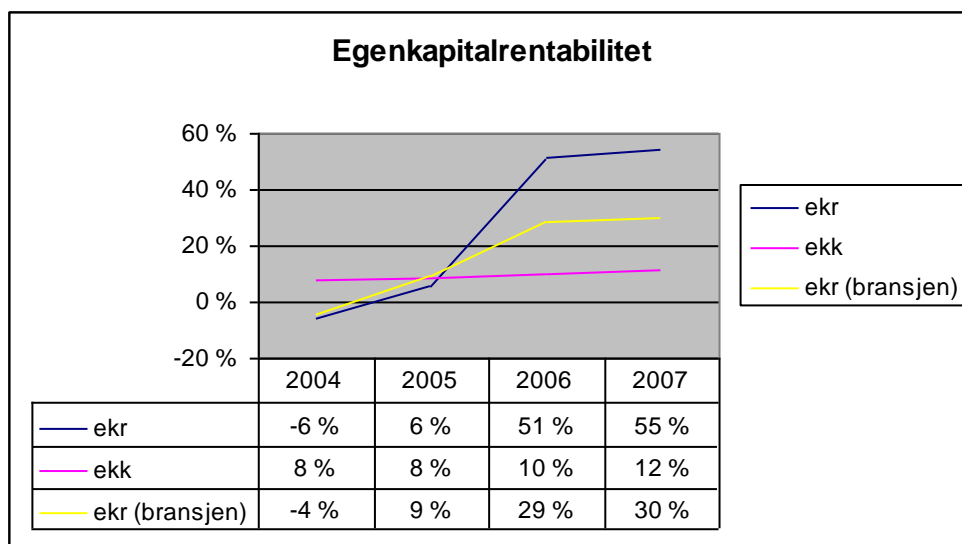
Vi har nå fått et utgangspunkt for å analysere historisk lønnsomhet ved at vi kan benytte avkastningskravene som sammenligningsgrunnlag for rentabilitetsmål.

#### 4.6 Analyse av lønnsomhet

Fremtidig lønnsomhet kan til en viss grad vurderes ved hjelp av historisk lønnsomhet. I det følgende vil jeg derfor foreta noen lønnsomhetsanalyser av FOE basert på historiske prestasjoner. Dette gjøres ved å sammenligne rentabilitet med de historiske avkastningskravene som nå er utledet. Som nevnt tidligere vil fokuset være på normaliserte tall, da dette gir et bedre fremtidsperspektiv. Rentabilitet måles, i samsvar med tidligere begrunnelse, basert på gjennomsnittlig kapital justert for resultatet til kapitalen.

## 4.6.1 Egenkapitalrentabilitet

Figuren viser FOE sin egenkapitalrentabilitet basert på bokførte verdier sammenlignet med egenkapitalkravet. Jeg har også estimert egenkapitalrentabiliteten for bransjen.



**Figur 4.4** Egenkapitalrentabilitet

Rentabilitetens utvikling bærer kraftig preg av den eksplosive aktiviteten i markedet fra 2006. Man bør ikke glemme at egenkapitalen ble redusert som følge av ”dirty surplus” basert på overgangen til IFRS. I tillegg kan avvik i regnskapsregler mellom land medføre målefeil.

Det viktige spørsmålet blir så om denne merrentabiliteten kan holde seg over tid, eller om såkalt ”mean reversion” vil gjøre seg gjeldende. FOE sin økende lønnsomhet kan nemlig også være en følge av at virksomheten etter hvert har fått utbytte av å bli et rent riggselskap. I tillegg ser jeg ikke bort fra at fokuset på halvt nedsenkbare rigger også har bidratt til denne lønnsomheten (jamfør strategisk analyse). Dette siden flytere antas å gi bedre lønnsomhet enn oppjekkable rigger. Jeg vil anta at det er dette som har bidratt til at FOE den siste tiden ha hatt høyere rentabilitet enn bransjen. Likevel er det tvilsomt om det kan forventes at selskapet skal ha en rentabilitet så mye høyere enn bransjen over tid. Gjennom analysen av selskapets strategiske posisjon forklarte jeg nemlig at selskapet ikke så ut til å ha noen varige konkurransefortrinn.

Det går også fram at FOE ikke har klart å gi investorene tilfredsstillende avkastning under de vanskelige tidene i riggmarkedet. Vi får dermed bekreftet mistanken om at bunnen på syklusen vil medføre lønnsomhetsproblemer for selskapet.

Vi ser også at egenkapitalrentabiliteten har vært stabil fra 2006 til 2007. Dette kan være en indikasjon på at selskapet har nådd sitt toppnivå. Det kan dermed forventes enn tendering tilbake mot bransjen gjennomsnitt og med tiden også mot avkastningskravet.

Egenkapitalrentabiliteten kan videre deles opp i drift og finansiering basert på følgende forhold:

$$ekr = ndr + (ndr - nfgr) * nfgg$$

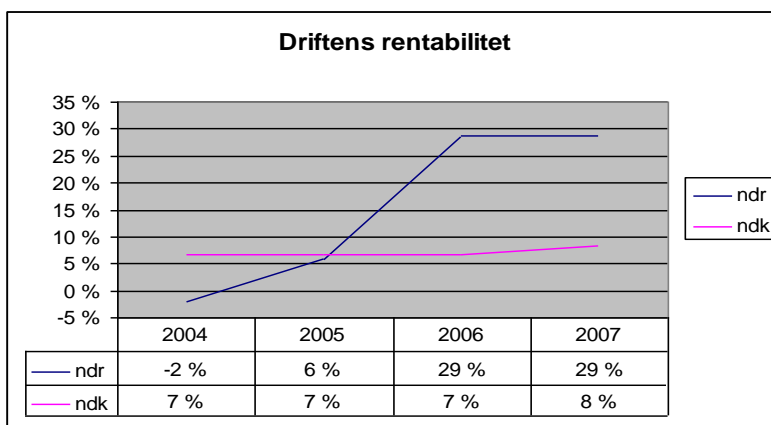
der  $nfgr$  er netto finansiell gjeldsrente  
og  $nfgg$  er netto finansiell gjeldsgrad.

Med dette oppnår vi et skille mellom driftens rentabilitet og virkningen av finansiell gearing.

Jeg begynner med å se driftens avkastning.

#### 4.6.2 Driftsrentabilitet

Netto driftsrentabilitet ( $ndr$ ) er allerede beregnet for å foreta syntetisk rating. Med netto driftsrentabilitet mener vi hvor mye kapitalen som investeres i driften ( $NDK$ ) kaster av seg.



**Figur 4.5** Netto driftsrentabilitet

Som vi ser er rentabiliteten på netto driftskapital noe lavere enn for egenkapitalen. Dette tyder som vi senere vil se på at selskapet for øyeblikket nyter godt av finansiell gearing. Også her ser vi enn utflating av rentabiliteten de siste par årene. En grunn til høy margin fra driften er i stor grad basert på de økte dagratene. For at dette skal kunne vedvare må vi anta at noe vil hindre økt tilbud samtidig som etterspørselen holder seg høy. Dette kan det være en mulighet for dersom det vanskelige finansmarkedet gjør at det ikke kan skaffes nok kapital til ytterligere investeringer. Markedets evne til å absorbere rigger under bygging vil selvsagt også påvirke ratenivå og rentabilitet. I tillegg kan det trange markedet for arbeidskraft gjøre det vanskelig å opprettholde en så høy rentabilitet i fremtiden.

#### 4.6.3 Virkning av finansiell gearing

Finansiell gearing sin virkning på egenkapitalrentabiliteten avhenger i første rekke om netto driftsrentabilitet er større enn netto finansiell gjeldsrente. I vårt tilfelle ser vi på normaliserte forhold. Dersom driftsrentabiliteten er høyere enn gjeldsrenten vil man få en positiv effekt på egenkapitalrentabiliteten av å ta opp lån. Dette siden man betaler mindre for lånet enn avkastningen fra driften.

Følgende forhold gjelder ved beregning av netto finansiell gjeldsrente.

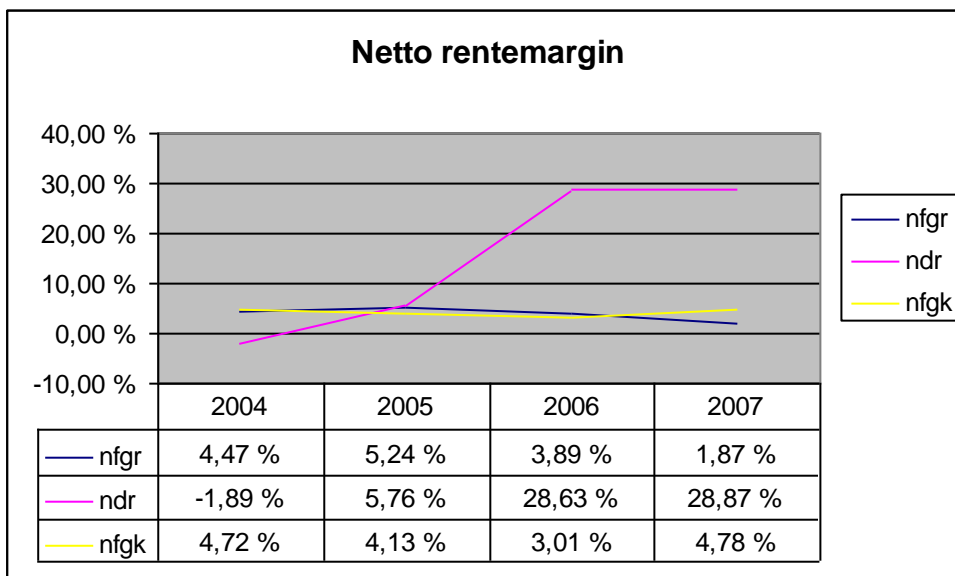
$$nfgr = (NFK - NFI) / NFG$$

der *NFK* er netto finanskostnad,

*NFI* er netto finansinntekt

og *NFG* er netto finansiell gjeld

I figuren nedenfor sammenlignes netto finansiell gjeldsrente med netto driftsrentabilitet for FOE i perioden. I tillegg viser jeg avkastningskravet til netto finansiell gjeld.



**Figur 4.6** Netto rentemargin

Figuren viser at selskapet med sin økte driftsrentabilitet har gått over til å få en positiv effekt av finansiell gearing. Vi ser også at den finansielle gearingen hadde negativ effekt før oppgangstidene i bransjen.

Jeg vil imidlertid stille spørsmålstegn ved renten i 2007. Netto finansiell gjeldsrente er her lavere enn norsk risikofri rente. I tillegg er den langt lavere enn kravet til netto finansiell gjeld. Dette kan tyde på målefeil fra min del, men uten at jeg har klart å sette fingeren på noen feil. Det kan også dreie seg om at selskapet har mye av sin gjeld i amerikanske dollar, og at en fallende dollarkurs kan ha gjort rentebetalingene lave. En annen forklaring kan være at det ikke har vært rentebetaling på det nylig etablerte kortsiktige lånet.

Figuren kan også fortelle oss noe om hvorfor selskapet har tatt opp mer gjeld den siste tiden. Med såpass stor netto rentemargin vil selv kortsiktige lån med noe høyere renter bidra med en positiv gearingeffekt på egenkapitalrentabiliteten.

Samlet virkning av finansiell gearing avgjøres i tillegg av hvor mye gjeld virksomheten har pådratt seg. Vi kan måle dette med såkalt netto finansiell gjeldsgrad:

$$nfgg = NFG/EK$$

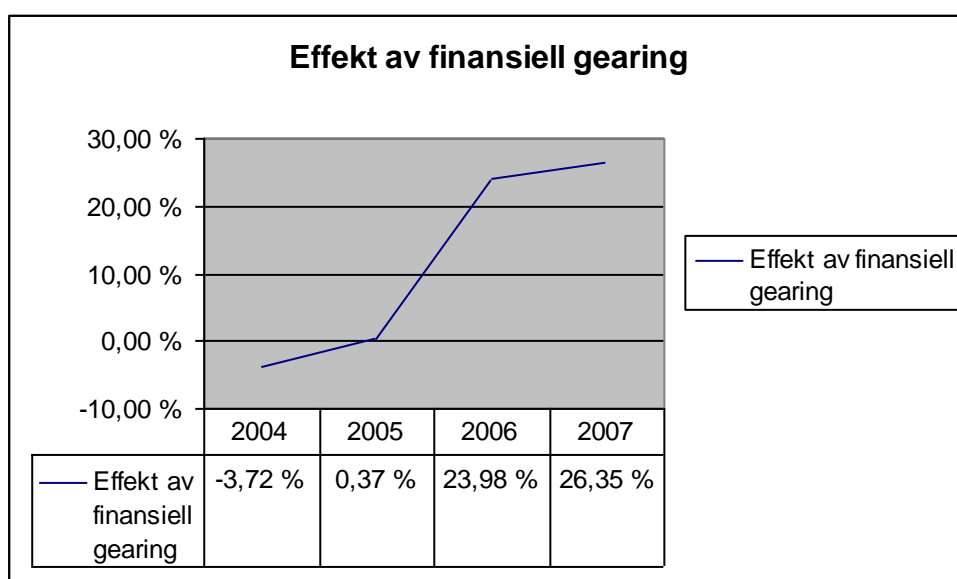
FOE hadde følgende utvikling i nfgg i perioden:

	2004	2005	2006	2007
nfgg	59 %	71 %	97 %	98 %

**Tabell 4.19** Netto finansiell gjeldsgrad

Som vi ser har selskapet eksponert seg mer for gjeld de siste par årene. Det vil si at selskapet har økt sin gjeld når de har hatt en positiv rentemargin og dermed forsterket effekten av finansiell gearing. Oppgangen fra i 2005 påvirkes en god del av den tidligere nevnte overgangen til IFRS.

Figuren under viser periodens totale effekt av finansiell gearing. Selskapets svært markante resultatforbedring i 2006 følges opp ved å øke den finansielle gearingen for deretter å holde den høy også i 2007. Selskapet betalte også ut utbytte for første gang i 2007, og det kan se ut til at de prioriterer dette fremfor å ha en høy andel av egenkapital. Selskapets behov for kapital til investeringer tilfredsstilles dermed i første rekke med gjeld.



**Figur 4.7** Effekt av finansiell gearing.

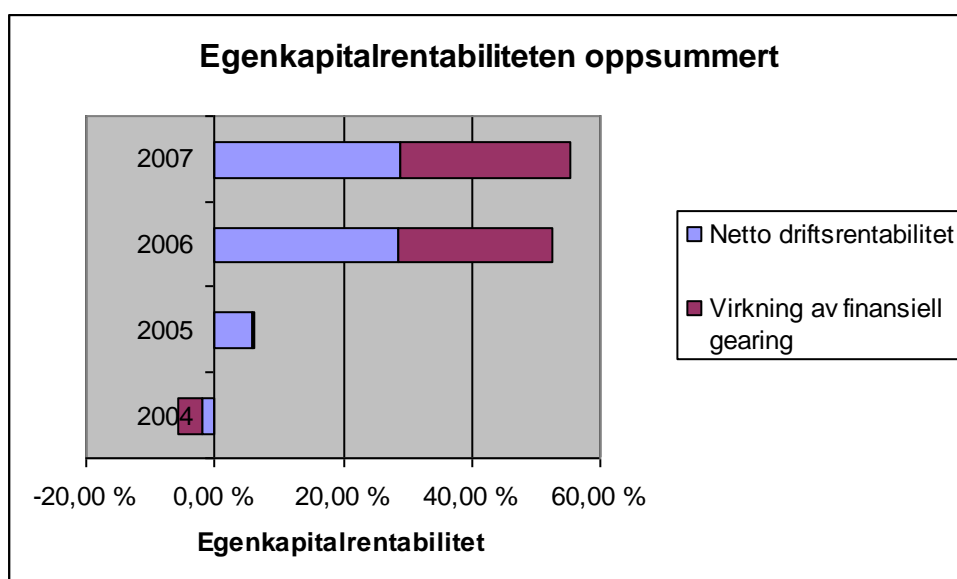
#### 4.6.4 Oppsummering av lønnsomhetsanalysen

Generelt ser det ut til at FOE har klart å benytte seg av de gode tidene i bransjen. På grunn av en gunstig posisjonering med fokus på flytende borerigger har selskapet i det siste også bedre rentabilitet enn bransjegjennomsnittet. Rentabiliteten har utviklet seg meget positivt for både



egenkapital og netto driftskapital. Dette gjør at selskapet ser ut til å føle seg komfortabelt med å ta opp gjeld for å oppgradere sin flåte av rigger. Den høye andelen av gjeld, bidrar sammen med en markant positiv netto rentemargin, til en stor positiv effekt av finansiell gearing.

Vi ser imidlertid også at selskapet er sårbart for dårlige tider. Lønnsomheten i et vanskelig år for offshore borebransjen (2004) medførte negativ egenkapitalrentabilitet med bidrag både fra driften og finansiell gearing.



**Figur 4.8** Egenkapitalrentabiliteten oppsummert

## 5.0 Fundamental verdsettelse av Fred. Olsen Energy

Fundamental verdsettelse går ut på å vurdere et selskaps verdi på grunnlag av analyse av underliggende forhold. Underliggende forhold er således det samme som fundamentale forhold. Teoretisk sett er det kun verdien av fremtidige kontantstrømmer som er den riktige verdsettelsesmetoden.

For å oppnå innsikt i underliggende forhold kreves det strategiske analyser og regnskapsanalyser. Dette brukes deretter for å budsjettere fremtidige kontantstrømmer som vi kan neddiskontere med et fornuftig avkastningskrav.

Den fundamentale verdsettelsen av Fred. Olsen Energy tar utgangspunkt i en veldiversifisert investor som opererer i det norske markedet. Dette er i tråd med de tidligere analyser og beregninger jeg har gjort i denne avhandlingen. Dersom verdsettelsen hadde skjedd fra et annet ståsted ville trolig verdien av selskapet sett noe annerledes ut. En internasjonal investor ville for eksempel benyttet et avkastningskrav basert på risikobidraget til en portefølje i et mindre oljefokusert marked enn det norske. En udiversifisert investor måtte i tillegg tatt hensyn til risiko av mer selskapsspesifikk art.

### 5.1 Rammeverk for fundamental verdsettelse

For å budsjettere fremtidig kontantstrøm kan man se for seg at rapporterte kontantstrømoppstillinger fra selskapet kan danne et godt grunnlag. Dette byr imidlertid på problemer som gjør metoden uegnet. Hovedutfordringen er at utgifter til vekst og ekspansjon behandles som kostnader, mens disse i realiteten er basert på at man forventer fremtidig inntjening. Dette kan løses på to måter:

- 1) Egenkapitalen kan vurderes ved diskontering av fri kontantstrøm fra driften med fratrukk av investeringer i driftsmidler. Deretter trekker man fra verdien av netto finansiell gjeld.
- 2) Det kan gjøres en regnskapsbasert budsjettering av fremtidige kontantstrømmer for å finne verdien av selskapet. Egenkapitalen verdsettes deretter ved å trekke fra netto finansiell gjeld.

I det følgende vil jeg konsentrere meg om metoden nevnt i punkt to. Denne går gjerne under navnet "Enterprise Value" - eller Totalkapitalmetoden. Siden man her baserer seg på regnskaper er det naturlig å fokusere på såkalt EBITDA. Med EBITDA menes "earnings before interests, taxes, depreciation and amortization". På norsk får vi tilsvarende fortjeneste før renter, skatt, nedskrivninger og avskrivninger.

Budsjetteringen av fremtidige kontantstrømmer vil normalt basere seg på at man velger en budsjetteringshorisont der man estimerer eksplisitte forventet kontantstrøm for hvert år. For årene etter budsjetteringshorisonten gjøres det en langsiktig implisitt prognose basert på såkalt "continuing value". "Continuing value" estimeres ved hjelp av en uendelig tidshorisont og Gordons formel.

Tabellen nedenfor gir en oversikt over fremgangsmåten ved fundamental verdsettelse.

Budsjettert EBITDA for fremtidige år
+ Fremtidig forventede investeringer i varige driftsmidler.
+ Forventet økning i netto arbeidskapital.
- Skatt ved å bruke en effektiv normal skattesats.
= <b>Budsjettert fremtidig kontantstrøm</b>
Finn verdien av totalkapitalen ved å diskontere fremtidig budsjettert kontantstrøm
- Markedsverdien av netto finansiell gjeld
+ Verdien av eiendeler som ikke er finansielle og kan selges uten å påvirke driften
+ Verdien av skatteposisjoner
= <b>Verdien av egenkapitalen</b>

**Tabell 5.1** Modell for fundamental verdsettelse basert på regnskap

Jeg har i min verdsettelse vurdert det som mest hensiktsmessig å benytte meg av reelle tall i prognosene. Dette er særlig fordi jeg under kostnadsprognosene ofte bruker prosenter av omsetningen som utgangspunkt, og at det da forenkler prognoseprosessen noe å benytte reelle tall. I samsvar med budsjetteringen brukes det derfor også reelle avkastningskrav.

## **5.2 Valg av budsjetteringsperiode**

Særlig to forhold bør vurderes ved valg av budsjetteringshorisont:

- Det første er hvor lang tid det vil ta før man er i såkalt ”steady state”. Med ”steady state” menes det tidspunktet når konstant vekst er rimelig å anta.
- Andre punkt dreier seg om kvaliteten på regnskapsføringen.

Dersom et selskap benytter seg av verdibasert regnskapsføring i finansregnskapet, aksjemarkedet er effesient, eller bedriften befinner seg i konstant ”steady state”, vil det ikke være nødvendig med en eksplisitt budsjetthorisont. Ved perfekt verdibasert regnskapsføring vil selskapet i realiteten rapportere nåverdien av fremtidig inntjening, og budsjettering vil ikke være nødvendig. Dersom vi står ovenfor et effesient marked vil all informasjon være inkludert i markedsprisen, og budsjettet er således mulig å finne ved hjelp av denne. Under forutsetningen om allerede konstant vekst kan vi benytte oss direkte av en uendelig tidshorisont basert på dagens kontantstrøm. Gordons formel gir dermed verdien av selskapet basert på dagens situasjon og den konstante vekstfaktoren.

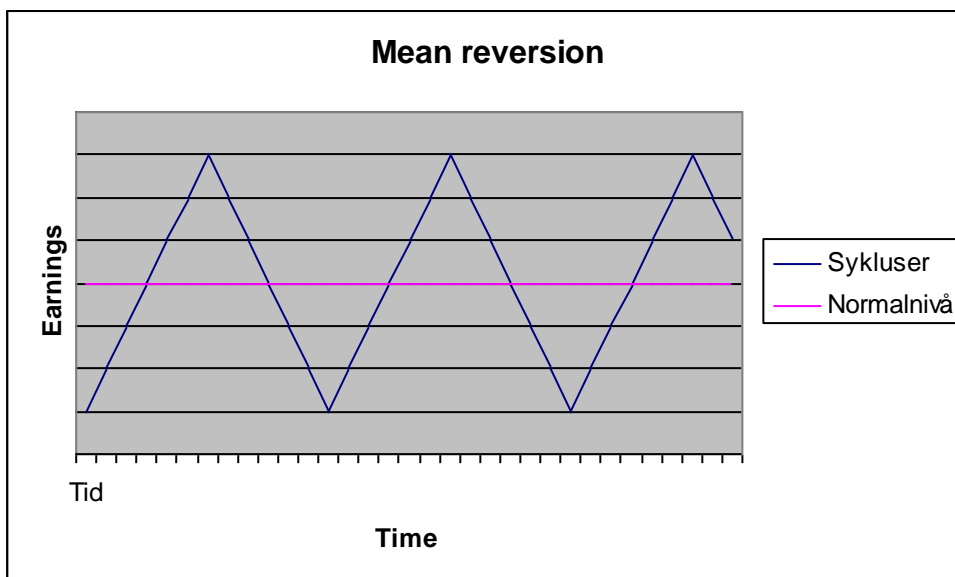
Forutsetningen om effesiente markeder har gjennom empiriske studier vist seg å ikke være helt korrekt. Det vil i realiteten si at det finnes informasjon som ikke er innebygd i markedsprisene. Det er nettopp dette som danner grunnlaget for at selskaper kan være feil priset, og at vi gjennomfører analyser for å verdsette selskaper. Selve målet er jo tross alt å komme frem til en handlingsstrategi basert på forskjellene i vårt eget verdiestimat og markedsprisen.

Regnskaper er som nevnt basert på regnskapslovgivning som ikke fokuserer på verdier, men i mange tilfeller korrekt historisk kost. Siden FOE rapporterer sine regnskaper etter slik lovgivning, vil det ikke være nåverdien av fremtidig inntjening som er rapportert i selskapets finansregnskaper. Dette innebærer at man selv må gjøre antagelser om fremtiden for å verdsette selskapet.

Det kan forventes at modne selskaper som opererer i stabile markeder er i tilnærmet ”steady state”. FOE er et selskap som har gått gjennom en viss modningsprosess de siste årene, men vi ser samtidig at de har gjort forsøk på ekspansjon de siste årene. Dette baserer jeg på tidligere nevnte opplysninger om at selskapet i år 2000 gikk til anskaffelse av et boreskip for ultradypt vann, og at denne satsingen har fortsatt med den siste oppgraderingen av Blackford Dolphin. I tillegg medfører en antagelse om ”steady state” til problemer ved at offshore

borebransjen er å regne som syklisk. Dette bryter nemlig med forutsetningen om stabile markeder.

Det er dermed klart at det vil være hensiktsmessig å benytte eksplisitt budsjettering for en periode fremover ved verdsettelsen av FOE. Normalt ville vi ønske å kunne budsjettere for en relativt lang periode. Det vil si rundt ti år. Dette vil imidlertid kreve antagelser om konjunkturmessige forhold langt frem i tid. Slike forhold er meget vanskelig å spå noe om selv for erfarne makroøkonomer. Derfor vil det være mer fornuftig å velge et tidsperspektiv som gir oss noe bedre forutsetninger for å si noe om de fremtidige konjunkturforholdene som er med på å bestemme selskapets lønnsomhet. Jeg anser det som lite sannsynlig at dette vil være mulig for mer enn seks år frem i tid, og velger derfor å gjøre eksplisitt budsjettering fra og med 2008 til og med 2013. Fra og med 2014 brukes dermed ”continuing value”. En periode på seks år kan være et meget ambisiøst mål for utarbeiding av prognoser, men gir samtidig en utfordring for forfatteren av denne utredningen.



Figur 5.1 Mean reversion

”Continuing value” er som nevnt basert på ”steady state”. Siden offshore borebransjen sin sykliske natur gjør ”steady state” til en lite hensiktsmessig antagelse, må det brukes andre forutsetninger for beregning av ”continuing value”. Det kan da være fornuftig å basere seg på såkalt ”mean reversion”. Som figuren ovenfor illustrerer, innebærer dette prinsippet at en virksomhet sin lønnsomhet vil ha en tendens til over tid å trekkes mot gjennomsnittet selv om

den opererer i et syklisk marked. Man kan dermed benytte et ”normalnivå” ved beregningen av ”continuing value”. Det vil si at det fra og med år 2014 vil være dette ”normalnivået” som brukes i verdsettelsen. I tråd med mine antagelser om markedet for offshore boretjenester forventer jeg etter noen år en tendering mot et mer normalt nivå på syklusen. Dette gjør at overgangen fra eksplisitt budsjettering til ”continuing value” blir relativt myk.

### **5.3 Budsjettering av fremtidig kontantstrøm fra driften**

For å finne selskapsverdien til FOE følger det nå prognoser på selskapets fremtidige kontantstrømmer fra driftsaktiviteter.

#### **5.3.1 Fremtidige driftsinntekter**

Driftsinntektene til FOE er hovedsaklig styrt av markedets etterspørsel ved at dette påvirker dagratene som mottas fra kundene. Som jeg tidligere har fokusert på, er selskapet på kort sikt godt posisjonert for å ta del i det sterke markedet for flytere. Dette gjelder for både dypt - og mellomdypt vann. Men jeg må på lang sikt også ta hensyn til en metting av dette markedet, og ikke minst bransjens sykliske natur. I tillegg er jeg som nevnt noe bekymret for selskapets aldrende flåte.

Mine prognoser på selskapets driftsinntekter i den eksplisitte budsjettperioden vil gjøres med utgangspunkt i hver enkelt rigg selskapet er i besittelse av. De allerede inngåtte kontraktene selskapet har for sine rigger implementeres i prognosen gjennom meldinger som er gitt til Oslo Børs.<sup>xxxviii</sup> I og med at hver enkelt rigg har begrenset levetid vil jeg imidlertid basere prognosene for ”continuing value” på samlede inntekter

Ved inngangen til 2008 var alle selskapets rigger under kontrakt. Det vil i at inntektene fra disse riggene er gitt ut kontraktperioden. Fra den tid nåværende kontrakter løper ut, må inntektene estimeres fullstendig ut fra mine forventninger.

Selv om riggene blir vurdert enkeltvis, vil jeg først si noe generelt om forventede inntekter basert på fremtidsutsiktene for offshore borebransjen og selskapet.

Som nevnt under den strategiske analysen forventes oljeetterspørselen å øke i et relativt lang tidsperspektiv særlig grunnet utviklingen i Kina og India. Dette taler for at vi vil se høye oljepriser en tid fremover. Selv om veksten i Kina og India skulle stabilisere seg på et lavere nivå enn det vi ser i dag, vil likevel energietterspørselen øke betraktelig. Det vil derfor være vanskelig for oljeselskapene å oppnå en produksjon som blir høy nok til å senke oljeprisen betraktelig. I tillegg vil en lavere pris ikke være i OPEC sin interesse. Dette medfører en forventning om høy etterspørsel etter borerigger, og flere oljeselskaper sikrer seg rigger for fremtiden ved å tilby lange kontrakter (opp til fem år). Dette tyder således på at oljeselskapene forventer et trangt marked også fremover. På bakgrunn av dette kan det forventes høye dagrater for borerigger de neste årene.

På sikt må vi likevel forvente at verden vil klare å øke sin samlede energiproduksjon, og dette kan medføre at oljeprisene vil stabilisere seg eller falle noe tilbake. I tillegg vil vi trolig se at vi klarer å bli mer energieffektive med tiden Dette taler for at de eksepsjonelle dagratene i riggmarkedet ikke kan fortsette evig.

Å øke kapasiteten i riggmarkedet er en tidkrevende prosess da det tar lang tid å bygge en rigg i tillegg til at det er forbeholdt aktører med finansieringsmuligheter. Dette gjør at jeg forventer at det vil ta flere år før man klarer å mette etterspørselen etter borerigger. I tillegg bestemmes antall nybygg av kapasiteten til verftene som kan bygge rigger. Dermed underbygges argumentet om at det vil ta en del år før det vil være nok rigger i markedet til at vi kan forvente markant lavere dagrater. Jeg har derfor valgt å se på 2014 som et sannsynlig år for en viss stabilisering i bransjen for offshore boring, da det innen den tid vil ha kommet en del ny kapasitet inn i bransjen. Dette er grunnen til at jeg velger å benytte meg av ”continuing value” fra dette året.

Den forventede konsolideringen i markedet vil trolig bidra til at noen aktører får mer markedsmakt, og dermed kan de ha interesse av å holde igjen ytterligere kapasitet for å holde dagratene høye.

På grunnlag av de foregående avsnitt vil jeg anta at vi vil se høye dagrater de neste årene, men jeg forventer med bakgrunn i kapasitetsøkning at ratene ikke vil fortsette å stige nevneverdig. På lang sikt må det tas hensyn til at bransjen er syklisk og at vi vil lære oss å takle det økte energibehovet bedre enn i dag. Etter en lengre periode med vekst i utviklingsland må vi også

forvente at disse kan bli utsatt for nedgangskonjunkturer, og at dette via energiprisene vil påvirke dagratenivået.

Når det gjelder FOE anser jeg det som positivt at de er inne i de markedene som forventes å være sterkest i fremtiden. Med to rigger for dypt vann vil de være inne i det sterkeste markedet. Som tidligere nevnt er de fleste rigger med kapasitet for dypt vann satt inn i områder som faktisk er dype. Dette gjør at det blir behov for ordinære halvt nedsenkbare rigger på halvdypt vann der dypvannsrigger før opererte på grunn av at de er nyere og mer effektive. Med flere ordinære semier har dermed FOE et godt utgangspunkt for høye inntekter den neste tiden.

Det er også positivt for FOE at de har klart å etablere seg i geografiske segmenter som ser ut til å bli sterke fremover. De er godt representert i Nordsjøen der det gjøres rekordstore investeringer i oljesektoren. Det samme gjelder i Brasil og India.

Av mer negative forhold for inntektene bør det nevnes at mange av riggene til FOE er gamle. Selv om de har vært flinke til å utføre oppgraderinger kan det tenkes at riggene ikke vil være like effektive som de riggene som kommer inn i markedet. Det vil si at de kan bli nedprioritert når de skal slåss om kontrakter i dårligere tider.

Samtidig bør det nevnes at FOE er en anerkjent og erfaren aktør i markedet for offshore boring som ut fra forutsetningene pleier å operere sine rigger med tilfredsstillende effektivitet. Dette er således en styrke som kan bidra til langsiktig konkurransedyktighet, og dermed fremtidige inntekter.

Ut fra regnskapsanalysen ser det ut til at FOE er inne i en kortsiktig positivt avtagende trend. Siden selskapets økte rentabilitet er et resultat av etterspørselsforholdene gjør dette at det kan regnes med god inntjening også noen år fremover. Deretter forventes det at lønnsomheten vil nærme seg bransjen og avkastningskravet da jeg ikke kan se at selskapet har noen varige konkurransefortrinn av stor betydning.

Som tidligere nevnt er ikke forfatteren noen spesialist innen makroøkonomi. Det er derfor en håpløs oppgave å spå dollarkursens utvikling de neste årene. Jeg tar derfor utgangspunkt i kursen i skrivende stund ved omregning av inntekter fra USD. Det vil si en kurs på 5,10



NOK/USD. FOE benytter seg av finansielle instrumenter og belåning i USD for å sikre seg mot kurssvingninger.

Jeg vil i det følgende komme med prognoser på årlige inntekter fra hver enkelt rigg i den eksplisitte budsjetteringsperioden fra og med 2008 til og med 2013.

### **Belford Dolphin**

FOE har sikret seg langsiktige kontrakter for sitt meget moderne boreskip for ultradypt vann. Skipet er for øyeblikket under en kontrakt med Andarko, og opererer i den Amerikanske Gulven til en dagrate på USD 420 000. Fra og med april 2010 går selskapet over på en treårig kontrakt med samme selskap og en økning i dagraten til USD 525 000. Som nevnt forventer jeg et sterkt marked for dypvannsrigger en god stund fremover, men at noe større kapasitet vil komme til. Jeg beregner derfor en dagrate på USD 525 000 også for resten av 2013, med fratrekk 60 dager til eventuell mobilisering og vedlikehold før ny kontrakt. Det fremstår som usannsynlig at Belford Dolphin ikke skal oppnå ny kontrakt etter sitt oppdrag for Andarko.

### **Blackford Dolphin**

Blackford Dolphin ble raskt sikret kontrakt etter beslutningen om oppgraderingen for dypt vann. Det ble inngått et tre års kontrakt med Reliance i India. Dagraten ligger på rundt USD 416 000. Siden den gang har ratene for slike rigger steget. Dette kan være årsaken til at FOE har inngått en hundre dagers kontrakt med Tullow utenfor Ghana. Denne skal fullføres før riggen mobiliseres til India, og kontrakten med Reliance er kortet ned med hundre dager. Oppgraderingen av riggen har tatt langt mer tid enn forutsatt. Det var planlagt krengeprøve i mai, for deretter å mobilisere til Ghana. I mine estimater forutsetter jeg at riggen kan begynne arbeidet for Tullow fra juni 2008. Etter mobiliseringen regner jeg med at riggen går i kontrakt med Reliance fra medio september 2008 til juni 2011.

Det forligger ikke noen informasjon om verdien av kontrakten med Tullow, men jeg regner med den tilsvarer en del høyere ratenivå siden kontrakten med Reliance er kuttet ned.

Prognosen på dagrate settes derfor til USD 525 000.

Jeg ser det som positivt at FOE har klart å komme inn i riggmarkedet i India, da dette er et dypvannsmarked med gode utsikter. Jeg forventer derfor at riggen vil oppnå tilfredsstillende kontrakter hele perioden frem til 2014. Det anses som sannsynlig at riggen vil kunne få en ny

langtidskontrakt i India, og jeg forventer en dagrate på USD 450 000. Raten settes noe høyere enn den nåværende grunnet økt etterspørsel siden nåværende kontrakt ble inngått. Samtidig settes den noe under rekordnivåene vi for øyeblikket ser da nye rigger er på vei inn i markedet.

### **Bideford Dolphin**

Bideford Dolphin er oppgradert til fjerdegenerasjons rigg. Den vil være under kontrakt for StatoilHydro frem til utgangen av januar i 2011. Riggens dagrater er symptomatiske for den store aktiviteten som er på norsk sokkel for tiden. Riggeren er beregnet på mellomdypt vann, men oppnår likevel hele NOK 2,6 mill i dagrate fra sent i januar 2008. Med kurs på 5,1 NOK/USD snakker vi om nærmere USD 510 000. At selskapet har inngått kontrakt i NOK er positivt på grunn av at dollarkursen har gått ned. Noe av forklaringen på høye dagrater kan også være at de strenge kravene for å operere på norsk sokkel gir mangel på rigger. Jeg mener likevel det vil være urealistisk med dagrater som overstiger dypvannsegmentet over tid. Et så eksepsjonelt ratenivå vil medføre at flere rigger vil søke mot Nordsjøen, og det markedet vil bli noe mindre stramt. I tillegg blir verdensmarkedet tilført relativt mye ny kapasitet i form av ferdige nybygg de neste par årene. Jeg forventer at riggeren vil kunne oppnå ny kontrakt etter den inneværende, men til en lavere dagrate enn den vi nå ser. Likevel vil trolig et høyt aktivitetsnivå sikre gode rater en del år til sett i et historisk perspektiv. Jeg forventer på bakgrunn av dette et ratenivå på ca USD 350 000 de årene av perioden som riggeren foreløpig ikke har kontrakt.

### **Borgland Dolphin**

Borgland Dolphin ligner i stor grad på Bideford Dolphin, og er godkjent for bruk i norsk del av Nordsjøen. Riggeren er under kontrakt med StatoilHydro frem til 2010, og oppnår en rate på USD 329 000. Også her forventes en dagrate på USD 350 000 etter at nåværende kontrakt har utløpt. At dagraten settes over det som er nåværende rate, selv om markedet forventes å mettes, er basert på at den etter mitt syn for øyeblikket oppnår lavere inntekter enn potensialet. Dette kan det argumenteres for ved å gjøre sammenligninger med inntektsnivået til den svært like riggeren Bideford Dolphin.

### **Bredford Dolphin**

Dette er den minst moderne av FOE sin rigger på norsk sokkel. Den er for tiden under kontrakt med AGR Drilling Production Technology til USD 358 000 per dag. Kontrakten avsluttes fra og med juli 2010. Jeg forventer at riggen etter dette vil være noe mindre attraktiv enn de to andre ”norske” nordsjøriggene, og mener derfor at USD 320 000 vil være passende for resten av perioden.

### **Borgsten Dolphin**

FOE har lange tradisjoner på britisk sokkel, og er for øyeblikket representert her med to rigger. Den ene er Borgsten Dolphin, som for øyeblikket er under kontrakt til USD 225 000 per dag frem til august 2008. Den går da over på en ni måneders kontrakt til en rate på USD 379 000. De kortsiktige kontraktene som dominerer på britisk sokkel kan ha å gjøre med at oljeselskapene ikke har store fremtidsplaner for området, og dermed ikke er interessert i å sikre seg rigger over lang tid. Dermed aksepteres det heller å betale høye rater over kort tid. Samtidig kan det tenkes at det forventes å være god tilgang på rigger i et lengre perspektiv, og at kontraktstidene dermed holdes nede. På tross av disse teoriene må det nevnes at man på britisk sokkel har en slags kultur for lave kontraktstider.

Jeg mener på bakgrunn av gode utsikter i bransjen de nærmeste årene at Borgsten Dolphin bør kunne oppnå en ny korttidskontrakt fra mai 2009 til ca USD 370 000 ut 2010. Etter dette ser jeg for meg at markedet vil mettes noe og at de nevnte negative forhold vil slå inn. Dermed forventer jeg en nedgang i ratenivået til ca USD 350 000 i 2011, USD 300 000 i 2012 og USD 250 000 i 2013.

### **Byford Dolphin**

Byford Dolphin er en rigg som i stor grad ligner Borgsten Dolphin, og jeg legger derfor til grunn samme forutsetninger for mine prognoser. Likevel må det tas hensyn til riggens nåværende kontrakt frem til oktober 2008 med dagrate på bare USD 196 000, og deretter en ni måneders kontrakt til USD 396 000 per dag.

### **Borgny Dolphin**

Borgny Dolphin er sikret en kontrakt på hele fem år med Petrobras i Brasil. Riggeren er relativt gammel, men utbedret noe. Kontrakten ventes på grunn av administrative vanskeligheter i Brasil å ikke kunne starte oppdraget før i mai 2008. Dagraten vil ligge på USD 239 000. I

tillegg er det opplyst om en mulighet for 15 % bonus av hele kontraktsverdien. Siden det ikke kommer frem hva som er betingelsene for å oppnå bonus, velger jeg ikke å legge dette inn i mine estimater. Selskapet opplyser at fartøyet må til verft etter at denne kontrakten er utløpt, og jeg beregner derfor ikke noen inntekter utover de fra nåværende kontrakt i 2013.

Prognoser på driftsinntektene fra offshore boring kan nå oppsummeres i følgende tabell:

NOK 1000	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Belford Dolphin	758 375	758 375	901 220	947 969	947 969	744 276
Blackford Dolphin	468 213	757 411	757 411	679 193	722 262	722 262
Bideford Dolphin	893 160	834 955	905 784	564 460	535 500	535 500
Borgland Dolphin	587 936	541 961	535 500	535 500	535 500	535 500
Bredford Dolphin	633 552	633 552	569 680	477 819	477 819	477 819
Borgsten Dolphin	507 728	654 467	647 430	524 943	437 452	349 962
Byford Dolphin	431 633	672 014	647 430	529 443	437 452	349 962
Borgny Dolphin	247 223	422 654	422 654	422 654	422 654	176 588
<b>Inntekter fra offshore boring</b>	<b>4 527 820</b>	<b>5 275 389</b>	<b>5 387 109</b>	<b>4 681 981</b>	<b>4 516 608</b>	<b>3 891 869</b>

**Tabell 5.2** Prognose på driftsinntekter fra offshore boring

Som vi ser legger mine estimater til grunn en topp i FOE sin inntekter i 2010, for deretter å gradvis stabilisere seg mot et mer normalt nivå. I tråd med den strategiske analysen vil dypvannsriggerne etter hvert stå for en høyere andel av inntektene, men også det norske markedet gir gode inntekter grunnet strenge spesifikasjoner for å operere på norsk sokkel. Halvt nedsenkbare rigger vil som vi ser ikke kunne kreve samme høye dagrater i alt for mange år fremover grunnet tilførsel av kapasitet. FOE sin aldrende flåte forsterker etter mitt syn forventningene om synkende rater med økt tilbud av moderne rigger. Likevel vil inntjeningen være tilfredsstillende i norsk del av Nordsjøen grunnet selskapets gode relasjoner til kunder i dette området.

I tillegg til offshore boring må vi i tillegg ta to andre hensyn for å estimere fremtidige inntekter. Dette gjelder flotellet Borgholm Dolphin og divisjonen for ingeniør og fabrikkasjonstjenester. Som nevnt kommer dette noe utenfor hovedfokus av denne avhandlingen, og jeg vil derfor ta noen litt enklere forutsetninger for å komme med prognoser for disse elementene.

Borgholm Dolphin har en lav bokført verdi og ser ut til å ha lave kostnader knyttet til seg. Blant annet vil jo en boligrigg kreve en liten besetning. Enheten vil vær utleid til en dagrate på USD 200 000 frem til juli 2008, for da å oppnå USD 325 0000 i 65 dager. Jeg ser for meg

at inntektene fra et slikt flotell må være sterkt avhengig av aktivitetsnivået i oljesektoren. Muligheten for ekstra store inntjeninger vil ligge i akutte kortsiktig behov for boligheter. Dette medfører også at det kan være mulig at enheten vil stå tom i perioder mellom oppdragene. Min prognose går ut på at Borgholm Dolphin vil generere enn inntekt på ca USD 300 000 etter endte nåværende kontrakter. Deretter antas det at den vil være i drift ca 80% av tiden. Deretter antas det fra 2011 en fallende rate og driftsprosent.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Borgholm Dolphin	438 217	446 760	446 760	406 552	362 993	312 545

**Tabell 5.3** Prognose på inntekter fra Borgholm Dolphin

Inntektene fra Harland & Wolff har etter omstillingene på verftet utgjort en meget liten del av selskapets samlede omsetning. Basert på et overblikk over verftets inntekter de siste årene setter jeg derfor uten nærmere diskusjon prognosen på fremtidige inntekter fra verftet til NOK 200 mill årlig etter at konserninternt arbeid er eliminert.

Ut fra de antagelser som til nå er gjort foreligger følgende prognose på driftsinntekter for den eksplisitte budsjettperioden.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Belford Dolphin	781 830	781 830	930 967	977 288	977 288	977 288
Blackford Dolphin	476 728	774 384	774 384	789 429	837 675	837 675
Bideford Dolphin	934 420	949 000	949 000	656 650	651 525	651 525
Borgland Dolphin	612 434	612 434	535 500	651 525	651 525	651 525
Bredford Dolphin	666 417	666 417	632 777	595 680	595 680	595 680
Borgsten Dolphin	539 758	696 242	688 755	651 525	558 450	465 375
Byford Dolphin	459 184	714 908	688 755	651 525	558 445	465 375
Borgny Dolphin	297 412	448 985	448 985	448 985	448 985	176 588
<b>Inntekter fra offshore boring</b>	<b>4 768 183</b>	<b>5 644 200</b>	<b>5 649 123</b>	<b>5 422 607</b>	<b>5 279 573</b>	<b>4 821 031</b>
Borgholm Dolphin	438 217	446 760	446 760	406 552	362 993	312 545
Harland & Wolff	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
<b>Sum driftsinntekter</b>	<b>5 406 400</b>	<b>6 290 960</b>	<b>6 295 883</b>	<b>6 029 159</b>	<b>5 842 566</b>	<b>5 333 576</b>

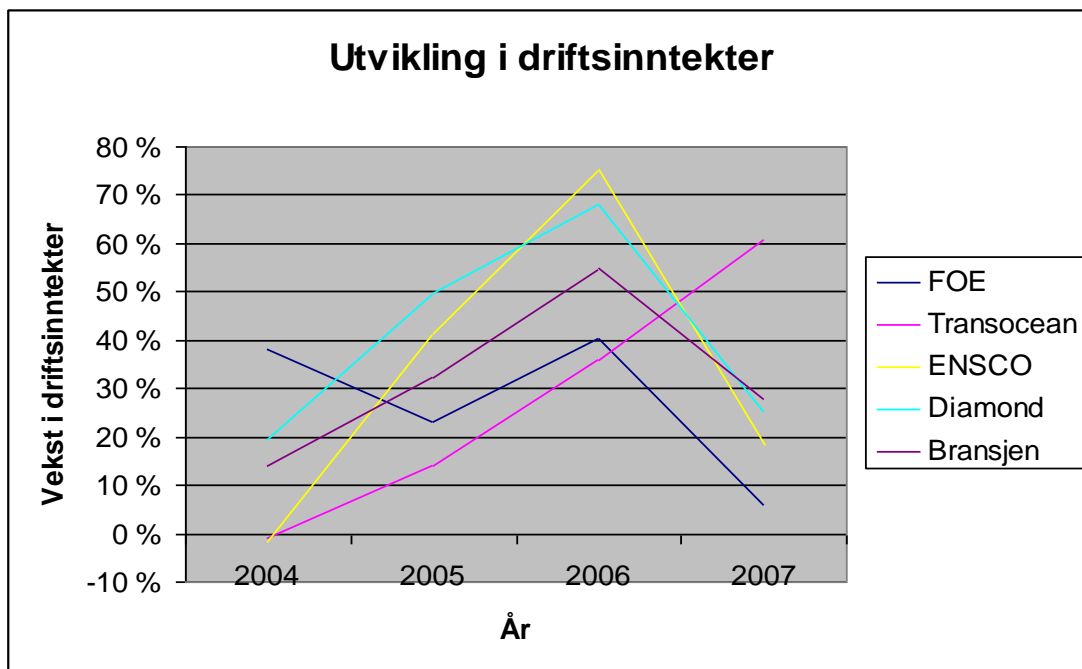
**Tabell 5.4** Prognose på periodens samlede driftsinntekter for FOE

Siden selskapets rentabilitet i stor grad er drevet av omsetningen, ser vi at det ut fra disse prognosene regnes med at selskapets lønnsomhet er ved å flate ut, og deretter vil falle noe tilbake de neste årene. Det er også i tråd med mine antagelser om en syklisk bransje, og den utflatningen vi så under analysen av rentabilitet. Legg merke til at mye av den inntektsveksten vi ser i begynnelsen av perioden er basert på at Blackford Dolphin nå kommer i drift, i tillegg

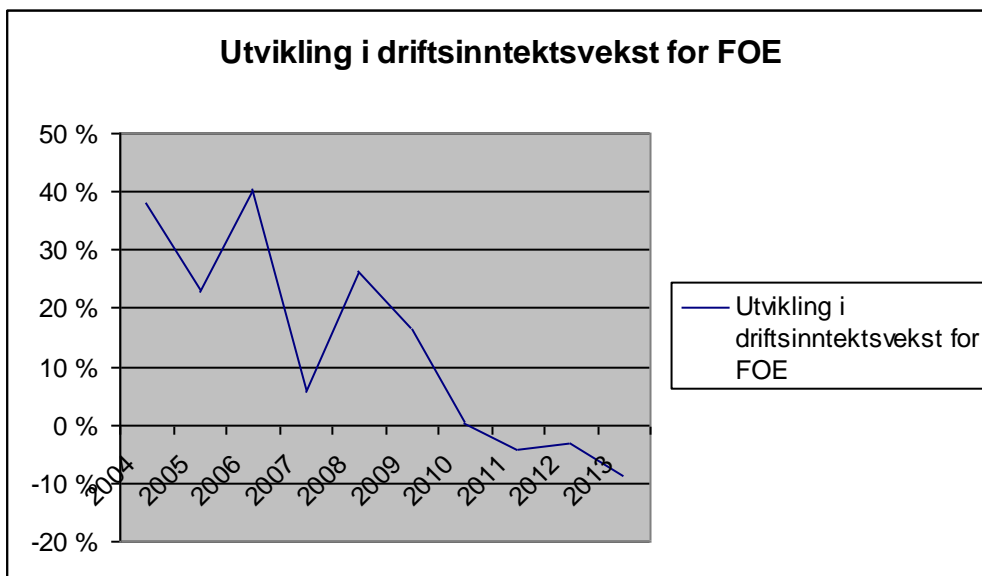
til at Belford Dolphin bedrer sine dagrater. I tråd med tidligere analyser er det altså segmentet for dypt vann som ser sterkest ut.

Figur 5.2 viser utviklingen i driftsinntektsvekst de senere årene. Vi ser at både bransjen og FOE ser ut til å være kommet inn i en periode med avtakende vekst. Dette er med på å støtte opp under mine prognoser som viser at driftsinntekten vil stabiliser seg den neste tiden, for så å gå inn i en del av syklusen med fallende inntekter.

I figur 5.3 har jeg vist utviklingen i historiske driftsinntekter for FOE sammen med prognosene for kommende periode. Det er ikke tatt noen hensyn til inflasjon. Vi ser at selskapet etter mine bedømmelser er inne i en trend med fallende inntektsvekst, der denne blir negativ et stykke ut i perioden. Økningen i 2008 skyldes i stor grad at Blackford Dolphin kommer i drift. Dette er også i tråd med teorien om en syklisk bransje og ”mean reversion”.



Figur 5.2 Vekst i driftsinntekter



**Figur 5.3** Utvikling i driftsinntektsvekst for FOE

For å estimere et normalnivå som kan benyttes som ”continuing value” må vi altså ta hensyn til syklene og finne et nivå som ligger mellom topp og bunn av syklusen. Ved forutsetningen om reelle tall ser vi en topp i 2010 med en inntekt på ca NOK 6,29 mrd med dagens flåte.

Fra de historiske regnskapene til FOE kan vi se at år 2003 var et vanskelig år i bransjen. Oljeprisen var lav, og investeringsviljen blant oljeselskapene liten. Dagraten for semier i Nordsjøen var svake og flere rigger var uten kontrakt. FOE måtte derfor mobilisere sine rigger til ulike deler av verden for å kunne få oppdrag. Av regnskapsanalysen ser vi at bransjen og FOE i 2004 var kommet inn i en stigende trend når det gjelder egenkapitalrentabilitet, men at den likevel var negativ. Dette medfører at jeg anslår 2003 til å være et bunnår på syklusen.

FOE hadde dette året samme flåte som i dag, men med unntak av at Blackford Dolphin ikke var anskaffet. Driftsinntektene fra divisjonen for offshore boring lå dette året på NOK 1,5 mrd. Dersom vi justerer for historisk inflasjon basert på Statistisk Sentralbyrå sin statistikk får vi en omsetning på ca NOK 1,62 mrd i 2008 – NOK.<sup>xxxix</sup> For å bedømme hvor mye normal omsetning skal sette til, må jeg estimere hva som vil være Blackford Dolphin sitt normale bidrag til driftsinntektene. Basert på prognosene jeg har gjort fra 2009 fram til og med 2013 vil denne riggen i snitt bidra med ca 13,5 % av samlede driftsinntekter. Siden jeg forventer dypvannsegmentet å være det sterkeste på lengre sikt, settes derfor denne prosentatsen opp til 18 %. Derfor multipliseres NOK 1,62 mrd med en faktor på 1,18, slik at bunnåret vil gi en inntekt på ca NOK 1,91 mrd.

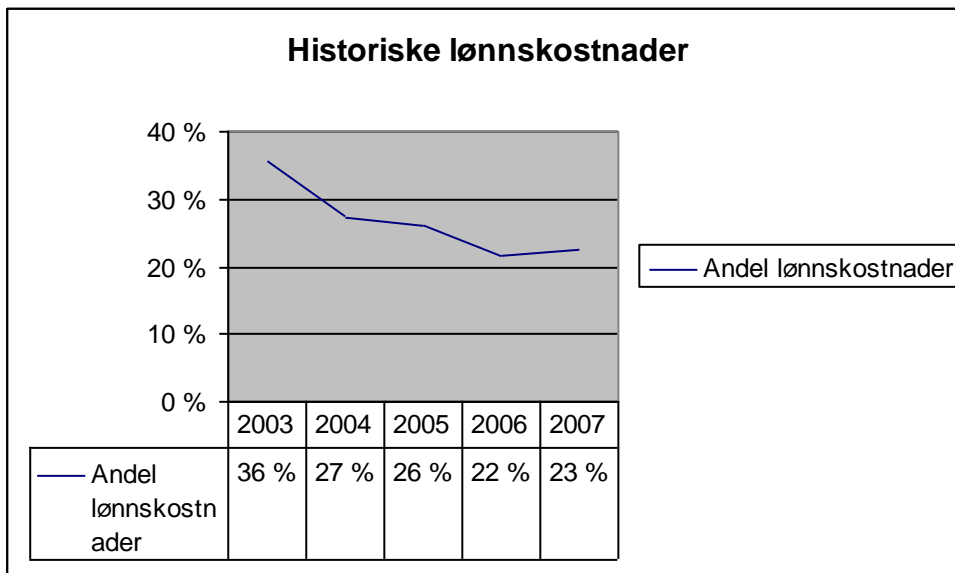
For å finne forventede driftsinntekter for normalåret tar jeg gjennomsnittet av topp- og bunnpunktet på syklusen. *Det gir en normal reell driftsinntekt på ca NOK 4.1 mrd som settes til "continuing value driftsinntekt".*

### 5.3.2 Fremtidige lønnskostnader

I den strategiske analysen viste jeg til hvordan vi er interessert i å vite hvordan verdier som skapes fordeles mellom ulike aktører. Utgangspunktet for budsjettering av lønnskostnader blir dermed hvor stor andel av driftsinntektene som tilfaller selskapets ansatte i form av lønn. I tillegg til godtgjørelse i form av ren lønn, pensjoner og sosiale utgifter, inkluderes andre personalkostnader også under denne posten. Dette dreier seg om relativt små beløp tilknyttet kursing og reiseutgifter. Disse kostnadene antas å følge samme utvikling som lønnskostnader.

Som tidligere nevnt utgjør lønnskostnader en stor andel av FOE sin samlede kostnader, og er derfor av særlig interesse.

I figuren nedenfor ser vi hvor stor andel av driftsinntektene som gikk til lønns- og personalkostnader i perioden 2003 til 2007.



**Figur 5.4** Lønnskostnadenes andel av omsetningen



Som vi ser av figuren har ikke arbeidstakerne klart å holde på like stor del av verdiskapningen etter at omsetningen har steget. Etter det gode året i 2006 ser vi likevel at man har oppnådd sterk nok forhandlingsmakt til å øke sine lønninger noe. Dette er ikke overraskende da jeg tidligere har argumentert for økt forhandlingsmakt til arbeidstakerne i gode tider for selskapet. Dette særlig siden arbeidsgiverne vil unngå konflikter for å ikke tape store inntekter ved en eventuell streik. Samtidig ser vi at det først er året etter at bedriften øker sin lønnsomhet markant, jamfør analysen av egenkapitalrentabilitet, at de ansatte klarer å gjøre seg nytte av sin økte forhandlingsmakt.

I noe dårligere tider, som frem til og med 2005, kan det forventes at lønnskostnadene vil være relativt lavere. Denne antagelsen bekreftes fra figuren. Dette er logisk siden lønnsforhandlingene gjerne vil basere seg på tidligere års hendelser. Samtidig må det nevnes at store fall i lønnskostnadene normalt er vanskelig å få til da sterke arbeidsgiverorganisasjoner forhindrer fall i lønningene. Mye av innsparinger for selskapet må derfor skje ved å kutte ned antall ansatte i perioder med lav aktivitet. Det kraftige fallet fra 2003 til 2004 bør delvis tilskrives ettervirkninger av omleggingen av Harland & Wolff, og er således også et resultat av effektivisering i selskapet. Dette gjør at grafen bør tolkes med et noe kritisk blikk, og at det ikke kan forventes såpass store nedganger i lønnskostnadsandelene i fremtiden.

Kombinasjonen av økt lønnsomhet i selskapet, i tillegg til behov for mer arbeidskraft i bransjen, gjør at jeg vil forvente en reallønnsvekst frem til og med året etter at FOE når sin omsetningstopp. Dette er i samsvar med mine bemerkninger om økt forhandlingsmakt for arbeidstakere under vekstperioder. FOE har måttet øke sin bemanning for å få mannskaper til sin nye rigg Blackford Dolphin, og må trolig betale noe ekstra for dette fra 2008. Dermed vil lønnskostnadsøkningen trolig basere seg på både rekruttering og å holde på arbeidskraften.

Når omsetningen forventes å falle utover budsjettperioden, er det ikke rimelig å anta at lønnskostnadenes andel av inntektene vil falle like mye. Arbeidstakerne har så stor makt at de ikke vil akseptere å gå ned i lønn. Derfor kan det forventes at reallønningene minimum vil holde seg stabile i nedgangstider. Det må likevel forventes at selskapet kan nedbemanne noe dersom rigger må settes i opplag på grunn av manglende oppdrag. En kraftig nedgang i prosentandelen må i stor grad skje ved at omsetningen på nytt øker grunnet ny oppgang i

markedet. Deretter vil lønningene på nytt begynne å stige slik at arbeidstakerne sikrer seg mer av verdiskapningen.

Det må forventes at lønningenes andel av omsetningen vil stige i hele budsjetteringsperioden. Fra starten av perioden på grunn av at de ansatte vil ha større del av verdiskapningen, og mot slutten på grunn av fall i omsetningen uten at lønnsnedgang aksepteres. Nedbemanning vil heller ikke være aktuelt i budsjetteringsperioden da alle riggene forventes å være i drift.

Beste estimat på "continuing value" lønnskostnader vil etter mitt syn være gjennomsnittet av andelene gjennom det jeg oppfatter som topp og bunn i en syklus (delvis basert på prognoser). Ut fra historie og prognose ser det ut til å være en bunn i 2003 og en topp 2010. Av nevnte effektiviseringsårsaker trekkes tre prosentpoeng fra andelen i 2003. Et normalnivå på lønnskostnader anses dermed å ligge på 25,5 % av driftsinntektene.

Basert på dette resonnementet antas utviklingen i lønnskostnadenes andel av omsetningen, og dermed reell utvikling, og bli som følger gjennom budsjetteringsperioden.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011
Lønnskostnad/Omsetning	24 %	25 %	25,50 %	26 %
<b>Lønnskostnader</b>	<b>1 297 536</b>	<b>1 572 740</b>	<b>1 605 450</b>	<b>1 567 581</b>

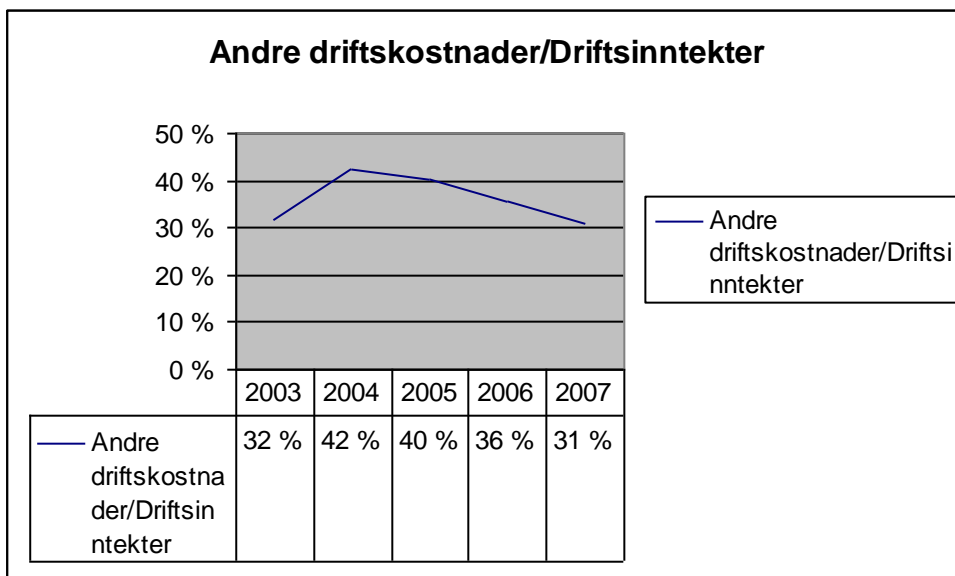
  

2012	2013	2014 (N)
27 %	29 %	26 %
<b>1 567 581</b>	<b>1 567 581</b>	<b>1 045 500</b>

Tabell 5.5 Prognose på lønnskostnader

### 5.3.3 Prognose på andre driftskostnader

Figur 5.5 viser de siste årenes utvikling av normaliserte andre driftskostnaders andel av driftsinntektene. Som vi ser har denne vært fallende fra 2004. Dette er i hovedsak drevet av høyere dagrater fra 2005, samt bedre utnyttelse av riggene. Jeg ser det som lite sannsynlig at en effektivisering i særlig grad har gjort seg gjeldende for selskapet.



**Figur 5.5** Historisk utvikling i andre driftskostnader

Som nevnt i den strategiske analysen forventer jeg at både verftene og andre leverandører av vedlikeholdstjenester vil ha en betydelig forhandlingsmakt under dagens situasjon. Med en økning i verdens flåte av borerigger vil det bli flere enheter som har behov for slike tjenester, og dermed vil leverandørene trolig stå enda sterkere. Dette forsterkes av at det er et begrenset antall aktører i flere av leverandørmarkedene. Siden deler av FOE sin flåte er relativt gammel vil jeg forvente at driftskostnadene på nytt vil begynne å øke noe i tiden fremover dersom riggene skal kunne opprettholde en tilfredsstillende standard. Kombinasjonen av en aldrende flåte og høy forhandlingsmakt til leverandørene vil dermed gjøre at selskapet ikke klarer å kapre like mye av omsetningen som overskudd de neste årene. Dette vil bli særlig merkbart for selskapet når omsetningen er estimert til å begynne å falle fra 2011.

Basert på dette ser jeg for meg en reell økning i andre driftskostnader på 2 % årlig til og med 2013.

Det må også beregnes noe økning i driftskostnadene relatert til driften av Blackford Dolphin. Å relatere driftskostnader til de enkelte riggene er vanskelig da det ikke forligger noe informasjon om dette i FOE sine regnskaper. Det må derfor gjøres relativt grove anslag på dette området. Jeg antar derfor at riggen pådrar selskapet ca NOK 170 mill i ekstra kostnader når den er i full drift i 2009. Siden den ikke vil være i drift i mer enn drøyt halve 2008 forventer jeg et kostnadsbidrag på ca NOK 120 mill dette året.

For å komme med en prognose på hva som vil være et fornuftig anslag for normalåret baserer jeg meg på samme måte som for lønnskostnader, i utgangspunktet på beregnede proSENTSATSER gjennom det jeg oppfatter som topp og bunn på syklusen. Dette gir en proSENTSATS på 32 % av driftsinntektene.

Som nevnt prioriterer jeg ikke analyser av divisjonen for ingeniør- og fabrikkasjonstjenester i denne avhandlingen. De fleste av kostnadene tilknyttet Harland & Wolff er derfor tatt med som om det tilhører divisjonen for offshore boring. I FOEs regnskaper er det en egen post for materialkostnader som så godt som utelukkende er relatert til Harland & Wolf. Denne posten er svært liten, og forventninger basert på en rask gjennomgang av de siste års regnskaper legges direkte til andre driftskostnader. Vi snakker om beløp på ca NOK 25 mill, som posterer etter at proSENTSATSene er beregnet.

Prognosene på andre driftskostnader kan nå oppsummeres i følgende tabell:

NOK 1000	2008	2009	2010	2011
Andre driftskostnader/Driftsinntekter	27 %	25 %	25 %	27 %
<b>Andre driftskostnader</b>	<b>1 494 881</b>	<b>1 571 879</b>	<b>1 602 816</b>	<b>1 634 373</b>

2012	2013	2014 ("N")
28 %	31 %	32 %
<b>1 666 560</b>	<b>1 699 391</b>	<b>1 337 000</b>

**Tabell 5.6** Prognose på andre driftskostnader

### 5.3.4 Prognose på EBITDA

Vi har nå tilstrekkelig informasjon til å budsjettere EBITDA for perioden. Dette vil gi oss et utgangspunkt for å estimere FOE sine fremtidige kontantstrømmer fra driften. Tabellen under oppsummerer veien frem til prognosene på EBITDA.

Basert på mine prognoser ser vi at selskapet er inne i en periode med høyere EBITDA enn hva som kan forventes for et normalår på syklusen.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011
Driftsinntekter	5 406 400	6 290 960	6 295 883	6 029 159
Lønnskostnader	(1 297 536)	(1 572 740)	(1 605 450)	(1 567 581)
Andre drftskostnader	(1 494 881)	(1 571 879)	(1 602 816)	(1 634 373)
<b>EBITDA</b>	<b>2 613 983</b>	<b>3 146 341</b>	<b>3 087 617</b>	<b>2 827 205</b>

2012	2013	2014 ("N")
5 842 566	5 333 576	4 100 000
(1 567 581)	(1 567 581)	(1 045 500)
(1 666 560)	(1 699 391)	(1 337 000)
<b>2 608 425</b>	<b>2 066 604</b>	<b>1 717 500</b>

Tabell 5.7 Prognose på EBITDA

### 5.3.5 Endring i vekstrelatert arbeidskapital

For å justere EBITDA til å dreie seg om kontantstrømmer fra driften må vi ta hensyn til endringer i netto arbeidskapital. Det vil i utgangspunktet si driftsrelaterte omløpsmidler fratrukket driftsrelatert gjeld. For å vurdere fremtidige endringer i netto arbeidskapital, er det imidlertid postene som er avhengig av vekst, positiv eller negativ, som er interessant for å kunne gjøre prognoser. Mer vilkårlige poster som er en del av det som regnes som netto arbeidskapital er således ikke interessant for prognoseformål.

Netto arbeidskapital kan lettest betraktes ved å se på den i forhold til selskapets driftsinntekter. Dette siden vi regner med at det er inntekter som genererer vekst. Resonnementet kan forklares med at økt omsetning vil påvirke flere av selskapets balanseposter. For eksempel kan vi forvente at kundefordringer øker med driftsinntektene.

FOE sine regnskaper er ført på en måte som gjør det uforholdsmessig vanskelig å estimere endringer i netto arbeidskapital. Bakgrunnen for dette er føringen av selskapets kortsiktige gjeld. Her er det benyttet en samlepost kalt ”annen påløpt kostnad og utsatt inntekt”, uten at denne er spesifisert i noteverket. Ved å studere denne posten i forhold til selskapets omsetning ser vi at den helhetlig ikke ser ut til å være vekstrelatert. Den har faktisk sunket med økt omsetning. Det må likevel antas at visse deler av denne posten inneholder vekstrelaterte elementer. Jeg tenker da særlig på feriepenger, bonus og lignende. Basert på en tommelfingerregel fra verdsettelseskurset ved NHH antar jeg at dette vil utgjøre 10% av lønnskostnadene.

Netto vekstrelatert arbeidskapital for perioden 2003 – 2007 ser etter mine vurderinger slik ut:

NOK 1000	2003	2004	2005	2006	2007
Beholdninger	66 665	129 801	177 174	220 475	222 125
Fordringer	511 494	521 499	805 946	791 785	993 800
Leverandørgjeld	(155 116)	(156 982)	(198 579)	(325 681)	(400 390)
Feriepenger, bonus ol.	(60 316)	(64 042)	(74 985)	(87 792)	(96 783)
Betalbar skatt	-	-	(18 711)	(24 729)	(23 603)
<b>Netto vekstrelatert arbeidskapital</b>	<b>362 727</b>	<b>430 276</b>	<b>690 845</b>	<b>574 058</b>	<b>695 149</b>
% av omsetning	21 %	18 %	24 %	14 %	16 %

**Tabell 5.8** Historisk vekstrelatert arbeidskapital.

Dette gir en gjennomsnittlig prosentsats på 18,6 % over perioden, og danner utgangspunkt for estimater på fremtidig endring i normal netto vekstrelatert arbeidskapital. FOE har etter mitt syn hatt unormalt lav effektiv skatesats gjennom perioden. Blant annet på grunn av at de har vært omfattet av den norske tonnasjebeskatningen, men nå ikke er en del av denne lenger. Basert på estimater gjort av Reuters ligger bransjens effektive skattesats på rundt 25 %, men FOE de siste årene har ligget langt under dette.<sup>x1</sup> Jeg mener det vil være rimelig å anta at FOE vil nærme seg et slikt nivå på litt sikt, og tar derfor hensyn til dette ved å justere ned prosentsatsen for netto vekstrelatert arbeidskapital til 17 % basert på forventet økning i betalbar skatt..

Videre ser jeg ut fra selskapets strategiske posisjon ikke at det foreligger forhold som gjør at FOE vil være i stand til å systematisk senke behovet for arbeidskapital i fremtiden.

Basert på de prognoser jeg har gjort for omsetning, og den prosentsatsen jeg refererer til ovenfor, vil prognoser for fremtidig netto vekstrelatert arbeidskapital bli som vist i tabell 5.9.

NOK 1000	2007	2008	2009	2010
Omsetning	<b>4 276 981</b>	5 406 400	6 290 960	6 295 883
Netto vekstrelatert arbeidskapital	695 149	919 088	1 069 463	1 070 300
<b>Endring netto vekstrelatert arbeidskapital</b>		<b>223 939</b>	<b>150 375</b>	<b>837</b>

2011	2012	2013	2014 (N)
6 029 159	5 842 566	5 333 576	4 100 000
1 024 957	993 236	906 708	697 000
<b>(45 343)</b>	<b>(31 721)</b>	<b>(86 528)</b>	<b>(209 708)</b>

**Tabell 5.9** Endring i netto vekstrelatert arbeidskapital

### 5.3.6 Normaliserte investeringer

For å komme frem til et estimat på kontantstrømmer må vi også ta hensyn til hvor mye selskapet kommer til å bruke på investeringer.

For å finne et fornuftig anslag på fremtidig investeringsnivå vil det være naturlig å se på noen investeringsrelaterte tall fra tidligere årsrapporter. Disse er sammenfattet i tabell 5.10

	2003	2004	2005	2006	2007
Investeringer i anleggsmidler	169 373	355 443	519 114	1 738 810	2 272 131
Avgang anleggsmidler	(341 984)	(43 669)	(1 165)	(10 111)	(46 903)
Avskrivninger	(709 316)	(707 862)	(618 265)	(479 745)	(500 432)

**Tabell 5.10** Investeringsrelaterte historiske tall

Nedgangen i avskrivningene i 2005 er delvis et resultat av ny verdivurdering av breenheten ved overgangen til IFRS. I tillegg er store deler av investeringene i perioden 2005-2007 tilknyttet dypvannsoppgraderingen av Blackford Dolphin. Den store avgangen av anleggsmidler i 2003 relaterer seg til en kraftig slanking av virksomheten, og salg av riggen Borgila Dolphin.

Ikke overraskende ser vi at avskrivningene er større enn investeringene i perioder med lav aktivitet, som i 2003 og 2004. I vekstperioder som vi kom inn i fra 2005 – 2006 blir investeringene høyere enn avskrivningene.

Ved prognoser på investeringsaktivitet må vi ta utgangspunkt i den flåten selskapet er i besittelse av, da det er denne som genererer kontantstrømmer. Fremtidige investeringer vil dermed være knyttet til klassing og oppgradering av nåværende flåte.

Bortsett fra riggene i britisk sektor av Nordsjøen er alle FOE sine rigger på langsiktige kontrakter. Dette er en indikasjon på at det ikke vil bli utført større investeringer den neste tiden, da mye slikt arbeid vil kreve at rigger går i opplag. Som nevnt i den strategiske analysen er også verftene for tiden inne i en fase med mange oppdrag, og dette ser ut til å vare noen år fremover. Dette taler for at det vil være vanskelig å få gjort store oppgraderinger. Likevel må det kunne forventes at FOE kan få utført noe arbeid selv ved Harland & Wolff dersom dette skulle være nødvendig.

Selv om FOE har en gammel flåte, har de vært opptatt av å oppgradere denne når behovet melder seg. Aker H-3 designet ser ut til å være relativt egnet som basis for eksempelvis oppgradering til mer moderne boreenheter. Med bakgrunn i dette kan noe investeringer forventes under ”continuing value”. Selskapet har nemlig ikke meldt at de planlegger større investeringer den nærmeste tiden. En del av riggene har relativt kort gjenværende levetid slik de står i dag, og med tanke på FOE sin historie er det rimelig å anta at disse på lengre sikt vil bli oppgradert.

I 2008 regner jeg, på tross av en forventet lavere fremtidig investeringsaktivitet, med at beløpet vil bli relativt høyt på grunn av ferdigstillingen av Blackford Dolphin. Et nøyaktig anslag vil være vanskelig å komme med da det foreligger mangelfull informasjon. Da riggen forventes ferdig rundt april – mai, estimerer jeg investeringene å kunne beregnes ut fra en andel av tidligere års investeringsbeløp relatert til denne riggen. Dette gir ca NOK 550 mill.

Fra 2009 til 2013 vil jeg som nevnt anta et relativt beskjedent investeringsnivå, der opprettholdelse av riggenes standard vil være hovedfokus, og dermed investeringene små. Da de siste par årene har vært preget av uvanlig høye investeringskostnader tilknyttet Blackford Dolphin er disse lite egnet som et utgangspunkt for hva som kan forventes kommende periode. Basert på de historiske tallene, regner jeg derfor NOK 250 mill som et beste estimat på investeringer i budsjetteringsperioden, men med et tillegg i 2008 grunnet Blackford Dolphin.

For ”continuing value” året må det tas hensyn til både lave investeringer i noen år, men også høyere nivåer på grunn av oppgraderinger. Som nevnt tidligere er avskrivninger normalt lavere enn investeringer under vekst, men høyere under lav aktivitet. For å finne et normalnivå på investeringer kan det derfor være fornuftig å ta utgangspunkt i avskrivningene. Disse har gjennomsnittlig ligget på ca NOK 550 mill etter innføringen av IFRS. I tillegg bør det justeres for at selskapet får en ny operasjonell rigg i Blackford Dolphin. Med et anslag på 16 års levetid vil Blackford Dolphin bidra med ca NOK 170 mill i årlige avskrivninger basert på lineær metode. Jeg anser derfor et gjennomsnittlig investeringsnivå til å ligge på NOK 720 mill for tiden etter 2013.

Prognosen er basert på at det ikke vil bli noe betydelig salg av driftsmidler.



NOK 1000	2008	2009	2010	2011
Investeringer	kr 800 000	kr 250 000	kr 250 000	kr 250 000

2012	2013	2014 (N)
250 000	250 000	720 000

Tabell 5.11 Forventede investeringer

### 5.3.7 Oppsummering av prognose på kontantstrømmer

Bortsett fra effektiv skatt har vi nå alle de opplysninger vi trenger for å få en komplett prognose på fremtidige kontantstrømmer. FOE har de siste årene hatt det jeg anser for en unormalt lav effektiv skattesats. Som nevnt har Reuters estimert bransjens effektive skattesats til å ligge på ca 25 % siste fem år, mens FOE ligger på ca 7 %. Jeg har i mine estimater derfor lagt til grunn at selskapets skattesats gradvis vil nærme seg bransjens.

Tabellen under oppsummerer prognosene på fremtidige kontantstrømmer.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011
EBITDA	2 613 983	3 146 341	3 087 617	2 827 205
Endring i arbeidskapital	(223 939)	(150 375)	(837)	45 343
Investeringer	(800 000)	(250 000)	(250 000)	(250 000)
Effektiv skatt	(130 000)	(260 000)	(312 000)	(335 000)
<b>Kontantstrøm</b>	<b>1 460 044</b>	<b>2 485 966</b>	<b>2 524 780</b>	<b>2 287 548</b>

2012	2013	2014 (N)
2 608 425	2 066 604	1 717 500
31 721	86 528	209 708
(250 000)	(250 000)	(720 000)
(353 000)	(308 000)	(220 000)
<b>2 037 146</b>	<b>1 595 132</b>	<b>987 208</b>

Tabell 5.12 Kontantstrømprgnose

### 5.4 Avkastningskrav

Ved beregning av avkastningskrav tar jeg utgangspunkt i en veldiversifisert investor som opererer i det norske markedet. Dette er begrunnet flere ganger tidligere i avhandlingen.

For beregning av selskapets avkastningskrav vil jeg basere meg på Miller – Modigliani sine hypoteser. Ifølge disse hypotesene er et selskaps verdi uavhengig av hvordan det er finansiert

eller hvilken utbyttepolitikk som føres. Hypotesen baserer seg på enkelte forutsetninger som ikke nødvendigvis er fullstendig til stede, men blir gjerne sett på som det beste alternativet vi står ovenfor når vi skal beregne kapitalkostnader.

Ved å basere oss på Miller – Modigliani kan vi benytte oss av ”weighted average cost of capital” (WACC) for å beregne avkastningskravet. WACC finnes ved å vekte investorer og kreditorer sine avkastningskrav basert på egen- og fremmedkapital. Siden vi antar at selskapets verdi er uavhengig av finansieringen unngår vi ved dette å ta hensyn til endringer i kapitalstrukturen i fremtiden. Dersom vi imidlertid hadde basert oss på kontantstrøm direkte til egenkapitalen måtte vi tatt hensyn til kapitalendringer. Dette er en av grunnene til at jeg finner det enklest å verdsette med utgangspunkt i totalkapitalen.

Når vi skal vekte kapitalkostnadene til eiere og kreditorer må vi ta hensyn til markedsverdier av kapitalene. Som investor ønsker vi avkastning på den kapitalen vi har investert, og den bestemmes jo nettopp fra verdien av selskapets aksjer. I så måte er bokførte verdier ikke et godt utgangspunkt. Det samme resonnementet gjelder for gjelden, men denne er i større grad bokført til markedsverdier i selskapers regnskaper.

Siden jeg har basert mine estimer på reelle tall, det vil si i 2008 – NOK, må også avkastningskravene beregnes ved hjelp av forventede realrenter.

For å få et utgangspunkt for beregning av WACC gjøres først en separat vurdering av kravet til henholdsvis gjelden og egenkapitalen.

#### **5.4.1 Avkastningskrav til egenkapitalen**

På samme måte som under regnskapsanalysen vil jeg benytte meg av CAPM for å estimere egenkapitalkravet til FOE. For nærmere informasjon om CAPM henvises det til regnskapsanalysen.

For å få samsvar mellom kontantstrømmene og avkastningskravene må det benyttes et krav som er reelt etter skatt. Dette gir følgende formel for beregning av CAPM:

$$E(ekk) = r_f(1-s) + \beta(r_m - r_f)$$

*der rentene er basert på forventinger for fremtiden*

Siden CAPM er en enperiodisk modell må det finnes et avkastningskrav til hvert år, og dermed også til hver periode.

For å finne de aktuelle reelle risikofrie renter må vi baserte oss på forventninger om fremtidige nominelle renter og inflasjon. Forventede renter beregnes best ved å betrakte statsobligasjoner, da disse regnes for å ha tilnærmet ingen risiko. Når det gjelder forventet inflasjon tar jeg utgangspunkt i prognoser fra Statistisk Sentralbyrå frem til 2011, og deretter Norges Bank sitt inflasjonsmål på 2,5 %. Disse tallene ble presentert i den strategiske analysen. Veien fra nominelle til reelle renter gjøres via denne formelen:

$$r_r = (r_n - i)/(1+i)$$

For å finne en inflasjon som passer til den enkelte perioderenten, tas et aritmetisk gjennomsnitt av forventet inflasjon gjennom den perioden som skal neddiskontes.

Videre beregnes skatt fra investors ståsted til 28 % i tråd med norske regler.

Tabellen viser beregningene.

	-2008	-2009	-2010	-2011	-2012	-2013
Perioderente	5,76 %	5,12 %	5,07 %	4,90 %	4,82 %	4,75 %
Gjennomsnittlig inflasjon	3,90 %	3,50 %	3,03 %	2,80 %	2,74 %	2,70 %
Periodens realrente	1,79 %	1,57 %	1,98 %	2,04 %	2,02 %	2,00 %
<b>Periodens realrente etter skatt</b>	<b>1,29 %</b>	<b>1,13 %</b>	<b>1,43 %</b>	<b>1,47 %</b>	<b>1,45 %</b>	<b>1,44 %</b>

**Tabell 5.13** Forventede risikofrie realrenter etter skatt

Når det gjelder avkastningskrav til de evigvarende kontantstrømmene tar jeg utgangspunkt i statistikk som estimerer langsiktige historiske realrenter til ca 2 % etter skatt.<sup>xii</sup>

Jamfør det som er skrevet om markedets risikopremie under beregningen av historiske avkastningskrav, forventes denne å være 5 % etter skatt i fremtiden.

Jeg har tidligere beregnet en historisk justert betaverdi for egenkapitalen til FOE til 1,478. For å vurdere fremtidig betaverdi bør man imidlertid tenke på enkelte forhold som kan påvirke

betaverdien. En konsentrering av virksomheten vil oftest føre til en økt beta. Imidlertid mener jeg at FOE nå er så konsentrert som vi kan regne med for fremtiden, da de i all hovedsak fokuserer på flytende boreinnretninger og har gjort dette i flere år. I tillegg ser jeg ingen grunn til at aksjens likviditet vil forandre seg slik at betaverdien påvirkes. Av regnskapsanalysen så vi at selskapet det siste året har økt sin finansielle gjeld noe. Med forventinger om samme gjeldsnivå for fremtiden *justerer jeg derfor fremtidig betaverdi opp til 1,55.*

Som under regnskapsanalysen anser jeg FOE – aksjen å være så likvid at det ikke vil være aktuelt med noen illikviditetspremie.

Det foreligger nå nok informasjon til å beregne periodenes avkastningskrav til egenkapitalen, og disse vises i følgende tabell.

	-2008	-2009	-2010	-2011	-2012	-2013	2014-
Periodens realrente etter skatt	1,29 %	1,13 %	1,43 %	1,47 %	1,45 %	1,44 %	2,00 %
Betaverdi for egenkapitalen	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Markedets risikopremie etter skatt	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
<b>Avkastningskrav til egenkapitalen</b>	<b>9,04 %</b>	<b>8,88 %</b>	<b>9,18 %</b>	<b>9,22 %</b>	<b>9,20 %</b>	<b>9,19 %</b>	<b>9,75 %</b>

**Tabell 5.14** Avkastningskrav til egenkapitalen

## 5.4.2 Avkastningskrav til finansiell gjeld

Kravet finansielle långivere stiller til avkastning er i hovedsak knyttet til tre forhold. Den risikofrie renten, premie for systematisk operasjonell risiko og kredittrisikopremie.

I regnskapsanalysen argumenterte jeg for at beta til finansiell gjeld var null. Jeg kan ikke se at selskapet planlegger noen omlegginger som gjør at dette vil forandre seg i fremtiden.

Derfor legges det ikke til noen premie for systematisk operasjonell risiko.

Jeg har tidligere også skrevet om selskapets risiko og sannsynligheten for å gå konkurs. Basert på den syntetiske ratingen kan jeg derfor finne en passende kredittrisiko. Det forutsettes at selskapet gjennom budsjettperioden vil være ratet BBB, altså en videreføring av dagens rating. Ut fra tabellen tilsvarer dette en rentepremie på 1,7 %. Siden selskapet er del av en syklisk bransje mener jeg imidlertid at en normalisert premie vil ligge noe høyere, og denne settes derfor til 3 %. Dette kommer av at selskapet i perioder med lav lønnsomhet vil være

mindre kredittverdig, og da særlig ved tæring av egenkapitalen. Det bemerkes at premiene er påslag etter skatt.

Kravene til finansiell gjeld er dermed gitt av tabell 5.15

	-2008	-2009	-2010	-2011	-2012	-2013	2014-
Periodens realrente etter skatt	1,29 %	1,13 %	1,43 %	1,47 %	1,45 %	1,44 %	2,00 %
Kreditrisikopremie	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	3,00 %
<b>Finansielt gjeldskrav</b>	<b>2,99 %</b>	<b>2,83 %</b>	<b>3,13 %</b>	<b>3,17 %</b>	<b>3,15 %</b>	<b>3,14 %</b>	<b>5,00 %</b>

Tabell 5.15 Finansielle gjeldskrav

### 5.4.3 Beregning av WACC

For å beregne avkastningskravet til den totale kapitalen, må det først redegjøres for kapitalstrukturen. Av regnskapsanalysen ser vi at selskapets rentebærende gjeld ved utgangen av 2007 var på ca NOK 4 157 mill. Markedsverdien av egenkapitalen er basert på selskapets antall utestående aksjer multiplisert aksjekursen. Tabellen nedenfor illustrerer kapitalstrukturen.

NOK 1000	2007	Vekting
Verdi av finansiell gjeld	4 156 967	17,32 %
Markedsverdi av egenkapitalen	19 841 424	82,68 %
Markedsverdi av selskaet	23 998 391	100,00 %

Tabell 5.16 Kapitalstruktur

Basert på følgende formel er deretter hver periodes avkastningskrav beregnet i tabell 5.17.

$$WACC = Egenkapitalprosent * Egenkapitalkrav + Gjeldsandel * Gjeldskrav$$

	-2008	-2009	-2010	-2011	-2012	-2013	2014-
Egenkapitalandel	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %
Egenkapitalkrav	9,04 %	8,88 %	9,18 %	9,22 %	9,20 %	9,19 %	9,75 %
Gjeldsandel	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %
Gjeldskrav	2,99 %	2,83 %	3,13 %	3,17 %	3,15 %	3,14 %	5,00 %
<b>WACC</b>	<b>7,99 %</b>	<b>7,83 %</b>	<b>8,13 %</b>	<b>8,17 %</b>	<b>8,15 %</b>	<b>8,14 %</b>	<b>8,93 %</b>

Tabell 5.17 Beregnet WACC

På grunnlag av forventningene kan man se at det er relativt små variasjoner i avkastningskravene gjennom perioden.

## **5.5 Prognose på vekst**

Basert på Gordons formel trenger vi tre ulike størrelser for å finne verdien av ”continuing value”.

$$\text{Gordons formel} = \text{Kontantstrøm} / (\text{Avkastningskrav} - \text{Vekstfaktor})$$

Vi har med utgangspunkt i ”mean reversion” allerede beregnet normalisert kontantstrøm og avkastningskrav, men mangler vekstfaktoren. For å estimere en vekstfaktor bør vi fokusere på veksten i omsetning da marginer ikke kan vokse mot hundre prosent. Det er altså omsetning som driver veksten. Som en relativt moden bedrift kan det forventes at veksten vil sammenfalle med det som vil være tilfelle for bransjen for offshore boretjenester.

På lang sikt vil det ikke være mulig for et selskap å vokse mer enn den samlede økonomien. Med et evigvarende perspektiv ville nemlig dette medført at virksomheten ble større enn den totale økonomien, noe som ikke vil være mulig. Den reelle veksten i norsk BNP ligger historisk sett på 2 – 3 %, og dette danner dermed en øvre grense for hvor mye det er mulig for FOE å vokse.

Basert på økende velstand i verden, har jeg tidligere nevnt at energiforbruket må forventes å øke. Dette taler derfor for at selskaper i FOE sin bransje vil kunne se noe vekst. Sykluser i økonomien vil selvsagt gjøre det umulig med konstant vekst, og vi må derfor ha langsiktig trend som utgangspunktet.

Samtidig vil særlig to forhold tale mot at FOE vil kunne vise til langsiktig vekst. Det første går ut på at vi må regne med at andre energikilder på lang sikt vil konkurrere med olje og gass. Dette forsterkes gjennom at miljøhensyn taler for større bruk av fornybar energi, eller andre energikilder som fører med seg mindre utslipp av karbondioksid. I tillegg er som nevnt verdens oljereserver ikke er uendelige, og dette taler for at bransjen ikke vil kunne vokse evig.

Basert på disse argumentene forutsetter jeg derfor en beskjedne reell vekstfaktor for FOE på 1,0 %.

### ***5.6 Verdien av skattemessige eiendeler***

FOE hadde ved utgangen av 2007 fremførbare underskudd på ca NOK 3,1 mrd. En stor andel av dette er det imidlertid lite sannsynlig at selskapet vil kunne dra nytte av. Dette gjelder særlig NOK 1,3 mrd som er tilknyttet Harland & Wolf. Siden dette verftet er omstrukturert betraktelig det siste tiåret, og omsetter for en brøkdel av hva som var tilfelle før omleggingen, vil minimalt av det fremførbare underskuddet komme til nytte. Også større fremførbare underskudd fra norsk eide datterselskaper er det knyttet usikkerhet til.

Jeg vil derfor anslå at selskapet ikke vil kunne gjøre seg nytte av mer enn ca 1,00 mrd av skattemessige eiendeler. Grunnet store overskudd gjennom budsjettperioden mener jeg det vil være rimelig at selskapet gjør seg nytte av dette jevnt over perioden frem til og med 2013 med NOK 166 mill årlig. Neddiskontert med reell risikofri rente gir dette en nåverdi av skattemessige eiendeler på NOK 844 mill.

### ***5.7 Verdien av selskapets egenkapital***

Ut fra modellen for fundamental verdsettelse har jeg nå gjort tilstrekkelig med prognoser og beregninger til å fastsette et estimat på konsernet Fred Olsen Energy sin egenkapital. Verdsettelsen er basert på rammeverket som allerede er presentert innledningsvis i denne delen av avhandlingen. Selve bergegingen av selskapets verdi er vist i tabell 5.18. Den fundamentale verdsettelsen tilsier at hver av selskapets aksjer har en verdi på 220 NOK ved begynnelsen av 2008.. Ved utgangen av 2007 var markedsverdien av en aksje NOK 297,5, altså en god del høyere enn hva jeg har funnet.

NOK 1000	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014 (N)
EBITDA	2 613 983	3 146 341	3 087 617	2 827 205	2 608 425	2 066 604	1 717 500
Endring netto vekstrelatert arbeidskapital	(223 939)	(150 375)	(837)	45 343	31 721	86 528	209 708
Investeringer	(800 000)	(250 000)	(250 000)	(250 000)	(250 000)	(250 000)	(720 000)
Effektiv skatt	(130 000)	(260 000)	(312 000)	(335 000)	(353 000)	(308 000)	(220 000)
<b>Kontantstrøm</b>	<b>1 460 044</b>	<b>2 485 966</b>	<b>2 524 780</b>	<b>2 287 548</b>	<b>2 037 146</b>	<b>1 595 132</b>	<b>987 208</b>
	-2008	-2009	-2010	-2011	-2012	-2013	2014-
Egenkapitalandel	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %	82,68 %
Egenkapitalkrav	9,04 %	8,88 %	9,18 %	9,22 %	9,20 %	9,19 %	9,75 %
Gjeldsandel	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %	17,32 %
Gjeldskrav	2,99 %	2,83 %	3,13 %	3,17 %	3,15 %	3,14 %	5,00 %
<b>WACC</b>	<b>7,99 %</b>	<b>7,83 %</b>	<b>8,13 %</b>	<b>8,17 %</b>	<b>8,15 %</b>	<b>8,14 %</b>	<b>8,93 %</b>
Nåverdi av kontantstrømmen	1 351 991	2 137 956	1 996 913	1 670 739	1 376 723	997 302	7 785 986
Summert nåverdi	17 317 610						
Netto finansiell gjeld	(3 521 246)						
Verdi av skattemessige eiendeler	844 225						
Egenkapitalverdi	14 640 589						
Utestående aksjer (hele tusen)	66 694		Vekstfaktor	1,00 %			
<b>Verdi per aksje</b>	<b>220</b>						

Tabell 5.18 Verdi av konsernet Fred Olsen Energy sin egenkapital



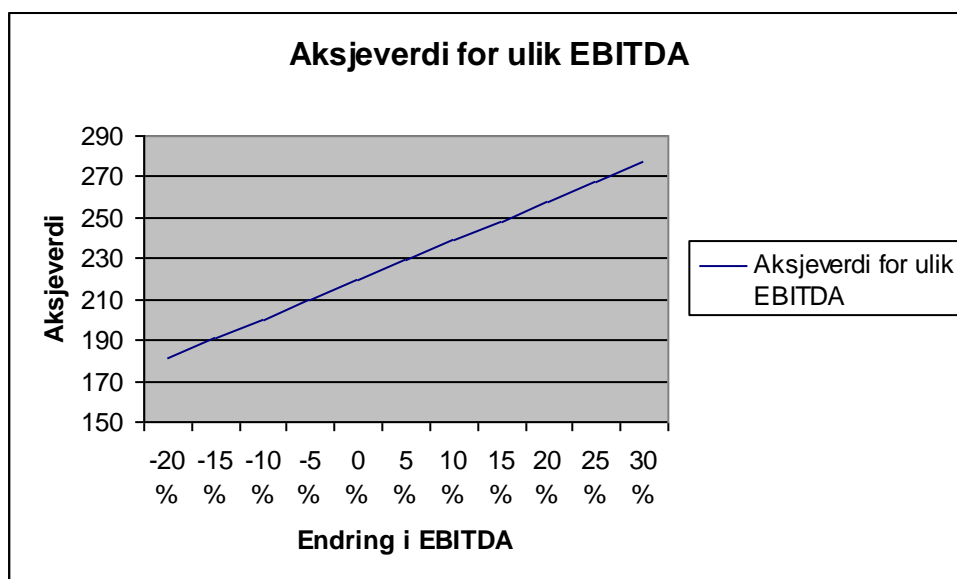
## 5.8 Sensitivitetsanalyse

Fundamental verdsettelse er basert på forventinger og prognoser. Dette tilsier at den verdien vi kommer fram til er avhengig av at våre prognoser er riktige. Det vil derfor være interessant å se hvordan verdiestimatet på selskapet påvirkes ved endring i forutsetningene.

Jeg vil i den anledning fokusere på hvordan endring i EBITDA, avkastningskrav og vekstfaktor vil kunne påvirke selskapets verdi.

### 5.8.1 Sensitivitet for endring i EBITDA

I figur 5.6 har jeg latt aksjeverdien variere med å endre EBITDA i den eksplisitte budsjetteringsperioden, men holde fast på anslagene for ”continuing value”. Hvert års EBITDA er endret med en prosentsats som vises på den horisontale akse.

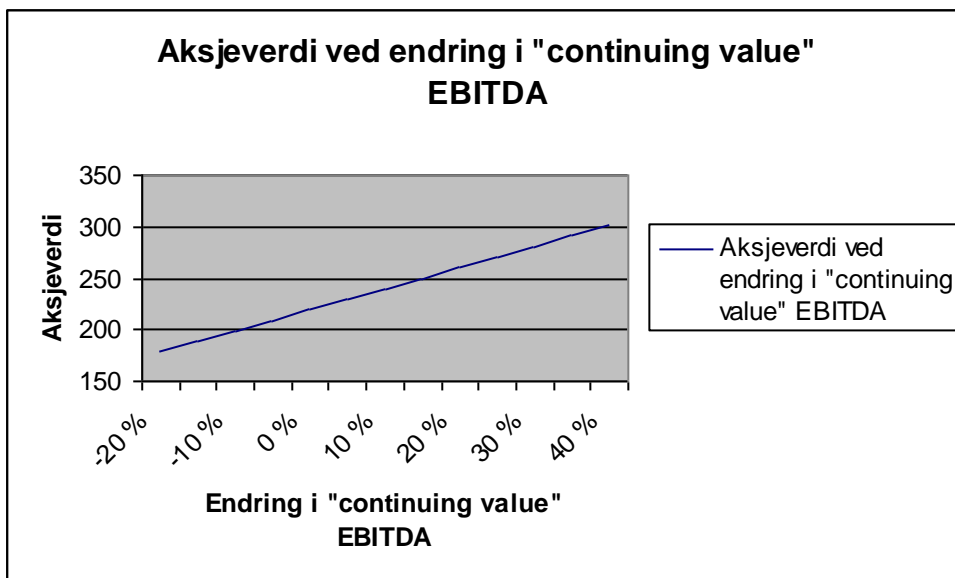


Figur 5.6 Sensitivitet for endring i EBITDA i budsjetteringsperioden

Vi ser altså at selskapets verdi vil variere betydelig dersom forutsetningene for EBITDA de neste seks årene skulle forandre seg. Siden mye av inntektene de neste årene er bestemt av allerede inngåtte kontrakter, ser jeg det imidlertid som lite sannsynlig at det vil bli store avvik fra mine prognoser. Den største usikkerheten er knyttet til dagratene mot slutten av perioden, da selskapet ikke har kontrakter for hele flåten de siste årene. Det knytter seg også noe usikkerhet til hvordan riggene på britisk sokkel vil oppleve de nærmeste årene, da det her er

kortsiktige kontrakter som dominerer. Det må også nevnes at en økning i hele 30 % i EBITDA ikke er nok til å oppnå en aksjeverdi like høy som kursen på 297,5.

I neste figur har jeg holdt EBITDA konstant i den eksplisitte budsjettperioden, men variert EBITDA for "continuing value" tilsvarende som i forrige figur.

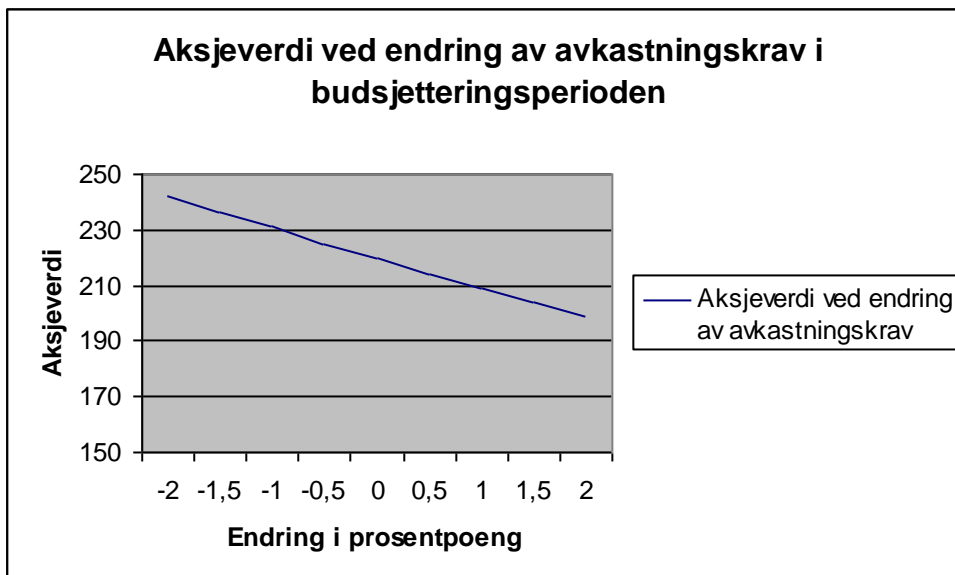


Figur 5.7 Sensitivitet for endring i "continuing value" EBITDA

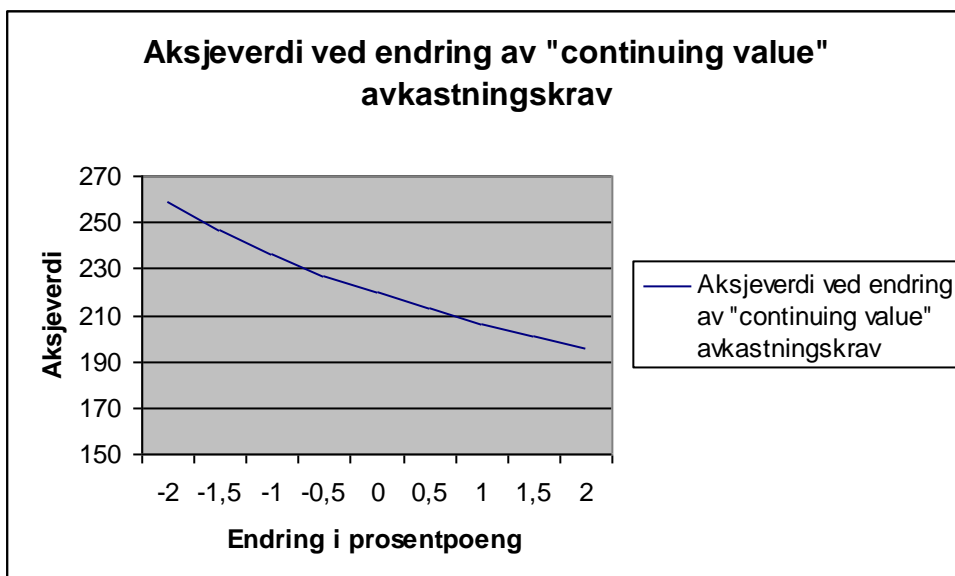
Figuren forteller oss i all hovedsak at selskapet på svært lang sikt vil oppnå en annen inntjening dersom det normaliserte langsiktige estimatet på EBITDA forandres. I og med at vi her ser på en svært lang tidshorisont er det etter min mening knyttet større usikkerhet til "continuing value" prognosen enn det som er tilfellet for eksplisitt budsjetteringsperiode. Selv om vi forventer sykliske svingninger kan det på lang sikt skje fundamentale endringer som påvirker hva vi ser på som en normal inntjening. For eksempel vil en eventuell substituering av olje og gass langt frem i tid kunne medføre et lavere normalisert nivå på EBITDA. På den annen side kan vi tenke oss at en langsiktig etterspørselsøkning etter olje fra kommende industrialiserte land vil medføre en høyere etterspørsel etter boretjenester. Det kan således ikke utelukkes at fremtidig informasjon vil gjøre det nødvendig å endre mine estimater på dette området. Samtidig ser vi at det trengs en langsiktig økning i EBITDA på 40 % for å komme opp i en verdi lik aksjekursen. Dersom hele forskjellen mellom den verdien jeg har funnet og det markedet forutsetter er basert på langsiktige forventninger for EBITDA, har markedet altså et atskillig mer optimistisk syn på fremtiden enn det jeg finner rimelig.

## 5.8.2 Sensitivitet for endring i avkastningskrav

I det følgende vil jeg se hvordan verdien jeg har beregnet på selskapet vil påvirkes av endringer i avkastningskravene. På samme måte som i sensitivitetsanalysen av EBITDA har jeg også her skilt mellom budsjetteringsperioden og "continuing value".



Figur 5.8 Sensitivitet ved endring av avkastningskrav i eksplisitt budsjetteringsperiode.



Figur 5.9 Sensitivitet ved endring av "continuing value" avkastningskrav.

Logisk nok vil et lavere avkastningskrav til kapitalen medføre en høyere verdi på selskapet. Det motsatte gjelder selvsagt for økt avkastningskrav. Som vi ser er det relativt liten forskjell i

hvor mye aksjeverdien påvirkes av om vi ser for oss endring i kortsiktig eller langsiktig avkastningskrav. Dette kommer av at vi har en tilstrekkelig lang budsjetteringshorisont til at ”continuing value” ikke dominerer like mye som man hadde sett ved færre års eksplisitt budsjettering.

Endrete forventninger som påvirker avkastningskravet kan dreie seg om flere forhold. Endringer i rentenivå og betaverdi påvirker avkastningskravet direkte, og dermed også verdien av selskapet. Rentnivået er bestemt av makroøkonomiske forhold som ikke alltid er like enkle å predikere. Det må derfor forventes at det kan skje endringer som påvirker avkastningskravene, og vurdering av selskapets verdi bør derfor revideres jevnlig selv om man holder fast på kontantstrømprognoene. Som analytiker må man derfor ha innsikt i makroøkonomiske forhold i tillegg til det bransje- og selskapsspesifikke.

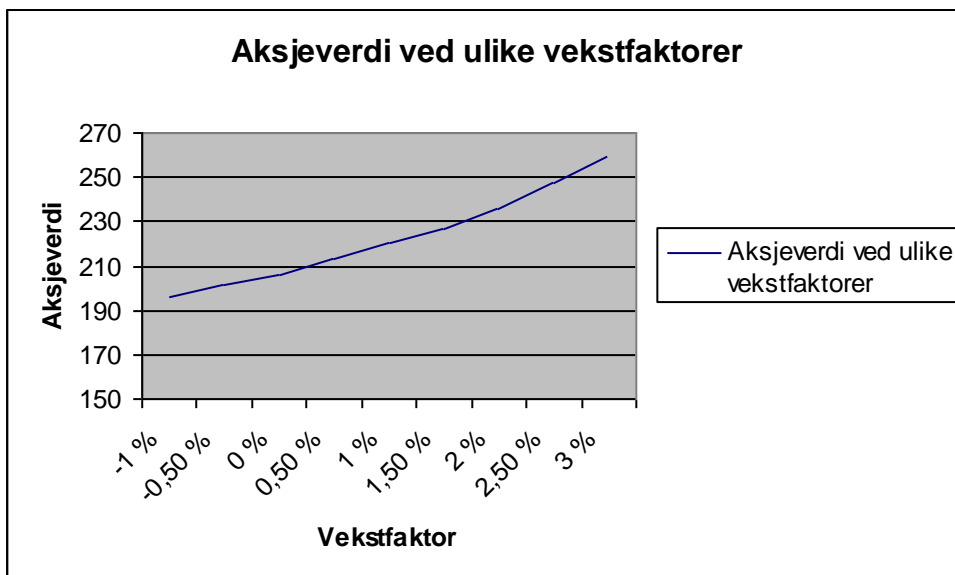
Dersom vi legger til grunn et annet investorperspektiv enn det jeg har gjort i denne avhandlingen, vil avkastningskravene være av særlig interesse. En investor med et internasjonalt fokus vil legge andre forutsetninger til grunn enn det jeg har gjort her. For det første vil det være aktuelt å forholde seg til internasjonale renter og markedspremier. I tillegg må systematisk risiko vurderes ut fra en indeks som ser på forhold utenfor Norge. Siden Oslo Børs består av en stor andel oljerelaterte selskaper vil betaverdien for selskapet antas å være høyere fra et norsk enn et internasjonalt ståsted. Dette kan være med på å forklare noe av avviket mellom den fundamentale verdien jeg har kommet frem til og den observerbare markedsprisen. Det vil si at FOE kan være mer verdt for en internasjonal enn en ”norsk” investor.

Dersom investor er av den udiversifiserte sorten, må han også ta hensyn til selskapsspesifikk risiko. Som tidligere nevnt kan dette dreie seg om konkurrisiko. I et slikt tilfelle vil avkastningskravet bli høyere som en følge av at relevant risiko øker, og dermed vil verdien av selskapet bli lavere.

Figurene og kommentarene ovenfor viser dermed at man som analytiker må ta hensyn til hvilken posisjon den aktuelle investor befinner seg i. Dette siden ulike utgangspunkt påvirker egenkapitalverdien gjennom avkastningskravet.

### 5.8.3 Sensitivitet for endring av vekstfaktor

En viktig verdidriver for selskaper er vekstmulighetene. Derfor er det særlig interessant å se hvor følsom verdien av selskapets egenkapital er for veksten. I figuren nedenfor viser jeg hvordan aksjeverdien vil se ut ved forskjellige vekstfaktorer for FOE.



Figur 5.10 Aksjeverdi ved ulike vekstfaktor

Ikke overraskende ser vi en betydelig forskjell i verdiene ved endringer i veksten. Likevel gjør en relativt lang budsjetteringsperiode at utslagene ikke blir like store som man ville sett dersom det fra et tidligere tidspunkt ble benyttet ”continuing value”.

Legg merke til at kurven er konveks, og at en mulighet for svært høy vekst ville gitt store utslag. Mitt utgangspunkt er likevel at FOE tilhører en moden, men syklisk bransje. Dette gjør at jeg finner det usannsynlig med en særlig høy vekst i fremtiden. Selskapets aldrende flåte gjør også at selskapet ser ut til å fokusere lite på ytterligere vekst. Noe vekst forsvares likevel med at selskapet har en viss satsning innen det lovende segmentet for dypt vann.

## 6.0 Verdsettelse ved hjelp av multiplikatormodeller

Fundamental verdsettelse er både tidkrevende og avhengig av et omfattende informasjonsgrunnlag. Det finnes imidlertid enklere modeller som ofte benyttes for å verdsette selskaper. For å finne et sammenligningsgrunnlag til det arbeidet jeg allerede har utført vil jeg derfor gjøre noen enkle varianter av komparativ verdsettelse.

### 6.1 Kort om komparativ verdsettelse

Komparativ verdsettelse benyttes til å vurdere verdien av et selskap ved hjelp av sammenlignende prising i forhold til andre bedrifter. Disse metodene har ikke den samme teoretiske forankringen som fundamental verdsettelse, men er både billigere og enkle å utføre.

Det skilles vanligvis mellom to typer komparativ verdsettelse

- *Multiplikatormodeller* benytter multipler som kan finnes ved å betrakte selskaper som er sammenlignbare med det selskapet som skal verdsettes. Det aktuelle nøkkeltallet for virksomheten som skal verdsettes multipliseres så med tilsvarende multipl. I praksis er dette den mest benyttede verdsettelsesmetoden.
- *Substansverdimodellen* gir en verdi av foretaket ved å sammenligne eiendeler og gjeld med tilsvarende observerbare markedsverdier.

### 6.2 Verdsettelse av FOE ved hjelp av multiplikatorer

Jeg vil her gjøre tre enkle estimater på FOE sin aksjeverdi basert på multiplikatorer. Den komparative verdsettelsen er fra min side ikke ment som et alternativ til det arbeidet som er gjort gjennom å fokusere på fundamentale forhold, men snarere som et sammenligningsgrunnlag. Det vil si at den komparative verdsettelsen ikke kommer inn under hovedformålet med denne avhandlingen, og således ikke er gjort på en like utførlig måte som den fundamentale verdsettelsen.

Følgende tre multiplikatorer benyttes under den komparative verdsettelsen:

- *Pris/Bok* (Markedsverdi av egenkapitalen/Bokført verdi av egenkapitalen)
- *Pris/Fortjeneste* (Markedsverdi av egenkapitalen/Nettoresultat etter skatt)

- *EV/EBITDA* (Selskapsverdi/EBITDA)

Multiplikatorene jeg her baserer meg på er funnet ved hjelp av Reuters og Yahoo sine finansielle tjenester.<sup>xliii</sup> Det er brukt såkalt tolv måneders trailing ved å ta hensyn til kvartalsrapporter som i skrivende stund er frigitt (1. kvartal 2008). Jeg har valgt å benytte medianen av de observerte dataene slik at ekstreme observasjoner ikke tillegges for mye vekt. Påfølgende tabell viser beregningene av multiplikatorene.

	<b>P/E</b>	<b>P/B</b>	<b>EV/EBITDA</b>
Transocean	9,62	3,36	14,26
Diamond	20,35	6,23	11,63
ENSCO	11,23	2,84	7,23
Songa Offshore	25,73	4,77	8,25
Seadrill	24,09	3,24	18,33
Pride	8,61	2,01	8,33
Noble	12,87	3,69	8,96
<b>Median og multiplikator</b>	<b>12,87</b>	<b>3,36</b>	<b>8,96</b>

**Tabell 6.1** Beregning av multiplikatorer

Verdsettelsen er basert på tilgjengelige tall fra siste kvartalsrapport som FOE har offentliggjort (1. kvartal 2008). For fortjeneste og EBITDA har jeg kun multiplisert kvartalsrapporteringen med fire som et grovt anslag på årets utfall. Ved bruk av EV/EBITDA er det verdien av hele selskapet som finnes, og netto finansiell gjeld er derfor trukket fra for å finne egenkapitalverdien. Tabell 6.2 viser verdsettelsen ved bruk av de ulike multiplikatorene.

	<b>P/E</b>	<b>P/B</b>	<b>EV/EBITDA</b>
NOK 1000			
Multiplikator	12,87	3,36	8,96
* Base	2 106 400	4 292 500	2 450 800
= Selskapsverdi	-	-	21 959 168
- Netto finansiell gjeld	-	-	(3 229 500)
= Verdi av egenkapitalen	27 109 368	14 422 800	18 729 668
/ Antall utestående aksjer	66 694	66 694	66 694
= <b>Aksjeverdi</b>	<b>406</b>	<b>216</b>	<b>281</b>

**Tabell 6.2** Verdsettelse ved bruk av multiplikatorer

Som vi ser er det store forskjeller i de verdiestimatene vi kommer frem til. En gjennomsnittsberegning gir en aksjeverdi på NOK 301, som er klart høyere en resultatet fra den fundamentale verdsettelsen. Dersom vi skal legge komparativ verdsettelse til grunn, kan det dermed stilles spørsmålstegn ved riktigheten av den fundamentale verdsettelsen. De

sprikende resultatene ved bruk av ulike multiplikatorer viser samtidig noe av svakhetene ved en slik verdsettelsesmetode.

En årsak til at den komparative verdsettelsen viser langt høyere verdi enn den fundamentale kan dreie seg om ulike forventinger til markedsutviklingen. Selv har jeg lagt til grunn at bransjen er syklisk og at det vil være urealistisk å anta at dagens høye rentabilitet skal vare i lang tid. Dersom markedet legger til grunn at bransjen vil oppleve høy etterspørsel i et lengre tidsperspektiv, vil dette også påvirke den komparative verdsettelsen av FOE.

Verdsettelse ved hjelp av multiplikatorer har en rekke svakheter som gjør at jeg er meget kritisk til denne metoden. Blant annet vil ulik bruk av regnskapsprinsipper innen samme bransje være en feilkilde. Det er også tvilsomt å verdsette aksjer på bakgrunn av informasjon fra en enkelt periode. Verdien av et selskaps egenkapital vil tross alt være avhengig av langsiktige fundamentale forhold. Da vil det være urealistisk å forvente at fremtidig inntjening skal kunne avledes av dagens P/E.



## 7.0 Konklusjon og handlingsstrategi

Basert på en omfattende strategisk analyse, samt en regnskapsanalyse, har jeg gjennom å fokusere på fundamentale forhold kommet frem til at hver av konsernet Fred. Olsen Energy sine utestående aksjer har en verdi på NOK 220. Verdien er funnet ved neddiskontering til 1.1.2008. Til samme tid var markedsverdien av en aksje i selskapet NOK 297,50.

Verdien er basert på perspektivet til en diversifisert investor som opererer i det norske markedet.

Verdien jeg har kommet fram til er langt høyere enn hva som observeres markedet, og jeg tør derfor påstå at markedet overvurderer aksjen. Sensitivitetsanalysen viser at det må til en betydelig endring i de fundamentale forutsetningene for at mitt estimat skal nærme seg markedsverdien. På bakgrunn av dette vil jeg anbefale salg av aksjen.

Basert på svært enkel komparativ verdsettelse finner jeg en høyere verdi av aksjen enn ved fokus på fundamentale forhold. Dette taler noe mot den verdien jeg har funnet i den fundamentale verdsettelsen. Verdsettelse ved hjelp av multiplikatorer har imidlertid en rekke svakheter som gjør at resultatene bør tolkes kritisk.

Fundamental verdsettelse er en krevende prosess som baserer seg på et større antall prognoser og forutsetninger. Dette medfører at det er en meget ambisiøs målsetning å verdsette aksjer på denne måten. Selv erfarne analytikere har ofte store problemer med å treffe med sine prognoser, og de estimerer man kommer frem til bør derfor vurderes med en viss ydmykhet.

## Kilder

Avhandlingen baserer seg som helhet på følgende kilder:

1. Forelesningsnotater i BUS 425 Regnskapsanalyse og verdsettelse; Finn Kinserdal, NHH, våren 2007
2. Forelesningsnotater i BUS 424 Strategisk regnskapsanalyse; Frøystein Gjesdal, NHH, høsten 2006
3. Penman, Stephen H. (2007): Financial statement analysis and security valuation. 3rd ed. McGraw-Hill, New York.
4. Fred. Olsen Energy sine årsrapporter fra og med år 2000 til og med år 2007.

I tillegg foreligger følgende referanser fra fotnotene:

---

<sup>i</sup>Rigjobs <<http://www.rigjobs.co.uk/oil/oilrigs.shtml> > (mai 2008)

<sup>ii</sup> Teorien som den strategiske analysen baserer seg på er hentet fra *Besanko D. et. al. (2004): Economics of Strategy. 3rd ed. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ* og en forelesningsserie av Lien, Lasse i kurset STR 404 Strategisk Analyse ved Norges Handelshøyskole høsten 2006

<sup>iii</sup> [http://www.gomr.mms.gov/homepg/regulate/environ/history\\_louisiana.html](http://www.gomr.mms.gov/homepg/regulate/environ/history_louisiana.html) og <http://www.rigjobs.co.uk/oil/history.shtml>

<sup>iv</sup> Aker Drilling, <<http://www.akerdrill.com/section.cfm?path=91> > (mai 2008)

<sup>v</sup> ODS-Petrodata, <[http://www.ods-petrodata.com/odsp/weekly\\_rig\\_count.php](http://www.ods-petrodata.com/odsp/weekly_rig_count.php) > (mai 2008)

<sup>vi</sup> Rigzone, <[http://www.rigzone.com/data/rig\\_report.asp?rpt=mgr&mr=0](http://www.rigzone.com/data/rig_report.asp?rpt=mgr&mr=0) > (mai 2008)

<sup>vii</sup> The Platou Report, 2008 (R.S. Platou Offshore a.s.)

<sup>viii</sup> ODS-Petrodata (2008): International Rig Report (May 2008; Volume 16, Number 5)

<sup>ix</sup> Rigzone, <[http://www.rigzone.com/data/projects/project\\_list.asp](http://www.rigzone.com/data/projects/project_list.asp) > (mai 2008)

<sup>x</sup> ODS-Petrodata, <[http://www.ods-petrodata.com/odsp/day\\_rate\\_index.php](http://www.ods-petrodata.com/odsp/day_rate_index.php) > (mai 2008)

<sup>xi</sup> Offshore.no <<http://www.offshore.no/Prosjekter/rigbuild.aspx> > (mai 2008)

<sup>xii</sup> Offshore.no <<http://www.offshore.no/Prosjekter/rigbuild.aspx> > (mai 2008)

<sup>xiii</sup> Offshore.no <<http://www.offshore.no/Prosjekter/rigbuild.aspx> > (mai 2008)

<sup>xiv</sup> ODS-Petrodata <[http://www.ods-petrodata.com/odsp/day\\_rate\\_index.php](http://www.ods-petrodata.com/odsp/day_rate_index.php) > (mai 2008)

<sup>xv</sup> ODS-Petrodata (2008): International Rig Report (May 2008; Volume 16, Number 5)

<sup>xvi</sup> Rigzone <[http://www.rigzone.com/data/results.asp?Rig\\_Type\\_ID=4](http://www.rigzone.com/data/results.asp?Rig_Type_ID=4) > (mai 2008)

<sup>xvii</sup> Offshore.no <<http://www.offshore.no/Prosjekter/rigbuild.aspx> > (mai 2008)

- 
- <sup>xviii</sup> ODS-Petrodata: International Rig Report (May 2008; Volume 16, Number 5)
- <sup>xix</sup> Fortune Global 500 (2007)  
<[http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2007/full\\_list/index.html](http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2007/full_list/index.html) > (mai 2008)
- <sup>xx</sup> Rigzone, <[http://www.rigzone.com/data/rig\\_report.asp?rpt=op&mr=0](http://www.rigzone.com/data/rig_report.asp?rpt=op&mr=0) > (mai 2008)
- <sup>xxi</sup> The Platou Report, 2008 (R.S. Platou Offshore a.s.)
- <sup>xxii</sup> Offshore.no <<http://www.offshore.no/Prosjekter/rigbuild.aspx?sort=3> > (mai 2008)
- <sup>xxiii</sup> Tror på oppkjøpsrykter i Seadrill: DN.no 22.11.2006: Dagens Næringsliv  
<[http://www.dn.no/forsiden/borsMarked/article934999.ece?jgo=r2\\_1](http://www.dn.no/forsiden/borsMarked/article934999.ece?jgo=r2_1) > (mai 2008)
- <sup>xxiv</sup> International Monetary Fund: World Economic Outlook (2008),  
<<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2008/01/index.htm> >
- <sup>xxv</sup> Statistisk Sentralbyrå <<http://www.ssb.no/kt/> > (mai 2008)
- <sup>xxvi</sup> Ringlund, Guro Børnes et. al. (2008): Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. (I: Energy Economics, Vol. 30 Issue 2, March 2008)
- <sup>xxvii</sup> BP Historical Data Workbook  
<<http://www.bp.com/multipleimagesection.do?categoryId=9017892&contentId=7033503> >  
(mai 2008)
- <sup>xxviii</sup> International Energy Agency: World Energy Outlook (2007)
- <sup>xxix</sup> E24.no <<http://e24.no/olje/article2395240.ece> > (mai 2008)
- <sup>xxx</sup> Oljedirektoratet  
<[http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ressursforvaltning/Ressursregnskap\\_og\\_-\\_analyse/norsk\\_sokkel\\_2\\_2006\\_oljetoerst.htm](http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ressursforvaltning/Ressursregnskap_og_-_analyse/norsk_sokkel_2_2006_oljetoerst.htm) > (mai 2008)
- <sup>xxxi</sup> Presentasjonen er som helhet basert på Fred Olsen Energy sine årsrapporter fra 2000 til 2007, og selskapets hjemmesider; <<http://www.fredolsen-energy.no/default.aspx?aid=9046777> > (mai 2008) der andre referanser ikke er ført opp.
- <sup>xxxii</sup> Ganger Rolf ASA, <<http://www.ganger-rolf.no/> > (mai 2008) og Bonheur ASA,  
<<http://www.bonheur.no/arch/img/9068879.pdf> > (mai 2008)
- <sup>xxxiii</sup> Rigzone, <[http://www.rigzone.com/data/results.asp?Manager\\_ID=549](http://www.rigzone.com/data/results.asp?Manager_ID=549) > (mai 2008)
- <sup>xxxiv</sup> Oslo Børs,  
<[http://www.oslobors.no/ob/aksjeindeks\\_utvalg?p\\_period=1D&p\\_instrid=ticker.ose.OBX&emu2show=1.6.2.2.](http://www.oslobors.no/ob/aksjeindeks_utvalg?p_period=1D&p_instrid=ticker.ose.OBX&emu2show=1.6.2.2.)> (juni 2008)
- <sup>xxxv</sup> Norges Bank, <[http://www.norges-bank.no/templates/Article\\_55486.aspx](http://www.norges-bank.no/templates/Article_55486.aspx) > (juni 2008)
- <sup>xxxvi</sup> Basert på forelesningsnotater i kurset BUS 425 om verdsettelse våren 2007

---

<sup>xxxvii</sup> Finansdepartementet, <<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/NOUer/1997/NOU-1997-27/10/7.html?id=347291> > (juni 2008)

<sup>xxxviii</sup> Oslo Børs, <<http://www.newsweb.no/newsweb/index.jsp> >

<sup>xxxix</sup> Statistisk Sentralbyrå, <<http://www.ssb.no/kt/> >

<sup>xl</sup> Reuters, <<http://www.reuters.com/finance/stocks/ratios?symbol=FOEEUR.OLp> >

<sup>xli</sup> Finansdepartementet, <<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/NOUer/2000/NOU-2000-18/16/4.html?id=359955> >

<sup>xlii</sup> Reuters, <<http://www.reuters.com/finance/stocks> > og <Yahoo, <http://biz.yahoo.com/r/> >