

Fusjoner og oppkjøp:
En begivenhetsstudie og fundamentalanalyse av StatoilHydro



Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Finansiell økonomi

Veileder: Førsteamanuensis Tore Leite

Av:

Aleksander Raa Storaker

Alexander Idar Karlsen

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon 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

StatoilHydro er Norges største selskap. Det har en spesiell historie, og har på mange måter vært med på å forme dagens Norge. Hele Norges befolkning kjenner godt til selskapets virksomhet, og daglig er det medieoppslag om selskapet. StatoilHydro er på mange måter Norges hjørnestensbedrift.

Nå i etterkant av fusjonen mellom Statoil og Hydros petroleumsdel er det interessant å kunne avdekke hvorvidt fusjonen har vært fordelaktig, eller om det hadde vært det beste for alle parter om de to selskapene hadde operert hver for seg. Teorien sier at de fleste fusjoner ender opp med et positivt resultat eller i *break even*.

Gjennom våre analyser av StatoilHydro er vi kommet frem til at fusjonen i et kortsiktig perspektiv har vært positiv for Hydros aksjonærer, mens den har vært negativ for Statoils aksjonærer. Nedgangen i total markedsverdi av egenkapitalen for det samlede selskapet var på 1,38 %.

På lang sikt ser fusjonen ut til å ha gått i *break even*, men dette resultatet er meget sensitivt for langsiktige vekstforutsetninger. Om man tar StatoilHydros egne estimater for operasjonelle synergier med i betraktningen, kan fusjonen ha vært vellykket. Det kan også argumenteres for at fusjonen er et naturlig ledd i den konsolideringsprosessen man forventer i oljebransjen fremover.

Forord

Denne oppgaven er skrevet som et siste ledd i masterstudiene i finansiell økonomi ved Norges Handelshøyskole. Oppgaven er en sammensatt vurdering av StatoilHydro-fusjonen som fant sted i 2007.

Valget av oppgave var for oss ganske enkelt. Fusjoner og oppkjøp har alltid vært et mye diskutert tema i både medier og akademisk litteratur. Samtidig gir det anledning til å benytte store deler av den kunnskapen vi har tilegnet oss ved NHH. Videre var StatoilHydro et naturlig valg. Fusjonen er fremdeles høyaktuell i mediene, det er enkelt å finne finansielle data for selskapet både før og etter fusjonen, og selskapet er etter hvert blitt hele Norges gullgruve.

Fra arbeidet vårt med denne oppgaven har vi lært at alt ikke er like enkelt som i teorien. Det kan være vanskelig å finne de rette data å bruke i de teoretiske modellene, og man må benytte stor grad av skjønn. I tillegg er det liten tvil om at gode analytikere må ha bransje- og selskaps spesifikk kunnskap for å kunne gjøre gode analyser, noe som tar tid å tilegne seg.

Vi vil takke vår veileder Tore Leite for konstruktive og raske tilbakemeldinger når vi har trengt det, samt Aksel Mjøs og Kjell Henry Knivsflå for gode innspill.

Innhold

Sammendrag	2
Forord	3
Figurer	8
Tabeller.....	9
1 Innledning	10
1.1 Problemstilling.....	10
1.2 Veien frem til dagens StatoilHydro.....	10
1.2.1 Norsk Hydro.....	10
1.2.2 Statoil.....	11
1.2.3 StatoilHydro.....	12
1.2.4 Fusjonsplanen.....	12
1.2.5 Hvorfor fusjonere?	13
2 Fusjoner og oppkjøp (M&A).....	14
2.1 Hva er M&A?	14
2.2 Typer M&A.....	14
2.3 Hvorfor M&A: Strategier	15
2.4 Forskning.....	17
2.4.1 Målekriterium.....	17
2.4.2 Lønner M&A seg?	17
3 Verdsettelse	20
3.1 Verdsettelse på kort sikt.....	20
3.2 Verdsettelse på lang sikt.....	20
4 Begivenhetsstudier (event studies)	22
4.1 Teori.....	22
4.2 Metode	23

4.3	Analyse.....	24
4.3.1	Hydro.....	24
4.3.2	Statoil.....	26
4.4	Resultater av kortsiktig verdivurdering.....	27
5	Statens påvirkning i den norske oljebransjen.....	29
5.1	Staten som eier.....	29
5.2	Statsrabatt.....	29
5.3	Skattesats.....	31
6	Strategi.....	32
6.1	Eksternanalyse.....	32
6.1.1	Porter's 5 forces.....	32
6.1.2	Rivalisering mellom bedrifter.....	33
6.1.3	Inntrengere.....	35
6.1.4	Kundene.....	36
6.1.5	Leverandører.....	37
6.1.6	Substitutter.....	37
6.2	Internanalyse.....	38
6.2.1	KIKK.....	38
6.2.2	SVIMA-modellen.....	39
6.3	Konklusjon.....	41
7	Regnskapsanalyse.....	43
7.1	Omgruppering og justering av regnskaper.....	43
7.1.1	Teori.....	43
7.1.2	Anvendelse.....	46
7.2	Analyse av lønnsomhet.....	48
7.2.1	Teori.....	48

7.2.2	Anvendelse	49
7.3	Analyse av vekst.....	54
7.3.1	Teori.....	54
7.3.2	Anvendelse	55
7.4	Analyse av finansiering	58
8	Verdsettelsesteori.....	60
8.1	Dividendemodellen.....	60
8.2	Gordons vekstmodell.....	60
8.3	Discounted cash flow (DCF)	61
8.3.1	FCFE	62
8.3.2	FCFF	62
8.4	Verdsettelse over flere perioder	62
8.5	Avkastningskrav til egenkapitalen	63
8.5.1	CAPM.....	63
8.5.2	Flerfaktormodeller	64
8.5.3	Valg av benchmarkportefølje.....	66
8.5.4	Risikofri rente	67
8.5.5	Markedets risikopremie	68
8.5.6	Beta	70
8.6	Avkastningskrav til sysselsatt kapital.....	73
8.7	Realopsjoner	75
8.8	Multippelanalyse	76
9	Kontantstrømbasert verdsettelse (DCF)	78
10	Svakheter ved oppgaven	81
11	Oppsummering.....	82
	Bibliografi	83

Andre kilder	87
Appendiks 1: Begivenhetsstudie	88
Appendiks 2: Estimering av beta	92
Appendiks 3: Regnskapsanalyse og verdsettelse	93

Figurer

Figur 1. Prispremie og synergi ved oppkjøp (Sørgard & Skjeret, 2002, s. 20).....	16
Figur 2. Tidslinje for en begivenhetsstudie (MacKinlay, 1997)	23
Figur 3. Abnormal Return (AR) for Hydro.....	24
Figur 4. Cumulative Abnormal Return (CAR) for Hydro	26
Figur 5. Abnormal Return (AR) for Statoil	26
Figur 6. Cumulative Abnormal Return (CAR) for Statoil.....	27
Figur 7. Eksempel på "statsrabatt" ved verdsettelse (DnB NOR Markets, 2006)	29
Figur 8. Porter's 5 forces (Hill & Jones, 2004, ss. 40-50). Bilde: Porter 5 forces analysis (2008)	32
Figur 9. Historisk utvikling i olje- og gassproduksjon (IEA, 2007)	34
Figur 10. ExxonMobils estimer for fremtidig energibehov, og andel og vekstrater for forskjellige energiformer (Exxon Mobil, 2008)	34
Figur 11. Fordelingen av verdens energiproduksjon (IEA, 2007).....	38
Figur 12. SVIMA-trappen (Jacobsen & Lien, 2001).....	40
Figur 13. ROIC for hvert år.....	49
Figur 14. ROIC for hvert selskap i 2006	50
Figur 15. EBIT-margin etter skatt	50
Figur 16. Driftskapitalens omløpshastighet	50
Figur 17. Driftskostnader som andel av driftsinntekter	51
Figur 18. Kostnader som andel av driftsinntekter.....	52
Figur 19. Driftsskattesatser	52
Figur 20. EBIT-marginer i 2006, før og etter skatt.....	53
Figur 21. Superrentabilitet for Statoil	53
Figur 22. Kapitalfordel og bransjefordel	54
Figur 23. Vekst i driftsinntekter.....	55
Figur 24. Vekst i EBIT etter skatt	56
Figur 25. Driftsinntekter vs. Oljepris	57
Figur 26. Investeringsrater	57

Figur 27. Vekst i netto driftskapital	58
Figur 28. Kapitalstruktur.....	58
Figur 29. Historisk aksjeavkastning 2003-07 og P/B-multipler pr. 31.12.2006.....	59
Figur 30. Terminstruktur norske renter pr. 6. mars 2008 (Norges Bank, 2008a; Norges Bank, 2008b)	67
Figur 31. Resultatmultipler.....	77

Tabeller

Tabell 1. Faktorer som påvirker en fusjons avkastning.....	18
Tabell 2. Resultater fra begivenhetsstudier – virkning på total markedsverdi.....	28
Tabell 3. SVIMA – kriterier for konkurransefortrinn (Jacobsen & Lien, 2001).....	40
Tabell 4. Risikofri rente	68
Tabell 5. Betaestimer basert på bransjesnitt.....	73
Tabell 6. Egenkapitalkrav for StatoilHydro.....	73
Tabell 7. WACC for StatoilHydro	75
Tabell 8. Verdiestimat for StatoilHydro (NOK m).....	78
Tabell 9. Verdi av StatoilHydro sammenlignet med summen av Statoil og Hydro Petroleum (NOK m).....	79
Tabell 10. Påvirkning av WACC og langsiktig vekstestimat på verdieffekten av fusjonen	80

1 Innledning

1.1 Problemstilling

I løpet av det siste året har Statoil og Hydro Petroleum fusjonert. I denne oppgaven ønsker vi å se nærmere på denne fusjonen. Vi vil analysere Statoil og Hydro Petroleum hver for seg, slik de fremsto før fusjonen. I tillegg vil vi se på det samlede selskapet StatoilHydro. På denne måten håper vi, ved hjelp av regnskaps-, finansielle, strategiske og statistiske analyser, å kunne avdekke hvorvidt fusjonen har vært lønnsom for aksjonærene.

1.2 Veien frem til dagens StatoilHydro

Den 18. desember 2006 inngikk styrene i Hydro og Statoil en avtale om sammenslåing av Hydros petroleumsvirksomhet og Statoil. Selskapene skulle fusjonere i oktober 2007, og skulle betraktes som to likeverdige partnere. De resterende virksomhetsområdene i Hydro skulle fisjoneres ut, og StatoilHydro skulle befeste sin posisjon som et internasjonalt petroleumsselskap, og bli verdens største aktør innen offshoreprosjekter på mer enn 100 meters dybde.

1.2.1 Norsk Hydro

Tidlig på 1900-tallet var behovet for gjødsel stort i Europa. Samtidig ble det oppdaget at det var mulig å trekke nitrogen ut av luften og benytte dette i gjødselproduksjon. Ingeniøren Sam Eyde og forskeren Kristian Birkeland møttes tilfeldig under et middagsselskap hvor de utvekslet sine erfaringer og ideer rundt denne nye teknologien. Det ble starten på et samarbeid som førte til opprettelsen av Norsk Hydro i 1905.

I perioden frem til 1930 etablerte Norsk Hydro seg på Notodden, Rjukan og på Herøya. Etter annen verdenskrig overtok den norske stat tyske eierandeler i Hydro, og ble majoritetseier. Nye prosjekter innen nitrogenproduksjon, avansert gjødselproduksjon samt en ny fabrikk som produserte veisalt, ble igangsatt. I 1955 var 5 000 mennesker ansatt i Norsk Hydro.

1963 representerer et vendepunkt for Norsk Hydro. For første gang ble det etablert aluminiumsindustri. Lokaliseringen var Karmøy i Rogaland, og anlegget var et samarbeid med den californiske aluminiumsprodusenten Harvey Aluminium. Ti år senere ble hele virksomheten overtatt av Norsk Hydro.

Allerede på midten av 60-tallet planla Norsk Hydros styre å entre oljebransjen. I første omgang ønsket man å sikre energi til den energikrevende virksomheten Norsk Hydro allerede var i besittelse av. Men i 1969 fikk Norsk Hydro en julegave av den norske stat og oljeselskapet Phillips. Det var funnet olje i Nordsjøen, og Norsk Hydro fikk sammen med flere internasjonale oljeselskaper muligheten til å være med i utviklingen av Ekofisk. Feltet viste seg å være Nordsjøen største felt noensinne, og prognosene tilsa drift til og med år 2028.

For aluminiumsdelen av Norsk Hydro var vekst stikkordet rundt 1986. Gjennom en utvidelse av det eksisterende anlegget på Karmøy, samt flere oppkjøp av anlegg i Sentral-Europa, ble Norsk Hydro Aluminium på slutten av 80-tallet det tredje største aluminiumsselskapet i verden.

I 1994 gikk Hydros bensinstasjonvirksomhet sammen med Texaco. Sammen fikk de en markedsandel på 20 % i Norge og 17 % i Danmark. Ifølge daværende leder for raffineri og marketing, Eivind Reiten, passet de to selskapene sammen som hånd i hanske.

På samme tid var det en rasende utvikling i Nordsjøen. Norsk Hydro ble operatør på sitt første felt, Oseberg. Kort tid etter kom både Brage- og Troll-feltene i produksjon. 1996 var startåret for Ormen Lange-feltet. Dette gassfeltet ble utviklet i samarbeid med BP Amoco, og det viste seg å være det nest største på norsk sokkel.

Helt på slutten av 90-tallet endret Norsk Hydro strategi. Selskapet ønsket å skille ut sine tre forretningsområder: olje og gass, aluminium og gjødsel. Yara, gjødseldelen av Norsk Hydro, ble skilt ut gjennom en fisjon i 2004. Et par år senere, i 2006, ble det klart at olje- og gassvirksomheten skulle fusjoneres med Statoil, samtidig som aluminiumsdelen av selskapet forble i Hydro. (Yara, 2007; Norsk Hydro, 2007)

1.2.2 Statoil

Den norske stats oljeselskap AS, Statoil, ble opprettet ved et stortingsvedtak i 1972. Myndighetene ønsket å delta i den gryende utviklingen i Nordsjøen, og bygge kompetanse slik at nasjonen kunne nyte godt av oljeressursene i fremtiden. To år senere ble Statfjord-feltet oppdaget i Nordsjøen, og produksjonen startet så tidlig som 1979. Enda to år senere ble Statoil det første norske oljeselskapet som fikk operatøransvaret på et norsk oljefelt, Gullfaks. Senere ble Statoil operatør på flere felter, som Sleipner, Åsgård og Snøhvit.

Samtidig gikk Statoil inn i foredling og servicestasjoner i Norden, ved å kjøpe opp Essos bensinstasjoner, raffinerier og petrokjemisk industri.

Statoil inngikk også et tungt samarbeid med BP på norsk sokkel, og ble gjennom 90-tallet ledende innenfor områdene flytende produksjonsanlegg og anlegg på havbunnen. Selskapet har altså vokst kraftig, og har etter hvert satset internasjonalt på letevirksomhet og oljeproduksjon.

I 2001 ble Statoil delprivatisert, og dette var en milepæl for selskapet. Etter emisjonen satt staten igjen med en eierandel på 81,7 % i Statoil. Det statlige nedsalget har fortsatt helt frem til 2005, da staten satt med en eierandel på 70,9 % (StatoilHydro, 2008).

I desember 2006 vedtok styrene i Norsk Hydro og Statoil at Norsk Hydros olje- og gasdivisjon skulle fusjonere med Statoil.

1.2.3 StatoilHydro

I dag har StatoilHydro 31 000 ansatte, og er etablert i nærmere 40 land. Selskapets aksjer er notert på Oslo Børs samt på New York-børsen (NYSE). Det er verdens største operatør på dypt vann, og er blant verdens 50 største selskaper. Den norske stat eier 62,5 % av selskapet, og har vedtatt at de skal øke denne eierandelen til 67 % (Olje- og energidepartementet, 2008).

1.2.4 Fusjonsplanen

Fusjonsavtalen mellom de to selskapene slår fast at Hydro Petroleums eiendeler, rettigheter/lisenser og forpliktelser skulle overføres til det nye selskapet. Samtidig skulle Hydro redusere sin egenkapital med NOK 3 197 265 703,30 ved å redusere aksjens pålydende fra 3,66 til 1,098. Statoil skulle på sin side øke aksjekapitalen med NOK 2 606 655 590 ved å utstede 1 042 662 236 nye aksjer pålydende NOK 2,50. Dette ville resultere i at Hydros aksjonærer mottok 0,8622 aksjer i det fusjonerte selskapet per Hydro-aksje, og at de etter fusjonen ville eie 32,7 % av det sammenslåtte selskapet.

Fusjonen innebar også at alle Hydro-ansatte som hadde sitt daglige virke i Hydros petroleumsvirksomhet, skulle overføres til det sammenslåtte selskapet. (StatoilHydro, 2007)

1.2.5 Hvorfor fusjonere?

Styrene i Hydro og Statoil utarbeidet sammen med sine finansielle rådgivere en fusjonsplan, og anbefalte den godkjent i generalforsamling. Det viktigste argumentet for godkjenning av fusjonen var muligheten et sammenslått selskap hadde til å danne seg et internasjonalt konkurransefortrinn som verdensledende offshore-operatør.

Styrene i Hydro og Statoil vektla også muligheten for økt vekst som følge av sammenslåingen. I tillegg mente man at de to selskapene sammen ville ha bedre forutsetninger for å utnytte hvert oljefelt maksimalt, gjennom mer effektive operasjoner og nytenkende teknologi.

Man mente at det sammenslåtte selskapet, gjennom sine erfaringer i norske farvann, ville ha et konkurransefortrinn når andre land ønsker å innhente ekspertise innen oljeutvinning under vanskelige forhold.

Videre ble det vektlagt at et sammenslått selskap ville kunne dra nytte av stordriftsfordeler, og at man således kunne få kuttet kostnader innenfor administrasjon og marketing. (Statoil, 2007)

2 Fusjoner og oppkjøp (M&A)

I denne delen av oppgaven skal vi fokusere på fusjoner og oppkjøp. Vi skal først gi en kort innføring i M&A (Mergers & Acquisitions). Deretter skal vi se på forskjellige M&A-strategier, og til slutt skal vi se nærmere på forskningen omkring M&A.

2.1 Hva er M&A?

M&A er et mye brukt begrep, som kan omfatte mange forskjellige typer transaksjoner hvor to eller flere selskaper på en eller annen måte går sammen.

Én måte å gjennomføre en slik sammenslåing på, er at et selskap direkte går inn og kjøper et annet selskap. Man kan enten overta hele selskapet ved å kjøpe aksjene, eller man kan kjøpe selskapets eiendeler ("innmat"), og la resten av selskapet stå igjen med kun kontanter på eiersiden. Det tomme selskapet vil da vanligvis utbetale hele sin kontantbeholdning til sine aksjonærer, og avslutte driften. Én grunn til å foreta slike kjøp er usikkerhet angående det oppkjøpte selskapets passivaside, i form av skjulte krav. Kjøper forsøker å sikre seg ved kun å kjøpe selskapets eiendeler. En annen grunn kan være skattefordeler. (Wright, 2007)

Skjer sammenslåingen isteden ved kjøp av aksjer, som nevnt ovenfor, kan kjøper overta alt fra 0 til 100 % av det oppkjøpte selskapet. Den kjøpte andelen vil da konsolideres inn i det kjøpende selskapets konsernregnskap, om eierandelen overstiger 50 %, og ellers føres som et tilknyttet selskap eller en aksjeinvestering.

En sammenslåing kan også gjøres ved at to selskaper blir enige om å danne et felles selskap. Dette kalles en konsolidering (Damodaran, 2002). Aksjonærene i hvert av de to selskapene vil da motta en eierandel i det nye selskapet på bakgrunn av den eierandelen de hadde i ett eller begge selskapene før sammenslåingen.

Et oppkjøp av et annet selskap slik vi har gjennomgått ovenfor, må finansieres. Det finnes tre finansieringsalternativer: kontanter, gjeld eller betaling med kjøpers egne aksjer.

2.2 Typer M&A

De meste brukte benevnelsene på M&As er (Gaughan, 2007):

Horisontal sammenslåing: To selskaper i samme bransje går sammen. Begrunnelsen er ofte at de sammen vil stå sterkere mot konkurransen fra andre aktører i samme marked. Dessuten kan det være mulighet for synergier.

Vertikal sammenslåing: Et selskap slår seg sammen med en leverandør- eller kundebedrift i den tro at det er mulig å oppnå synergier ved å slå sammen deler av verdikjeden.

Konglomerat: To selskaper i forskjellige bransjer går sammen, fordi de tror diversifisering eller entring av nye markeder for oppkjøper er fordelaktig.

2.3 Hvorfor M&A: Strategier

Et av de meste brukte argumentene for M&A-aktiviteter er *vekst* (Gaughan, 2007, s. 117). I markeder med hard konkurranse ønsker ofte selskaper å vokse for å ta markedsandeler, og på den måten kunne oppnå markedsrett. Vekst kan oppnås på to måter. Først og fremst kan selskapet vokse på egenhånd (organisk vekst). De kan investere overskudd i prosjekter med avkastning som overstiger avkastningskravet.

Mye enklere, raskere og muligens mindre arbeidskrevende er det å kjøpe, eller konsolidere med, selskaper som synes å være gode strategiske partnere. Fordelen ved slik vekst kan være at selskapet får tak i ny teknologi eller nye produkter.

Videre begrunner ledelsen ofte oppkjøp med *operasjonelle synergier*. Slike effekter kan finnes på flere nivåer i verdikjeden. Det kan være stordriftsfordeler eller skalafordeler. Synergier kan oppstå når to utviklingsavdelinger med hver sin spesialisering får jobbe sammen mot et felles mål, eller når ledelsen i ett av selskapene er så dyktige at de vil kunne effektivisere driften i det kjøpte selskapet. Vi refererer gjerne til "2 + 2 = 5"-effekten (Gaughan, 2007, s. 124); synergieffekter innebærer at summen av to enheter sammen vil være mer verdt enn to enheter hver for seg.

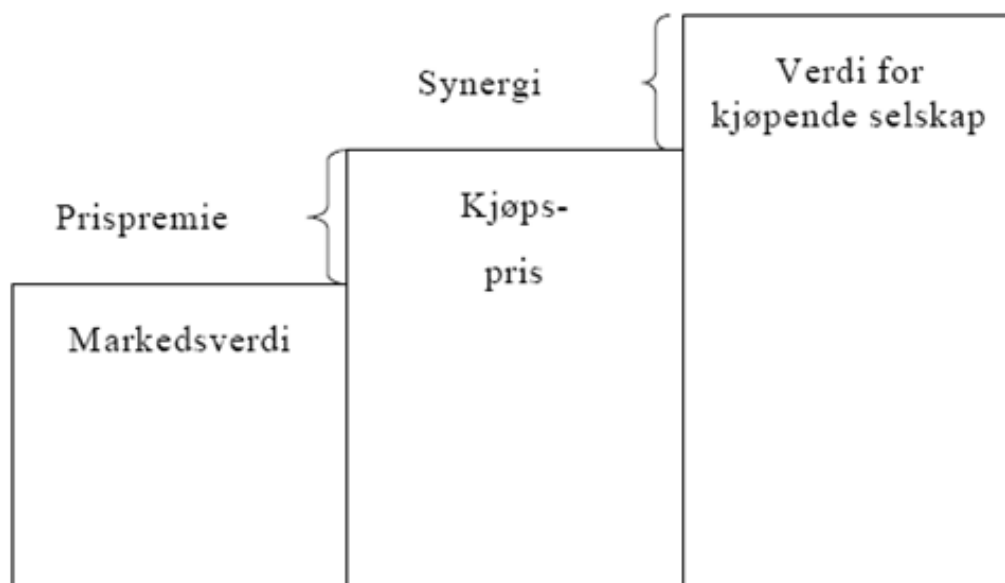
Diversifisering er en annen mye brukt strategi (Bruner, 2004; Gaughan, 2007, s. 136). Ideen bak diversifisering kjenner vi fra finansteori. Grunntanken er å fordele eggene i flere kurver, og dermed redusere risikoen. I denne sammenhengen betyr det å ha to eller flere selskaper med ukorrelerte kontantstrømmer. På den måten vil selskapet som en enhet få en jevnere kontantstrøm og lavere risiko. Jo mindre relatert selskapene i konglomeratet er bransjemesig, desto bedre blir den risikoreducerende effekten. På den annen side blir antagelig syner-

gieffektene mindre for selskaper i ulike bransjer. At diversifisering kan gjøres på investorhånd gjennom porteføljediversifisering, er selvsagt en innvending mot konglomerattankgangen. Få investorer er i dag villige til å betale noe for at ledelsen skal gjøre diversifisering for dem. Flere analytikere kalkulerer isteden inn rabatter på konglomerater. Med andre ord verdsettes ikke diversifisering som strategi.

Damodaran (2002, s. 700) nevner i tillegg *undervurderte selskaper, finansielle synergier og kontroll*. Førstnevnte innebærer at det kjøpende selskapet legger andre forutsetninger til grunn enn markedet, og mener at selskapet man skal kjøpe opp, er mer verdt enn markedsverdien.

Finansielle synergier kan for eksempel bety at oppkjøpskandidaten gir skattefordeler for det kjøpende selskapet gjennom fremførbart underskudd. En annen mulighet er at selskapet som planlegges kjøpt, har for lav gjeldskapasitet, og at et oppkjøp fra et selskap med større finansielle muskler derfor vil kunne gi mulighet for å finansiere prosjekter som det oppkjøpte selskapet ellers ikke ville kunne iverksette.

Kontroll dreier seg om makt til å skifte ut ledelsen og forbedre driften i selskaper som ikke drives optimalt.



Figur 1. Prispremie og synergi ved oppkjøp (Sørgard & Skjeret, 2002, s. 20)

Figur 1 gir en oversikt over prisingen i et oppkjøp. Markedsverdien er, om selskapet er børsnotert, den daglige kursen multiplisert med antall utestående aksjer. I et effisient marked vil

markedsverdien fullt ut reflektere all tilgjengelig informasjon, og vil således også være den riktige prisen både i kjøpers og selgers øyne. For at et salg skal finne sted, må kjøpesummen overstige markedsverdien, ellers vil ikke eierne selge. Samtidig må prisen ikke være høyere enn at kjøper finner det lønnsomt. Differansen mellom markedsverdi og verdi for kjøpende selskap skyldes antatte synergier. Ved et salg deles disse synergiene mellom kjøper og selger. Det selger betaler over dagens markedsverdi, kalles prispremie.

2.4 Forskning

I dette avsnittet ser vi nærmere på artikkelen *Where M&A Pays and Where It Strays: A Survey of the Research* (Bruner, 2004). Artikkelen gir en meget god oversikt over den forskningen som har funnet sted rundt temaet M&A.

2.4.1 Målekriterium

For å kunne si hvorvidt en sammenslåing har vært vellykket eller ikke, blir vi nødt til å ha et kriterium å måle opp mot. Dette kriteriet vil være investors krav til avkastning på investert kapital. Er avkastningen på egenkapitalen like høy eller høyere enn kravet til egenkapitalen i tiden etter sammenslåingen, vil vi kunne si at partene i fusjonen har gjort en god deal.

Dersom man kan finne signifikante tall som tilsier at avkastningen etter fusjonen har vært unormalt høy eller lav, vil man kunne slå fast hvordan markedet har mottatt nyheten om fusjonen. Ved unormalt høy avkastning vil avkastningen på egenkapitalen overgå avkastningskravet, fordi en unormal avkastning per definisjon er avkastning ut over det en investor ville kreve for en alternativ investering med tilsvarende risiko. Senere i oppgaven blir det presentert en begivenhetsstudie som går mer i detalj rundt akkurat dette temaet, og som slår fast hvorvidt fusjonen mellom Statoil og Hydro Petroleum kan betraktes som vellykket for deres respektive eiere.

2.4.2 Lønner M&A seg?

25 studier viser signifikante avkastningstall som forteller oss at M&A leverer en positiv premie til aksjonærene i det oppkjøpte selskapet. For det kjøpende selskapet viser 54 studier en litt annen virkelighet. 26 % av studiene viser signifikant negative avkastningstall, mens 31,5 % viser nøytrale avkastningstall. Igjen sitter vi da med 42,5 % som viser en verdiøkning av fusjonen. Tallenes tale er altså at M&A historisk har lønt seg.

Nå som vi har slått fast at M&A generelt ser ut til å være lønnsomt, melder spørsmålet seg om hvilke typer M&A som har de beste resultatene. Studier utført i 1983 slår fast at når target er 10 % av det kjøpende selskap målt i markedsverdi, eller større, så finner man signifikante tall på en positiv avkastning på 4,1 %. Ved fusjoner med mindre selskaper er samme tall kun 1,7 %.

Oppsummert må vi kunne trekke den slutningen at M&As for kjøperen ser ut til å gi en avkastning tilsvarende kravet. Med andre ord går man som regel i break even. Dette er en fornuftig konklusjon med tanke på at selskaper etter hvert modnes; dersom de ikke opererer i en bransje hvor det er mulig å ha et vedvarende konkurransemessig fortrinn, vil de derfor ha en avkastning som forsvarer investeringen.

For selgeren ser et oppkjøp ut til å ha en positiv effekt. Med andre ord kan vi spørre oss om hvorvidt M&A-prosessen samlet er lønnsom. 14 av 24 studier på dette området slår fast at det er tilfellet. Dermed kan vi si at M&As ofte lønner seg, men at gjennomsnittlig aksjonæravkastning naturlig nok vil ligge veldig nær kravet.

Med andre ord finnes det heller ikke her noe vidundermiddel til rask rikdom. Men fusjoner og oppkjøp kan meget godt være kilder til god avkastning dersom de gjøres riktig. Tabell 1 er hentet fra Bruner (2004), og gir en oversikt over hva som tenderer til å gi høy og lav avkastning i M&A-sammenheng.

Tabell 1. Faktorer som påvirker en fusjons avkastning

Avkastningen blir antagelig høyere hvis:

1. Strategisk motivasjon
2. Selskapet er lavt priset ("value")
3. Fokusert/relatert oppkjøp
4. Troverdige synergier
5. Å bruke overskuddslikvider profitabelt
6. Forhandle om oppkjøp av privat selskap
7. Krysse landegrenser for å oppnå en spesiell fordel
8. Fiendtlig oppkjøp
9. Kjøpe når markedet er "kaldt"
10. Betale med kontanter
11. Store skattefordeler for kjøper
12. Fornuftig gjeldsfinansiering

Avkastningen blir antagelig lavere hvis:

1. Opportunistisk motivasjon
2. Selskapet er høyt priset ("growth/glamour")
3. Mangel på fokus/diversifisering
4. Ikke troverdige synergier
5. Kun for å bruke opp overskuddslikvider
6. Kjøpe børsnotert selskap i budkonkurranse
7. Naivt krysse landegrenser
8. Forhandle med motvillig target
9. Kjøpe når markedet er "varmt"
10. Betale med egne aksjer
11. Små skattefordeler for kjøper
12. Finansierte med for mye gjeld

13. Trinnvise betalinger (earnouts)
14. Fusjon med likt selskap
15. Ledelsen har signifikant eierandel
16. Aksjonærorientert ledelse
17. Aktive investorer

13. Betale hele summen på forhånd
14. Fusjon med ulikt selskap
15. Ledelsen har små/ingen eierinteresser
16. Selvorientert ledelse
17. Passive investorer

3 Verdenssettelse

Verdenssettelse av M&As kan være komplisert. Hvordan skal man måle hvorvidt en sammenslåing har vært vellykket, og når skal denne målingen finne sted?

For at en M&A skal være vellykket, bør den føre til en økning i fremtidige kontantstrømmer, og dermed en høyere avkastning for aksjen. Denne avkastningen må være høyere for det samlede selskapet enn det avkastningen ville vært for de to selskapene separat, for at vi skal kunne kalle sammenslåingen vellykket.

Spørsmålet er videre på hvilket tidspunkt vi skal måle hvorvidt en sammenslåing har vært vellykket eller ikke. Umiddelbart etter at informasjonen om en sammenslåing offentliggjøres, reagerer markedet gjennom kjøp og salg av aksjen avhengig av om de finner nyheten positiv eller ikke. Aksjekursene skal umiddelbart gi en god indikasjon på hvordan markedet mottar meldingen om sammenslåing.

3.1 Verdenssettelse på kort sikt

Vi har benyttet oss av en begivenhetsstudie for å avdekke den umiddelbare reaksjonen markedet hadde på fusjonsplanene til Statoil og Hydro. Studien og dens resultater følger i kapittel 4.

3.2 Verdenssettelse på lang sikt

Verdenssettelse av en sammenslåing er i utgangspunktet ikke forskjellig fra en vanlig fundamental verdenssettelse av et selskap. Man tar utgangspunkt i historiske regnskaper og estimerer fremtidige kontantstrømmer.

Det som kompliserer verdenssettelsen av en sammenslåing, er behovet for å skille ut verdien av operasjonelle synergier. Det kan, som nevnt i avsnitt 2.3, også være andre grunner til en sammenslåing enn denne typen synergier, men vi tror ikke at de er aktuelle i tilfellet Statoil-Hydro.

Vi har ingen forutsetninger for å si at Hydro Petroleum i utgangspunktet var undervurdert. Vi kan heller ikke se at sammenslåingen ble gjennomført på grunn av diversifikasjonsfordeler, ettersom begge selskapene i sammenslåingen er i petroleumsbransjen og dermed har høyt korrelerte kontantstrømmer. I tillegg var både Statoil og Hydro børsnotert, og dermed vil

investorer kunne diversifisere på egenhånd. Altså vil ikke diversifikasjon gi utslag i selskapsverdien.

Videre finner vi ikke grunnlag for å verdsette finansielle synergier. Hverken Statoil eller Hydro ble sett på som risikable selskaper, og begge kunne oppta nye lån etter behov. Vi finner det derfor ikke plausibelt at sammenslåingen ble gjennomført for å oppnå bedre gjeldsbetingelser. Vi kan heller ikke finne at en sammenslåing vil resultere i bedre skattebetingelser. Ingen av selskapene har heller fremførbare underskudd, og dermed er ikke sammenslåingen gjennomført med det for øye.

At Hydro var et dårlig drevet selskap og at Statoil inngikk et samarbeid med dem fordi man mente det kunne være verdi i å endre ledelsen av Hydro, finner vi lite trolig. Derfor velger vi heller ikke å verdsette kontrolldelen.

Dermed ender vi opp med å se på vekst- og kostnadssynergier. Førstnevnte innebærer høyere vekst ved å bli en større aktør i markedet, og sistnevnte inkluderer stordrifts- og skalafordeler.

Vi verdsetter Hydro Petroleum og Statoil hver for seg, basert på de to selskapenes regnskaper frem til 2006. Deretter verdsetter vi det samlede selskapet, StatoilHydro, i dag og neddiskonterer denne verdien til 31.12.2006. Med forskjellige antagelser om synergier bygget inn i verdsettelsen av det fusjonerte selskapet, kan vi da anslå hvorvidt fusjonen synes lønnsom. Denne fremgangsmåten er beskrevet i Damodaran (2002, s. 704).

4 Begivenhetsstudier (event studies)

Using financial market data, an event study measures the impact of a specific event on the value of a firm. The usefulness of such a study comes from the fact that, given rationality in the marketplace, the effects of an event will be reflected immediately in security prices. (MacKinlay, 1997)

4.1 Teori

$$P_T = E \left[\sum_{t=T+1}^{\infty} C_t M_t \mid I_t \right]$$

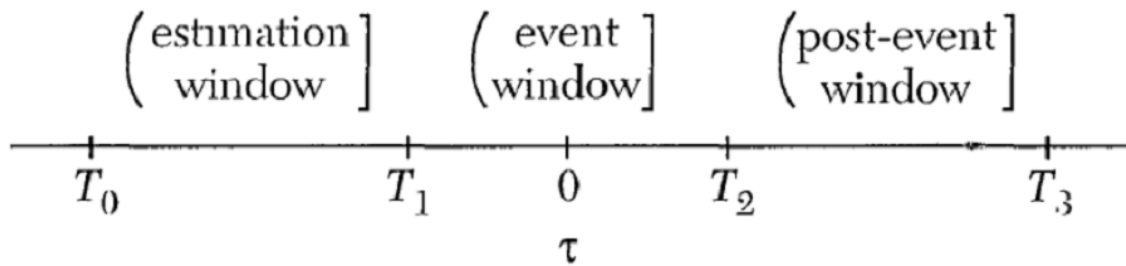
- hvor P_T = En aksjes verdi ved tidspunkt T
 C_T = Aksjens kontantstrøm ved tidspunkt T
 M_T = Neddiskonteringsfaktor ved tidspunkt T
 I_T = Informasjon tilgjengelig på tidspunkt T

Formelen presentert ovenfor representerer en enkel verdsettelsesmodell for en aksje. Modellen viser at en aksjepris er gitt ved forventet neddiskontert kontantstrøm, gitt tilgjengelig informasjon i markedet til enhver tid. Ny informasjon, om for eksempel endringer i gjeldsandel, rykter om oppkjøp/salg eller makroøkonomiske endringer som renteheving, arbeidsledighetstall eller oljepris, vil ha innvirkning på aksjens pris i vår modell. Enten vil ny informasjon gjøre utslag i den enkelte aksjes kontantstrøm direkte, eller så vil den kunne endre neddiskonteringsfaktoren. Uansett vil vi oppleve en endret aksjepris når ny, relevant informasjon tilkommer markedet.

I en begivenhetsstudie er vi ute etter å avgjøre hvorvidt en spesiell hendelse har hatt signifikant innflytelse på en aksjes prising. Vi legger vekt på at innflytelsen må være signifikant, ettersom aksjers prising endrer seg hele tiden. Noen ganger kjøper og selger investorer aksjer av andre grunner enn at markedet har fått ny og verdifull informasjon. Eksempler på dette kan være at investorer har behov for likviditet, eller at de av diversifikasjonsgrunner vil endre vekting eller aksjer i sin portefølje. Disse kontinuerlige endringene som ikke forklares av modellen, regnes som støy.

Med andre ord forsøker en begivenhetsstudie å skille ut tilfeldige svingninger fra en underliggende utvikling i aksjekursen som kommer av ny informasjon.

4.2 Metode



Figur 2. Tidslinje for en begivenhetsstudie (MacKinlay, 1997)

Figur 2 gir oss en god oversikt over tidsperspektivet i en begivenhetsstudie. Vi tar utgangspunkt i en aksjes kursdata. I løpet av perioden som analyseres, er det skjedd en begivenhet (for en aksjekurs betyr det en endring i/ny informasjon). Tiden før begivenheten (*estimeringsvinduet*) benytter vi til å estimere en modell som beskriver aksjeavkastninger ved hjelp av enkelte faktorer. Den mest brukte modellen her er *markedsmodellen*¹, som beskriver avkastningen ved hjelp av aksjens samvariasjon med markedet:

$$\tilde{r}_t - r_{f,t} = \mu + \beta(\tilde{r}_{M,t} - r_{f,t}) + \tilde{\varepsilon}_t$$

I begivenhetsstudien vil man forsøke å fjerne effekten av støy for å estimere om den nye informasjonen har hatt noen innvirkning på avkastningen, gitt ved leddet μ i ligningen ovenfor.

I praksis er det meget vanskelig å si sikkert når informasjonen har nådd markedet. Ofte kommer informasjon gjennom børsmeldinger som både har dato og klokkeslett, mens det andre ganger kan være vanskeligere å fastslå et nøyaktig tidspunkt. Figur 2 viser at dersom den spesielle datoen er vanskelig å bestemme, så kan vi benytte oss av et *begivenhetsvindu* som strekker seg over et visst antall dager både før og etter tiden hvor den testede begivenheten foregikk.

I begivenhetsvinduet estimeres *abnormal return* (AR). Det vil i praksis si meravkastning ut over det som forklares av CAPM. Denne unormale meravkastningen testes så ved hjelp av t-tester for å bestemme hvorvidt den spesielle begivenheten hadde signifikant innvirkning på aksjens avkastning. Nullhypotesen vil da være at begivenheten ikke hadde noen innvirkning.

¹ *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) er nærmere beskrevet i avsnitt 8.5.1

Med p-verdier på under 5 % kan vi si at begivenheten har hatt innvirkning på aksjens avkastning, og vi kan forkaste nullhypotesen (Stamland, 2006).

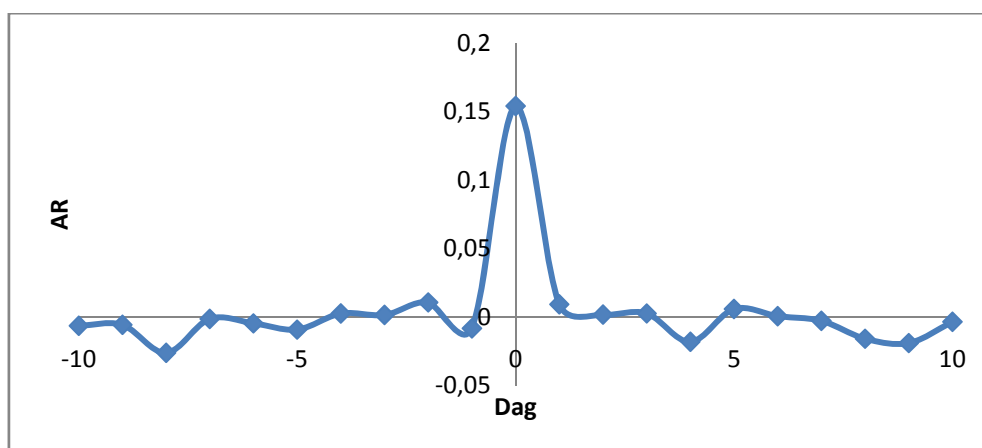
4.3 Analyse

Klokken 07.43 den 18. desember 2006 tikket den første børsmeldingen inn hos Oslo Børs. Statoil og Hydro Petroleum skulle fusjonere. Ennå hadde markedet en drøy time på å fordøye den nye informasjonen før børsen åpnet, men virkeligheten var vel snarere at de fleste analytikere allerede hadde en klar formening om hva denne børsmeldingen ville føre til i aksjemarkedet.

Vår begivenhetsstudie har tatt utgangspunkt i kursdataene fra 17.7.2006 til 4.1.2007, hvorav de første 100 dagene er estimeringsvindu, mens de siste 21 dagene utgjør selve begivenhetsvinduet.

Studien er gjort på både Hydros og Statoils kursdata, som er lastet ned fra Oslo Børs' hjemmesider. I tillegg er Oslo Børs' benchmarkindeks (OSEBX) lastet ned, sammen med 3 mnd. NIBOR fra Norges Bank. Deretter er log-avkastning beregnet for samtlige data, før faktorene i markedsmodellen er estimert ved hjelp av dataene i estimeringsvinduet. Detaljer rundt utregningene finnes i Appendiks 1.

4.3.1 Hydro



Figur 3. Abnormal Return (AR) for Hydro

15.12.2006 var Hydro-aksjen verdsatt til 50,69 kr ved dagens slutt. Over helgen ble de siste brikkene langt på plass, og mandag morgen kom nyheten Hydros aksjonærer nok hadde ventet på: sammenslåingsplaner mellom Hydro og Statoil. Som vi ser av Figur 3, som viser

unormal avkastning, fikk kurven et voldsomt hopp den 18.12.2006 (dag 0). Hydros aksjekurs steg til 61,15 kr i løpet av denne dagen.

Vi har i tillegg utført to t-tester. Den første tester om vi med signifikans kan si at meravkastningen til Hydro fra dagen før til dagen etter nyheten (dvs. -1 til 1) er forskjellig fra null. Vi finner følgende resultater:

Tester dagene -1 til 1	
AR snitt	0,052
St. dev.	0,004
T stat.	13,8
P-verdi	0,005

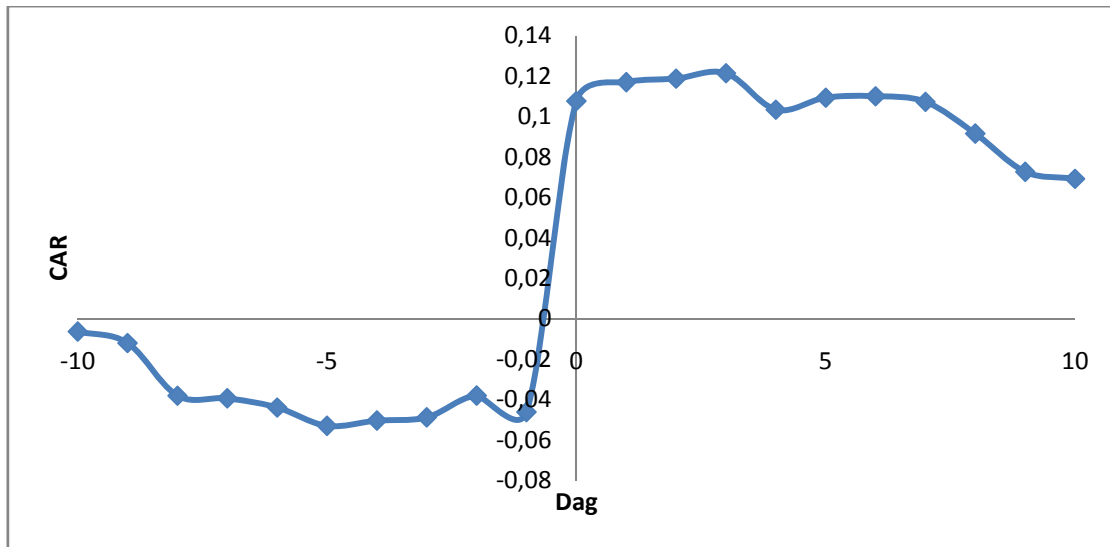
Med en p-verdi under 5 % (endog under 1 %) kan vi forkaste H_0 og si at den unormale meravkastningen er forskjellig fra 0. Med andre ord har nyheten om sammenslåingen hatt en signifikant innvirkning på Hydros avkastning.

Videre følger vi opp med en t-test hvor vi undersøker dagene -10 til 10. Denne testen er gjort for å sjekke hvorvidt nyheten kan ha glippet ut før børsmeldingen kom, eller for å sjekke om nyheten muligens ikke har gitt utslag før det er gått noe tid (markedet var muligens ikke klar over utslagene av nyheten før noen dager etterpå). Sistnevnte ville tyde på ineffisiente markeder. Resultatet er gitt under:

Tester dagene -10 til 10	
AR snitt	0,003
St. dev.	0,001
T stat.	6,2
P-verdi	0,000

Igjen ser vi at H_0 om at nyheten ikke har gjort noe utslag må forkastes. Nyheten har hatt innvirkning på Hydros avkastning.

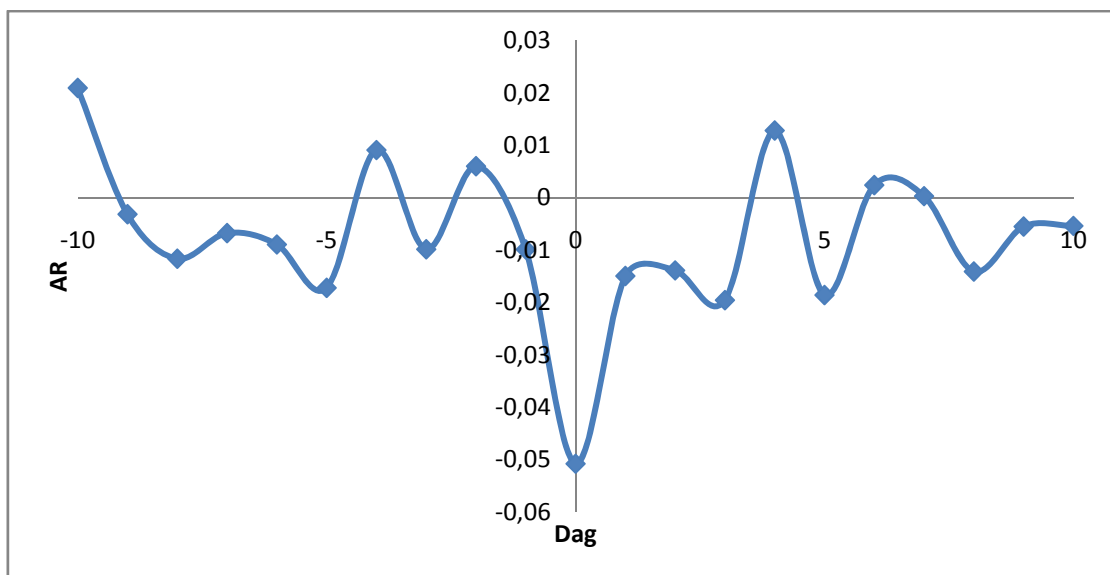
Til slutt presenterer vi den kumulative unormale avkastningen i Figur 4 for å illustrere poenget ovenfor: Hydros avkastning ble positivt påvirket av børsmeldingen. Imidlertid ser det ikke ut til å være store utslag tidlig i begivenhetsvinduet, og lite tyder derfor på at informasjonen har lekket ut på forhånd.



Figur 4. Cumulative Abnormal Return (CAR) for Hydro

4.3.2 Statoil

15.12.2006 var Statoils aksjekurs 173 kr per aksje. Neste handledag, altså den 18.12.2006, hadde kursen sunket til 170 kr. Heller ikke for Statoil finnes det børsmeldinger eller annen informasjon som skulle tilsi at det skjedde noe annet i løpet av denne helgen som kunne ha påvirket Statoils aksjekurs. Ergo kan den unormale avkastningen vi ser i Figur 5, i stor grad forklares ut fra børsmeldingen om sammenslåingen.



Figur 5. Abnormal Return (AR) for Statoil

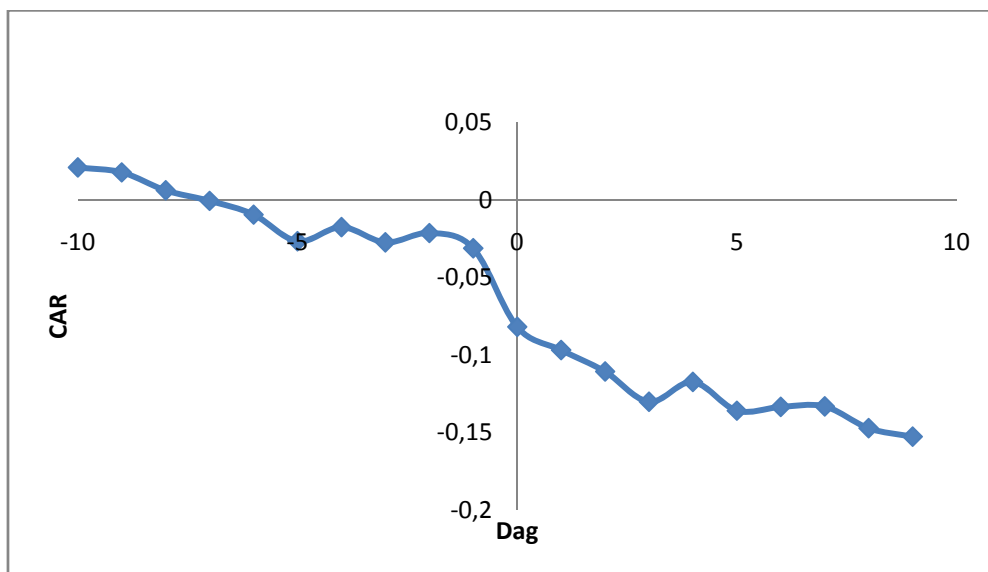
Også for Statoil har vi utført to t-tester for å avgjøre hvorvidt nyheten om sammenslåing med signifikans kan sies å ha hatt innvirkning på Statoil-kursen.

Tester dagene -1 til 1	
AR snitt	-0,025
St. dev.	0,004
T stat.	6,9
P-verdi	0,020

Med 5 % signifikansnivå kan vi forkaste H_0 om at den unormale avkastningen er null. Det betyr at børsmeldingen har hatt innvirkning på Statoilaksjens avkastning.

Tester dagene -10 til 10	
AR snitt	-0,008
St. dev.	0,001
T stat.	14,5
P-verdi	0,000

Også denne t-testen forteller oss at H_0 må forkastes, og dermed at nyheten har hatt innvirkning på avkastningen også over hele begivenhetsvinduet. Dette poenget illustreres godt ved å se på den kumulative unormale avkastningen til Statoil i begivenhetsvinduet. Vi ser i Statoils tilfelle at markedet fortsetter å reagere negativt i dagene etter annonseringen.



Figur 6. Cumulative Abnormal Return (CAR) for Statoil

4.4 Resultater av kortsiktig verddivurdering

Vi har allerede vist at vi får signifikante resultater for både Statoil og Hydro. Vi har derfor satt opp en oppsummering i Tabell 2 som gir en oversikt over hvilket resultat vi mener fusjonen totalt sett har hatt for aksjonærene i Statoil og Hydro. Vi ser at virkningen for Hydro-eierne var positiv, men at totalvirkningen, altså når vi tar med Statoil-aksjonærenes avkastning, var negativ. For det fusjonerte selskapet sett under ett ender vi opp med en nedgang i total

markedsverdi av egenkapitalen (*market cap*) på i overkant av 6 mrd. kr. Dette tilsvarer en reduksjon på 1,38 % for det sammenslåtte selskapet.

Tabell 2. Resultater fra begivenhetsstudier – virkning på total markedsverdi

Benytter dagene -1 til 1.	
Hydro	
AR snitt	5,17 %
Kurs 15.12.	50,69
Antall aksjer	1 286 455 000
Market cap	65 206 287 294
Endring market cap	3 367 955 975
Statoil	
AR snitt	-2,52 %
Kurs 15.12	173,00
Antall aksjer	2 166 143 715
Market cap	374 742 862 695
Endring market cap	-9 435 490 470
Total market cap	439 949 149 989
Total endring	-6 067 534 495
Endring i prosent	-1,38 %

Formelt sett er det en sammenslåing av Statoil og Hydro vi snakker om her, men i realiteten kan man argumentere for at Statoil kjøpte opp Hydro Petroleum, og at en analyse basert på dette premisset derfor er relevant. Dersom vi ser tilbake på empirien rundt M&A i avsnitt 2.4, kan vi ut fra den kortsiktige analysen slå fast at Hydros aksjonærer hadde en avkastning større enn det som ifølge Bruners studie er vanlig for oppkjøpte selskaper². Samtidig slo Bruner fast at kjøper som oftest hadde en positiv effekt av M&A, og at det samlede resultatet var positivt i 14 av 24 studier. På kort sikt ser det ikke ut til at markedet mente at Statoil-Hydro-fusjonen tilhører flertallet av lønnsomme M&As.

² 4,1 % avkastning når det oppkjøpte selskapets markedsverdi er over 10 % av det kjøpende, som nevnt i avsnitt 2.4.2.

5 Statens påvirkning i den norske oljebransjen

5.1 Staten som eier

Statlig eierskap er et mye debattert tema. Det er ulike meninger om hvor store eierposter staten skal ha i norske selskaper, og hvor aktivt eierskapet skal utøves. I dag eier den norske stat 62,5 % av StatoilHydro, men denne eierandelen skal økes til 67 % (Nærings- og handelsdepartementet, 2006a).

I tillegg til eierandelen i StatoilHydro eier staten direkte andeler i felter på norsk kontinental-sokkel. Petoro AS står for den daglige driften av SDØE (Statens direkte økonomiske engasjement), men tar ikke operatøransvar. StatoilHydro selger SDØEs petroleumsproduksjon på vegne av staten. (Nærings- og handelsdepartementet, 2006b)

5.2 Statsrabatt

Flere investorer og analytikere legger inn såkalte statsrabatter i selskaper hvor staten sitter som stor aksjonær. Som eksempel har vi valgt et utdrag fra en analyse gjort av DnB NOR Markets. Som vi ser av Figur 7, har de lagt inn en statsrabatt på 15 %. Spørsmålet er hvorfor det er slik.

		NOK/share
Statoil	old target	185
	strengthened company	3
	cost saving	2
		190
	EV	
Hydro Oil & Gas (based on relation as to STL adj for debt)		166
Hydro Alu	80	65
Hydro Energy	13	11
Hydro Other	10	8
Net debt	-19	-15
State ownership discount Alu/Energy	15 %	-10
New share price Hydro		224

Figur 7. Eksempel på "statsrabatt" ved verdsettelse (DnB NOR Markets, 2006)

Staten har andre interesser enn vanlige investorer. Private investorer ønsker som oftest at selskapet styres med det mål å maksimere profitten, mens staten forholder seg til andre, politiske hensyn. Eksempler kan være bevaring av arbeidsplasser i Norge, distriktpolitikk eller diskusjonen om nivået på lederlønninger og bruk av opsjonsavtaler. Sitatet nedenfor er hentet fra St.meld. nr. 13 (2006-2007).

Regjeringen mener staten bør ha en høy eierandel i Statoil ASA for å sikre industriell kompetanse, arbeidsplasser og forvaltning av store norske naturressurser. Det er også viktig å opprettholde hovedkontorfunksjoner og forsknings- og utviklingsoppgaver i Norge. (Nærings- og handelsdepartementet, 2006b)

Et annet problem er at staten bærer flere hatter. De er både eiere og tilsyns- og reguleringsmyndighet. Interessekonflikter kan opptre i dette vannskillet. Skattefordeler ved å flytte virksomhet til lavskatteland vil eksempelvis kunne bli ignorert, for å sørge for at skatteinntektene forblir i Norge. For de andre aksjonærene i selskapet vil dette helt klart ha negativ effekt.

Det hele bunner ut i at staten som eier opptre uforutsigbart, og at det stadig kommer signaler fra høytstående politikere som ikke er i tråd med uttalt politikk. Når man i tillegg vet at regjeringen oftest byttes ut hvert fjerde år, er sannsynligheten stor for at den største aksjonæren i selskapet plutselig endrer mening om vedtak og prinsipper i selskaper. Investorer ønsker *ikke* usikkerhet omkring driften av selskapet.

Statens uttalte politikk om eierstyring er:

Staten er som eier opptatt av å utøve en god eierstyring, herunder å organisere statens eierskap slik at statens ulike roller skilles på en ryddig måte og å ha åpenhet rundt statens eierforvaltning. (Nærings- og handelsdepartementet, 2006c)

Problemet med denne uttalelsen er imidlertid at politikk på ingen måte er ryddig. Politikere skifter roller og byttes ut med jevne mellomrom. Vanlige aksjonærer er langt mer forutsigbare: De ønsker høyest mulig profitt.

Utenlandske investorer står for 70 % av omsetningen på Oslo Børs. Norsk næringsliv er derfor 100 % avhengig av at det både ute og hjemme hersker full tillit til spillereglene i det norske kapitalmarkedet, som poengtert av NHO-direktør Arnulf Ingebrigtsen i et debattinnlegg i

Dagens Næringsliv (Ingebrigtsen, 2006). Mye tyder på at denne tilliten ikke foreligger i dag, og at det følgelig trekkes fra en statsrabatt ved verdsettelse av de store norske selskapene.

5.3 Skattesats

Norge har en ordinær selskapsbeskatning på 28 %. For selskaper i petroleumsbransjen har man en tilleggsbeskatning på 50 %, som fastsatt i *Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.* (Lovdata, 2008). Dette betyr at marginalskatten for petroleumsselskaper på norsk sokkel er 78 %. Tanken bak denne særskatten er den høye grunnrenten fra petroleumsvirksomheten (Skatteetaten, 2006), som man mener bør komme samfunnet til gode i form av skatteinntekter.

6 Strategi

I denne delen av oppgaven vil vi presentere konkurransesituasjonen i oljebransjen. Vi ønsker å gi et kort og presist overblikk over de viktigste forholdene i bransjen, nasjonalt så vel som internasjonalt (*eksternanalyse*). Videre vil vi, gjennom en *internanalyse*, diskutere hvorvidt StatoilHydro har konkurransefortrinn overfor konkurrentene etter fusjonen.

6.1 Eksternanalyse

6.1.1 Porter's 5 forces

For å kunne beskrive konkurransesituasjonen i oljebransjen, benytter vi oss av *Porter's 5 forces*. Denne modellen hjelper oss å finne muligheter og trusler i bransjen, som vil virke inn på muligheten for superprofitt og vekstforutsetninger for bransjen som helhet. Resultatene fra denne analysen er dermed sentrale for de forutsetninger som senere skal tas i verdsettelsesdelen av oppgaven.



Figur 8. Porter's 5 forces (Hill & Jones, 2004, ss. 40-50). Bilde: Porter 5 forces analysis (2008)

Hver av de fem konkurransekraftene analyseres separat, og danner sammen et bilde av konkurransesituasjonen i bransjen. Jo sterkere hver av kreftene er, desto vanskeligere er det å oppnå profitt. Er derimot konkurransen i bransjen svak, øker mulighetene for lønnsomhet.

Rivalisering mellom bedrifter. Man tar her for seg den allerede eksisterende situasjonen i bransjen, der bedrifter konkurrerer om markedsandeler og fortjeneste. Denne konkurransekraften formes gjerne av tre faktorer: markedets konkurransestruktur, trekk ved etterspørselen og nivået på utgangsbarrierer.

Inntrengere. Det er her snakk om aktører i nærliggende bransjer som også har mulighet til å entre den aktuelle bransjen. Mulighetene for nyetableringer bestemmes av størrelsen på inngangsbarrierene i bransjen. Ingen rasjonelle aktører vil etablere seg i et marked uten at de har mulighet til å oppnå lønnsomhet på sikt. Inngangsbarrierer finner vi i form av merke- lojalitet, stordriftsfordeler, absolutte kostnadsfordeler, byttekostnader og statlige regule- ringer.

Kundene. Kunder som representerer en betydelig andel av det totale salget, har forhand- lingsmakt. Konsolidering på kundesiden representerer derfor en trussel. Kundenes forhand- lingsmakt fører til lavere inntjening, ettersom prisene presses ned og kunden overtar en større del av profitten.

Leverandører. Når leverandørene er store aktører, eller har stor etterspørsel etter sine pro- dukter, kan de heve prisen eller legge mindre vekt på service overfor sine kunder. Med and- re ord oppnår de forhandlingsmakt som fører til svekket lønnsomhet for kunden.

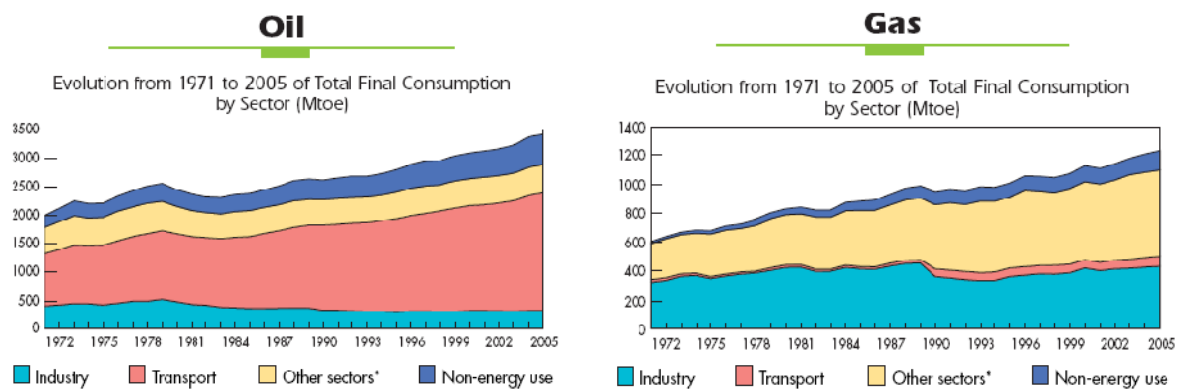
Substitutter. Dette er nærliggende produkter som dekker de samme kundebehovene som vårt produkt. Når produktene oppleves som likeverdige, blir kundene svært prissensitive. Følgelig ligger produkter som er substitutter, i samme prissjikt. Kraftens styrke avgjøres av antall substitutter og nærheten til produktet.

6.1.2 Rivalisering mellom bedrifter

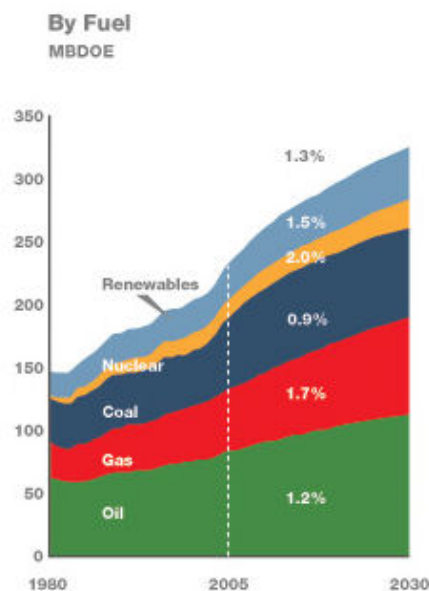
Internasjonalt eksisterer det flere store oljeselskaper. Selv om det de siste tre-fire årene har vært en oppblomstring av små riggselskaper, kanskje spesielt i Norge, må vi likevel kunne si at markedets konkurransestruktur er konsolidert. Spekuleringen i riggselskaper må kunne betraktes som småtterier i denne sammenheng.

Markedet er på ingen måte preget av prispress fra sluttkundens side, ettersom oljepriser er bestemt gjennom OPEC og råvarebørsene. Likevel hersker det liten tvil om at det er beinhard konkurranse om konsesjoner. Når oljeselskaper fra land som Kina, India og til dels Russland konkurrerer om de samme konsesjonene, er det klart at oljeselskaper fra den vestlige verden har problemer med å matche deres lønninger og dermed lave produksjonskostnader. Til gjengjeld kan ferske oljeselskaper ha problemer med å matche erfaringen og ekspertisen som etablerte, vestlige selskaper besitter.

Etterspørselen etter olje og gass i verden vokser for hver setning man leser av denne oppgaven, som den har gjort de siste tiår, jf. Figur 9. Videre er det liten tvil om at veksten i Kina og India er meget høy, og at veksten i verdens energibehov derfor kommer til å være minst like høy i fremtiden. Fatih Birol, analytiker i det internasjonale energibyrået (IEA), illustrerer dette på en god måte: I USA har 860 av 1 000 innbyggere bil. I Europa er det tilsvarende tallet 680 av 1 000. I Kina eier bare 13 av 1 000 innbyggere bil. Når velstanden øker, vil en større del av befolkningen både i Kina og i andre utviklingsland kjøpe biler. Denne utviklingen er den viktigste driveren for det økte behovet for olje (Oljedirektoratet, 2006).



Figur 9. Historisk utvikling i olje- og gassproduksjon (IEA, 2007)



Figur 10. ExxonMobils estimater for fremtidig energibehov, og andel og vekstrater for forskjellige energiformer (Exxon Mobil, 2008)

Figur 10 viser ExxonMobils estimater for fremtidig energibehov, og i hvilken grad det kan dekkes av forskjellige energikilder. Som vi ser, er det all grunn til å tro at olje kommer til å være en viktig energikilde også i tiårene fremover.

Samtidig er det ingen tvil om at stadig større ressurser blir brukt til forskning og utvikling av alternative energikilder til olje og gass. Likevel ser det i dag på ingen måte ut som om resultatene av dette arbeidet skal resultere i en lavere etterspørsel etter olje og gass. Ifølge IEAs nøkkelstatistikk for 2007 (IEA, 2007) har energibehovet steget jevnt siden 1973, da byrået ble startet, samtidig som energiprisene har steget. Vi ser ingen grunn til at denne utviklingen ikke skal fortsette i årene som kommer.

Utgangsbarrierer betegnes som økonomiske, strategiske eller emosjonelle faktorer som hindrer bedrifter i å forlate bransjen (Hill & Jones, 2004). Det er ingen hemmelighet at olje- og gassbransjen krever meget store investeringer, og at en veldig stor andel, om ikke alt, vil være sunk cost dersom virksomheten avvikles. Samtidig preges olje- og gassektoren av store exit-kostnader i form av fjernings- og avviklingskostnader. Plattformen og riggen må fjernes og hugges opp etter strenge miljøkrav.

Den siste tiden har høye oljepriser ført til at områder som før ikke var økonomisk forsvarlige å utbygge, nå fremtrer som gullgruver. Ved en synkende oljepris vil det kunne oppstå situasjoner hvor halvferdige prosjekter blir stående på verft eller på boreområder uten at det foregår produksjon. Med slike gigantiske investeringer er det liten tvil om at olje- og gassbransjen har store økonomiske utgangsbarrierer.

Til tross for at vi mener etterspørselen etter olje vil vokse fremover, konkluderer vi med at rivaliseringen i oljebransjen er sterk. De store utgangsbarrierene vil sørge for at selskaper holder seg i bransjen og forsøker å presse andre selskaper.

6.1.3 Inntrengere

Merkeloyaliteten i oljebransjen vil vi si er todelt. På den ene siden er sluttbruker, dvs. den vanlige mannen i gata som kjøper bensin, fyringsolje eller gassbeholder til grillen. Denne personen bryr seg åpenbart ikke om hvilket oljeselskap som har pumpet opp oljen. Petroleum er et veldig homogent produkt, og merkenavn har liten betydning.

På den andre siden har vi myndighetene som deler ut konsesjoner. De må ta hensyn til en rekke ting ved valg av oljeselskaper. I dette tilfellet vil merkenavn ha noe å si, selv om man muligens heller ville si at *track record*, altså tidligere gjennomførte prosjekter, i stor grad vil være avgjørende.

Det hersker liten tvil om at StatoilHydro, som er Norges desidert største selskap, har stor-driftsfordeler på alle nivåer i verdikjeden. Internasjonalt er det flere selskaper innenfor olje-bransjen som kan konkurrere på størrelse med StatoilHydro, men nasjonalt bør StatoilHydro være overlegne mht. stordriftsfordeler.

Videre vil det være naturlig å slå fast at StatoilHydro har absolutte kostnadsfordeler overfor sine konkurrenter nasjonalt. StatoilHydro har så gode rutiner og kunnskaper innenfor petroleumsproduksjon at kun internasjonale petroleumsselskaper kan konkurrere. Vi må også kunne anta at kreditorer betrakter StatoilHydro som et meget seriøst selskap (med sine store statlige interesser), og at StatoilHydro oppnår fordeler ved opptak av gjeld.

Petroleumsbransjen er preget av store byttekostnader. Når et petroleumsselskap har fått konsesjon og startet arbeidet i et område, er det ikke mulig å trekke avtalen tilbake. Dette ville i så fall bety enorme økonomiske tap, samtidig som myndighetene i landet ville få alvorlige problemer med å tiltrekke seg petroleumsselskaper for nye prosjekter.

Vi anser derfor mulighetene for inntrengere å være liten både nasjonalt og internasjonalt. Det er rett og slett for store investeringer og for store sjanser for *sunk cost*, samtidig som bransjen allerede er moden, og det er flere gigantiske selskaper inne i bildet. Videre er petroleum en ikke fornybar ressurs, slik at det er begrenset med antall år nyetableringer kan være virksomme. Dermed er bransjen mindre attraktiv.

6.1.4 Kundene

StatoilHydro har flere typer kunder, både private sluttbrukere, store energiselskaper og myndigheter. Både store energiselskaper og myndigheter har i kraft av sin størrelse stor for-handlingsevne overfor StatoilHydro, samtidig som de kjøper store olje- og gassvolumer, og utgjør således en relativt stor andel av StatoilHydros kundeportefølje. I tillegg har Statoil-Hydro gassledninger til Storbritannia og til kontinentet. Disse gassledningene utgjør en sunk cost for StatoilHydro om for eksempel myndighetene i mottagerlandet ønsker å bytte gass-

leverandør. Samtidig er landet blitt vant med stor og jevn tilførsel av gass, og en avskjæring fra en slik energikilde vil være lite aktuell i overskuelig fremtid.

Fordi kundene er like avhengige av StatoilHydro som StatoilHydro er av kundene, og fordi oljepris gjerne er "bestemt" av OPEC og råvarebørsene rundt om i verden, kan vi ikke se at kundene har nevneverdig forhandlingsmakt.

6.1.5 Leverandører

Leverandører til oljeindustrien vil være selskaper som leverer utstyr og service, samt at myndigheter som gir konsesjoner, til en viss grad må betraktes som leverandører.

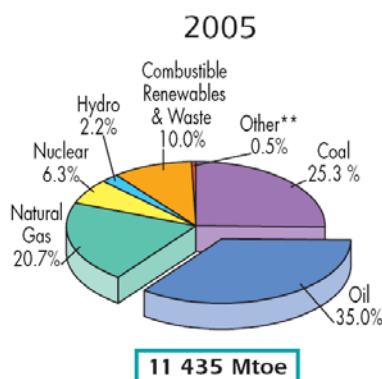
Leverandører av utstyr og service har de siste årene poppet opp i takt med stigende oljepris. Disse leverandørene spesialiserer seg gjerne innen små felter, og ofte felter som de store oljeselskapene allerede har utviklet til en viss grad. Slike selskaper antas å ha lav forhandlingsmakt overfor oljeselskapene, både på grunn av det antallet de er kommet opp i de siste årene, og fordi de store oljeselskapene kan overta deres arbeidsoppgaver dersom prisen og kvaliteten ikke er tilfredsstillende.

Myndighetene rundt om i verden som sitter på utvinnbare olje- og gassressurser, innehar selvsagt stor forhandlingsmakt overfor oljeselskapene. Et godt eksempel er Russlands utdeling av konsesjoner på Shtokman-feltet, hvor det ble gått utallige runder med flere store oljeselskaper før konsesjonen ble tildelt StatoilHydro og Total i samarbeid med Gazprom.

6.1.6 Substitutter

Figur 11 viser fordelingen av energiproduksjonen i verden i 2005. Olje og gass utgjør om lag 56 % av totalproduksjonen. Vi kan betrakte alle de andre energikildene nevnt i figuren som substitutter.

Likevel kan vi spørre oss om noen av de andre energikildene virkelig representerer substitutter for olje. Kull er veldig lite brukt til drivstoff til f. eks biler. Heller ikke vannkraft eller kjernefysisk energi kan benyttes på alle de samme områdene som olje, samtidig som kjernekraft har ulemper som radioaktivt avfall og sikkerhetsproblematikk. Når vi i tillegg står overfor et voksende energibehov, beskrevet i avsnitt 6.1.2, og når vi tar i betraktning kostnadene ved bytte av energikilder (alle biler må eksempelvis ha ny motor), anser vi substitutter som en svak trussel for olje og gass.



Figur 11. Fordelingen av verdens energiproduksjon (IEA, 2007)

6.2 Internanalyse

Etter å ha gjennomført en bransjeanalyse i forrige del av oppgaven, vil vi nå se nærmere på StatoilHydros interne ressurser. Vi benytter oss av den velkjente KIKK-modellen for å avdekke interne ressurser, og deretter tar vi i bruk SVIMA-modellen for å avgjøre hvorvidt disse ressursene kan være kilder til varige konkurransefortrinn.

6.2.1 KIKK

KIKK er et verktøy for å identifisere ressurser en bedrift innehar, og som kan være kilder til varige konkurransefortrinn (Stensaker, 2006):

- **Kostnadsstruktur**
- **Innovasjon**
- **Kvalitet**
- **Kundeorientering**

Ved hjelp av disse fire kildene kan vi identifisere en bedrifts relative og absolutte konkurransefortrinn i markedet. En bedrift vil vanligvis få sine fortrinn fra én eller to kilder, og sjelden fra alle.

StatoilHydro er ett av verdens største petroleumselskaper. Det er derfor ikke urimelig å anta at de er overlegne når det gjelder kostnadsstruktur innenfor bransjen nasjonalt. Internasjonalt – internasjonale prosjekter blir viktigere når petroleumsressursene tar slutt på hjemmebane – er det ingen grunn til å tro at StatoilHydro vil ha en bedre kostnadsstruktur enn ExxonMobil eller Total. Det vil heller være stikk motsatt når vi tar i betraktning selskaper

som ENi, Gazprom og Petrochina, som alle kan nyte godt av billig arbeidskraft fra henholdsvis Russland og Kina. StatoilHydro vil i årene fremover møte betydelig internasjonal konkurranse, og vi kan slå fast at selskapet ikke har noen unike ressurser hva kostnadsstruktur angår.

Forholdene i havområdene rundt Norge er preget av til dels ekstreme værforhold. I tillegg ligger petroleumsressursene ofte på veldige dyp. Dette er arbeidsforholdene StatoilHydro møter hver dag, og som de har lært seg å takle. Den eneste måten å takle slike forhold på er å tiltrekke seg høyt kompetente arbeidere, samt å fremme en ekstremt innovativ arbeidskultur. At StatoilHydro besitter høy kompetanse og evne til innovative løsninger, finner vi beviset på i Nord-Russland. StatoilHydro ville aldri fått konsesjoner på Shtokman-feltet om det ikke hadde vært for at russiske myndigheter og Gazprom har tro på StatoilHydro. Vi betrakter derfor evnen til innovasjon og StatoilHydros teknologi som en intern ressurs.

Kvalitetsbegrepet i petroleumsbransjen kan være litt vrient å få tak på, ettersom resultatet av oljeproduksjon alltid er et homogent produkt, uavhengig av produsent. Vi må heller se på kvaliteten i selve arbeidet; med andre ord forhold som arbeidsforhold, skaderater blant ansatte, effektivitet og omstillingsevne. Spørsmålet er om disse nevnte forholdene virkelig blir verdsatt hos eksterne aktører, eller om det bare er StatoilHydro som drar nytte av disse. Vi kan vanskelig se at kvalitetsbegrepet kan betraktes som noen ressurs hos StatoilHydro.

StatoilHydros vektlegging av kundeorientering er det lite vi kan si noe om uten å kjenne selskapet innenfra. Derfor velger vi ikke å kommentere dette i oppgaven.

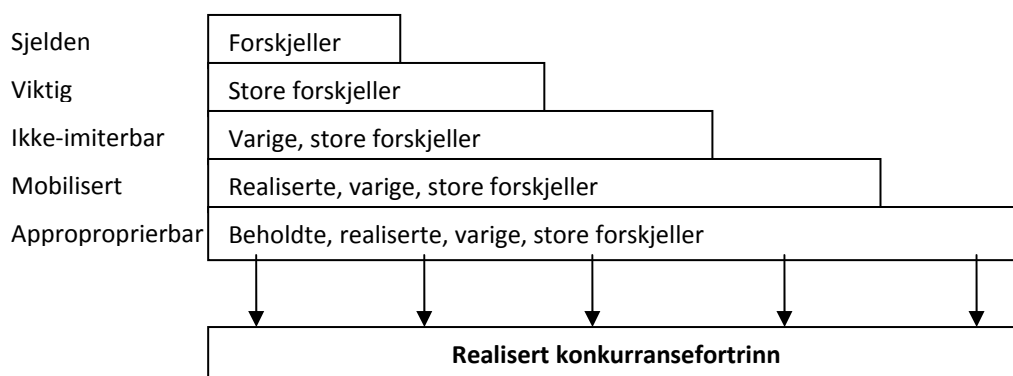
6.2.2 SVIMA-modellen

En SVIMA-analyse forklarer konkurransefortrinn ut fra forskjeller i ressursgrunnlaget (Stensaker, 2006). For at en ressurs skal gi konkurransefortrinn over tid, må den tilfredsstillende fem betingelser: *sjelden, viktig, ikke-imiterbar, mobilisert og approprierbar*. Tabell 3 forklarer disse begrepene nærmere. Vi kan altså se på ressursene et selskap har, gitt fra KIKK-analysen, og ved en SVIMA-analyse finne om disse gir opphav til varige konkurransefortrinn.

Tabell 3. SVIMA – kriterier for konkurransefortrinn (Jacobsen & Lien, 2001)

Kriterium	Kjennetegn
<i>Sjelden</i>	Konkurrenter må ikke ha ressursen i lik mengde og kvalitet. Dersom konkurrenter besitter ressursen i samme grad, er det opplagt at den ikke er grunnlag for konkurransefortrinn.
<i>Viktig</i>	Ressursen må ha stor effekt på en bedrifts kostnader, kundens betalingsvilje, eller begge deler.
<i>Ikke-imiterbar</i>	Konkurrenter kan kopiere en ressurs, eller de kan substituere den. Kopiering og substitusjon må derfor være vanskelig dersom ressursen skal beholde sin verdi over tid. Patenter sikrer "kopisperre" på nye produkter.
<i>Mobilisert</i>	Punktet peker på om bedriften har klart å konvertere ressursen til økonomiske verdier. Dersom man ikke har formulert produktmarkedsstrategier som utnytter ressursen, eller dersom ressursen spiller en perifer rolle i bedriftens strategi, er ikke ressursen mobilisert.
<i>Appropriierbar</i>	Kriteriet belyser om verdiene generert av ressursen tilfaller bedriften. Et viktig skille er om bedriften eier (patenter, merkenavn...) eller leier (ansattes kompetanse, relasjoner...) ressursen, og om verdien deles med en samarbeidspartner.

"SVIMA-trappen" i Figur 12 viser hvordan de fem betingelsene må være oppfylt for at en ressurs skal være et varig konkurransefortrinn.



Figur 12. SVIMA-trappen (Jacobsen & Lien, 2001)

Vi slo tidligere fast at StatoilHydros eneste interne ressurs som er relevant for denne analysen, er deres teknologi på dypt vann under vanskelige klimatiske forhold. Ressursen er skapt av dyktige ansatte, inkludert evne til rekruttering, samt en godt drevet forsknings- og utviklingsavdeling. Det er mye som tyder på at andre bransjeaktører ikke innehar denne ressursen i samme grad, selv om enkelte av dem, som BP og Total, også har operasjoner på dypt vann i nordlige områder. Det ser ut til at StatoilHydro dominerer i områder hvor det er meget vanskelige produksjonsforhold.

Teknologiresursen har stor innvirkning på StatoilHydros inntekter og kostnader. Myndigheter med petroleumsressurser i vanskelige områder vet å sette pris på selskapers teknologiske ferdigheter, slik at man får et minimum av oljeutslipp, i tillegg til at produksjonen er mest mulig effektiv og inntektsbringende. Dermed er det klart at teknologiresursen er viktig for StatoilHydro.

Problemet med StatoilHydros teknologi er at den er kopierbar for andre petroleumsselskaper. StatoilHydro vil selvsagt dra nytte av ny teknologi først, men problemet med teknologi er at den er dyr å utvikle, men ofte lett å kopiere. Teknologi kan om mulig være enda lettere å kopiere i petroleumsbransjen enn i andre bransjer, ettersom petroleumsselskaper ofte samarbeider om oljefelter. Et godt eksempel er situasjonen på Shtokman-feltet, hvor StatoilHydro samarbeider med Gazprom og Total. Under slike samarbeider er det umulig ikke å dele på teknologiske nyvinninger. Likevel er mye av teknologien i en stadig utvikling, slik at implementert teknologi ofte er avleggs idet den blir satt i live. Med andre ord ligger mye av teknologiutviklingen hos StatoilHydro forankret i den kompetansen deres utviklingsmedarbeidere har. En slik kompetansegruppe vil ikke være lett å kopiere for andre selskaper, og StatoilHydro vil stadig utvikle sin teknologi, slik at de vil ligge et hode foran konkurrentene.

Det sviktende punktet for StatoilHydros teknologi som et varig konkurransefortrinn er at deres ressurs skyldes de ansattes kompetanse, og dermed er ikke ressursen approprierbar på lang sikt. De ansatte er kun leid av StatoilHydro, og kan lett skifte arbeidsgiver.

Dermed innehar ikke StatoilHydro noen interne ressurser som kan gi varige konkurransefortrinn.

6.3 Konklusjon

StatoilHydros manglende konkurransefortrinn på lang sikt tilsier at de ikke kan oppnå en superprofitt som ligger over det generelle nivået i bransjen. Imidlertid har vi sett at petroleumsbransjen er preget av konsolidering og store inngangsbarrierer, samtidig som kunde- og leverandørmakt ikke er store faktorer. Vi vil dermed forvente at bransjen som helhet kan oppnå betydelig superprofitt. Dette synet understøttes av den forventede økte etterspørselen fremover, samtidig som de totale petroleumsressursene er begrenset, og tilbudet følgelig ikke kan øke dramatisk. Sistnevnte forhold peker i retning av en lavere vekstrate i fremtiden, men vi forventer altså at lønnsomheten fortsatt vil være god.

I regnskapsanalysen (kapittel 7) vil vi se nærmere på StatoilHydros og bransjens historiske superprofitt og vekst. Vi vil benytte dette, sammen med resultatene fra den strategiske analysen, for å predikere fremtidige kontantstrømmer i verdsettelsesdelen (kapittel 9).

7 Regnskapsanalyse

For å få et godt grunnlag for prediksjon av fremtidige regnskapstall for StatoilHydro ønsker vi å analysere selskapets historiske regnskaper. Hensikten er å kartlegge hvordan regnskapene har utviklet seg over tid, og hvor gode tallene er sammenlignet med konkurrentene.

Dessverre har vi i skrivende stund ikke regnskapsdata for mer enn to år for det sammenslåtte selskapet, og tre år for Hydro Petroleum (StatoilHydro, 2007). Vi har derfor valgt å analysere regnskaper fra gamle Statoil i denne delen av oppgaven. Som selskaper vi sammenligner Statoil med ("peers"), har vi valgt seks store, internasjonale oljeselskaper: BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell og Total. Alle disse er større, målt i markedsverdi, enn Statoil. Vi mener likevel at det er riktigere å måle Statoil mot store aktører internasjonalt enn mindre, lokale eller regionale oljeselskaper, gitt Statoils voksende internasjonale virksomhet. Selskapene bruker til dels forskjellige regnskapsstandarder, og noen av dem har endret standard i løpet av analyseperioden.³ Vi har valgt å se bort fra disse forskjellene i vår analyse, og som følge av dette kan det ha oppstått enkelte unøyaktigheter.

Teorien bak denne analysen er hentet delvis fra McKinsey-boken *Valuation* (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005), og delvis fra forelesninger i kurset *BUS 424 Strategisk regnskapsanalyse* ved NHH (Knivsflå, 2007). Vi vil i stor grad benytte norske betegnelser på begreper som benyttes i analysen, men bruker i noen tilfeller engelske uttrykk eller forkortelser, der de er allment kjent og i vanlig bruk i fagterminologien.

Detaljer om mange av utregningene bak resultatene som presenteres i denne delen av oppgaven, finnes i Appendiks 3.

7.1 Omgruppering og justering av regnskaper

7.1.1 Teori

Når regnskapene skal gi et godt grunnlag for sammenligning med andre selskaper, og være nyttige til verdsettelsesformål, er det sentralt å skille mellom de resultater som genereres fra driften, og den delen av resultatet som kommer fra finansieringsaktiviteter. Sistnevnte kan føre til svært forskjellige resultater for selskaper som i utgangspunktet har samme avkast-

³ Chevron, ConocoPhillips og ExxonMobil bruker alle US GAAP, i likhet med Statoil. (StatoilHydro bruker IFRS fra 2007.) Shell har brukt IFRS fra 2004, og brukte tidligere US GAAP. BP og Total har brukt IFRS fra 2005; BP brukte tidligere UK GAAP, og Total brukte fransk GAAP.

ning fra driften. Avkastning på egenkapitalen er et lite presist sammenligningsinstrument, siden denne avkastningen vil øke med stigende gjeldsgrad, så lenge driften genererer høyere avkastning enn lånerenten. Bedriften med mest gjeld vil dermed fremstå som mest lønnsom, mens økt gjeldsgrad i virkeligheten driver opp risikoen og dermed avkastningskravet til egenkapitalen⁴.

Det er derfor vesentlig at man skiller mellom drifts- og finansposter både i resultatregnskapet og i balansen.

Etter både norske og internasjonale regnskapsstandarder er balansen delt opp i eiendeler, gjeld og egenkapital, hvor sammenhengen beskrives av denne velkjente ligningen:

$$\text{Eiendeler} = \text{Gjeld} + \text{Egenkapital}$$

Balansen er videre delt inn etter likviditet, med kortsiktige og langsiktige eiendeler og gjeld. Dette er adekvat for analyse av kredittrisiko (kreditororientert), men ikke for investororientert analyse. Omgrupperingen av balansen begynner med å skille mellom driftsrelaterte og finansielle eiendeler, og tilsvarende for gjeld. Driftsrelaterte eiendeler måles ofte netto, dvs. fratrukket driftsrelatert gjeld. Denne størrelsen kalles på norsk *netto driftskapital* (Koller, Goedhart, & Wessels (2005) kaller den *Invested Capital*), og er et mål på hvor mye som er investert i driften, og følgelig den relevante kapitalen når man skal regne avkastning. Ligningen ovenfor kan dermed skrives slik:

$$\text{Netto driftskapital} + \text{Finansielle eiendeler} = \text{Finansiell gjeld} + \text{Egenkapital}$$

Summen på hver side av denne ligningen kalles på norsk *sysselsatt kapital*.

Når det gjelder resultatregnskapet, er fremstillingen i utgangspunktet bedre sett fra investors utgangspunkt, siden det som regel er skilt mellom drifts- og finansposter. Det er imidlertid ikke gitt at inndelingen i drift og finans er den samme fra selskapets side som vi ønsker å benytte i analysen, og det er viktig at det er samsvar mellom inntekts- og kostnadspostene i resultatregnskapet og eiendeler og gjeld i balansen, slik at inntekter som bidrar til å øke driftsposter i balansen, klassifiseres som driftsinntekter i resultatregnskapet osv.

⁴ Avkastningskravet til egenkapitalen behandles i avsnitt 8.5.

En annen problemstilling ved omgruppering av resultatregnskapet er behovet for å skille ut unormale poster. Nedskrivninger og andre engangshendelser påvirker driftsresultatet, og bidrar til å forstyrre bildet av trender over flere år. De gjør det dessuten vanskelig å sammenligne med andre selskaper i bransjen. Vi er derfor interessert i det normaliserte driftsresultatet, justert for spesielle hendelser i det enkelte år.

Skatt må også fordeles mellom drifts- og finansresultat, siden driftsresultatet er rapportert før skatt i resultatregnskapet (*EBIT* – Earnings Before Interest and Tax), og skattekostnaden inkluderer skatt på både drift og finans. Koller, Goedhart, & Wessels (2005) oppgir denne formelen⁵ for å finne den relevante skattesatsen for driftsresultatet:

$$\text{Driftsskattesats} = \frac{\text{Rapportert skattekostnad} + \sum T_m \cdot \text{NOE} - \sum T_m \cdot \text{NOI}}{\text{EBIT}}$$

hvor T_m = marginal skattesats for hver finansiell post

NOE = finanskostnad (Non-Operating Expense)

NOI = finansinntekt (Non-Operating Income)

Problemet består her i å finne den marginale skattesatsen, noe vi kommer tilbake til nedenfor.

Når skatten på driftsresultatet er estimert, kommer man frem til *netto driftsresultat*, $\text{EBIT} (1 - t)$. Regner man dette i prosent av netto driftskapital, får man et rentabilitetsmål som Koller, Goedhart, & Wessels (2005) kaller *ROIC* (Return On Invested Capital). Dette er betydelig bedre egnet til å analysere den underliggende driften og foreta sammenligninger mellom selskaper enn begge de tradisjonelle rentabilitetsmålene: *ROE* (Return On Equity), som påvirkes av finansiell gearing, og *ROA* (Return on Assets), som måler EBIT som andel av totalkapitalen, og dermed ikke skiller mellom drifts- og finanskapital.

I tillegg til en ren omgruppering av regnskapene, anbefales det ofte – for eksempel Knivsflå (2007) gjennomgår dette i detalj – å justere regnskapene for "feil" som oppstår som følge av at regnskapsstandardene krever en annen målemetode enn den vi mener er relevant i vår

⁵ McKinsey bruker *EBITA* – Earnings Before Interest, Tax and *Amortization* – istedenfor EBIT, men vi gjør ikke denne justeringen for avskrivning av immaterielle eiendeler i våre beregninger.

analyse. Et eksempel på dette er forskning og utvikling (FoU), som typisk⁶ utgiftsføres når de oppstår, mens en mer teoretisk korrekt metode er å balanseføre og avskrive FoU, som man gjør med andre investeringer. En annen typisk justering er "operating leases" – leasingutgifter som kostnadsføres direkte. Disse bør ideelt sett behandles som gjeld (og en tilsvarende eiendelspost), siden man da bedre kan sammenligne selskaper som benytter ulike finansieringsformer.

7.1.2 Anvendelse

Koller, Goedhart, & Wessels (2005) og Knivsflå (2007) har tildels forskjellige anbefalinger når det gjelder å skille mellom drifts- og finansposter. Vi har her basert oss på vurderingene i BUS 424, som gir grunnlag for en forholdsvis enkel kategorisering. Koller, Goedhart, & Wessels (2005) har en noe mer detaljert fremgangsmåte, som tidvis krever betydelig mer informasjon fra noteopplysninger i regnskapene for å kunne gjennomføres.

For eksempel regner vi alle pensjonskostnader som driftsposter, i motsetning til McKinsey-metoden, hvor man deler pensjonskostnaden i drift og finans. Investeringer i tilknyttede selskaper (som ikke er konsolidert inn i konsernbalansen) regnes også som drift, mens McKinsey anbefaler separat verdsettelse for disse eierpostene. Tilsvarende har vi også valgt å føre opp minoritetsinteresser til bokført verdi, mens det teoretisk riktige ville være å verdsette dem separat. En slik analyse ville imidlertid bli for omfattende for denne oppgaven, og ville ha svært begrenset effekt på resultatene, siden minoritetsinteressene gjennomgående er små i oljeselskapene vi ser på. Vi regner alle kontanter som finansielle eiendeler, i tråd med fremgangsmåten i BUS 424. McKinsey anbefaler å dele kontantene i én del som antas nødvendig for å opprettholde driften (skjønnsmessig fastsatt til 2 % av driftsinntektene), og en resterende del som regnes som finansiell eiendel. Imidlertid blir det da problematisk å skille ut den delen av finansinntektene som driftslikvidene genererer; denne inntekten må omklassifiseres som driftsinntekter. For å unngå dette, ser vi bort fra behovet for driftslikvider.

Når det gjelder unormale poster, har vi stort sett begrenset oss til å skille ut nedskrivninger, salgsgevinster/-tap og andre åpenbare engangstilfeller. Ved grundigere saumfaring av regnskapsnotene kunne vi nok ha gjort ytterligere justeringer, for eksempel for restruktureringskostnader, for enkelte av selskapene. Det er imidlertid ikke like god informasjon tilgjengelig i

⁶ Her er det forskjeller mellom regnskapsstandardene.

alle rapportene, og vi anser at det er en risiko for inkonsekvens som gjør sammenligningen dårligere, om man gjør justeringer for noen av selskapene, men ikke for alle.

Hva skatt angår, presenterer Knivsflå (2007) en tommelfingerregel for norske selskaper: Man regner med at finanskostnader gir et skattefradrag på 28 %, som er den vanlige norske selskapskattesatsen. For finansinntekter blir skatten lavere, siden disse delvis består av utbytte fra aksjeinvesteringer, som er skattefritt for aksjeselskaper. Et anslag på skattesats for finansinntekter kan derfor være 15 %.

Imidlertid oppstår det visse problemer ved denne fremgangsmåten når vi skal analysere Statoil og andre internasjonale oljeselskaper. For oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel er skattesatsen 78 %. Siden Statoil har annen virksomhet enn bare oljeutvinning, og dessuten opererer i flere land med forskjellige skattesatser, er likevel Statoils selskapskatt lavere enn dette. Vi har derfor valgt å tilnærme selskapskattesatsen ved å regne ut gjennomsnittlig effektiv skattesats (rapportert skattekostnad i prosent av resultat før skatt) over årene 2000-06, og kom frem til 66,3 %. Det er uproblematisk å bruke samme metode for de andre oljeselskapene, som opererer i en mengde land hvor vi ikke har oversikt over skattesatsene.

Det er mer komplisert å finne et godt mål på skattesatsen for finansinntekter. 15 % er kanskje et godt mål i Norge, men hvor stor del av Statoils finansinntekter beskattes innenlands? Man kan selvfølgelig anta at det gjelder mesteparten, hvis finansinvesteringer styres på konsernnivå. Da gjenstår de andre selskapene, hvor vi ikke vet hvilke skattesatser det er rimelig å bruke. For å håndtere problemstillingen konsekvent, har vi valgt å benytte effektiv skattesats også til å tilnærme skattesatsen på finansinntekter. Dette innebærer sannsynligvis en overvurdering av den netto skatteeffekten av finansposter, og dermed en undervurdering av driftsskatten, men i det minste behandles alle selskapene likt.

Ved hjelp av denne fremgangsmåten regner vi ut en driftsskattesats for hvert år, for hvert selskap. For å jevne ut virkningen av skattesvingninger fra år til år, normaliserer vi driftsskatten ved å benytte gjennomsnittssatsen over analyseperioden til å regne ut skattejustert EBIT. Differansen mellom faktisk og normal driftsskatt hvert år inkluderes i unormale driftsposter.

Gitt oppgavens rammer har vi valgt ikke å gjøre justeringer for FoU, operating leases og lignende. Ut fra det inntrykk vi har av størrelsen på disse postene, tror vi ikke at utelatelsen av slike justeringer har vesentlig innvirkning på konklusjonene i vår analyse.

Enda et problem ved analysen er at selskapene har foretatt oppkjøp i perioden, og at dette kan påvirke vekst- og avkastningstall. Vi mener imidlertid at slike effekter blir vesentlig redusert ved at vi bruker gjennomsnittstall for peers. Dessuten har vi, generelt for de nøkkeltall vi har beregnet for bransjen, benyttet median istedenfor gjennomsnitt i de tilfeller hvor det er ekstreme verdier for enkelte selskaper.

7.2 Analyse av lønnsomhet

7.2.1 Teori

ROIC er definert slik:

$$\text{ROIC} = \frac{\text{EBIT} (1 - t)}{\text{Netto driftskapital}}$$

Koller, Goedhart, & Wessels (2005) anbefaler at man bruker gjennomsnittskapitalen i nevnen, for å få en bedre måling av rentabiliteten når det er vesentlige kapitalendringer i løpet av året.

ROIC kan dekomponeres i skatt, EBIT-margin og kapitalens omløpshastighet:

$$\text{ROIC} = (1 - t) \cdot \frac{\text{EBIT}}{\text{Driftsinntekter}} \cdot \frac{\text{Driftsinntekter}}{\text{Netto driftskapital}}$$

På denne måten kan man analysere de forskjellige kildene til driftsrentabiliteten hver for seg. Komponentene i ROIC kan dekomponeres ytterligere; for eksempel kan EBIT-marginen forklares ved å se på de ulike driftskostnadene i prosent av driftsinntektene.

ROIC kan så sammenlignes med WACC⁷, og man finner selskapets *superprofitt* ("Economic Profit") – altså hvor store verdier som skapes gjennom driften, etter at kapitalkostnaden er dekket – ved denne formelen:

$$\text{Superprofitt} = \text{Netto driftskapital} \cdot (\text{ROIC} - \text{WACC})$$

⁷ Vektet avkastningskrav for sysselsatt kapital, basert på bedriftens kapitalstruktur. WACC diskuteres mer detaljert i avsnitt 8.6.

Alternativt:

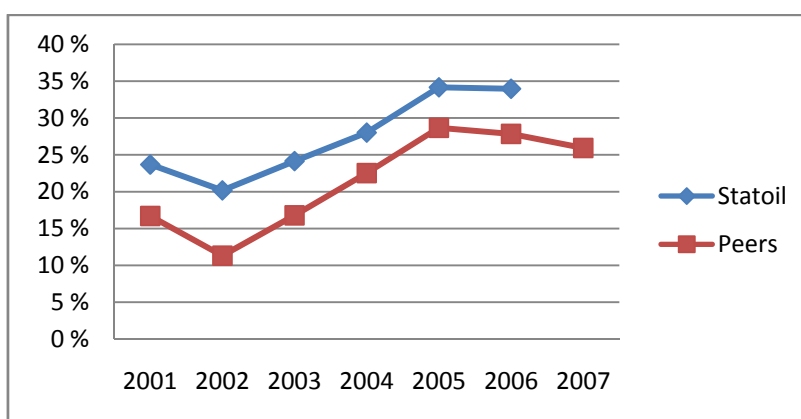
$$\text{Superprofitt} = \text{EBIT} (1 - t) - (\text{Netto driftskapital} \cdot \text{WACC})$$

Man kan her trekke paralleller til den strategiske analysen ovenfor. *Superrentabilitet* (ROIC – WACC) kan tolkes som et mål på selskapets strategiske fordel (Knivsflå, 2007). Som tidligere nevnt, kan den strategiske fordelen inndeles i en ekstern, bransjeorientert fordel og en intern, ressursbasert fordel. Overført til superrentabilitet kan den eksterne strategiske fordel måles ved gjennomsnittlig superrentabilitet i bransjen, mens den interne er todelt: Differansen mellom selskapets ROIC og bransjesnittet viser om man er bedre til å skape avkastning fra driften enn konkurrentene, og differansen mellom selskapets WACC og bransjesnittet viser om man har tilgang til billigere kapital enn konkurrentene. Dette kan uttrykkes ved denne formelen, hvor B står for bransjesnittet:

$$\text{ROIC} - \text{WACC} = (\text{ROIC}_B - \text{WACC}_B) + (\text{ROIC} - \text{ROIC}_B) + (\text{WACC}_B - \text{WACC})$$

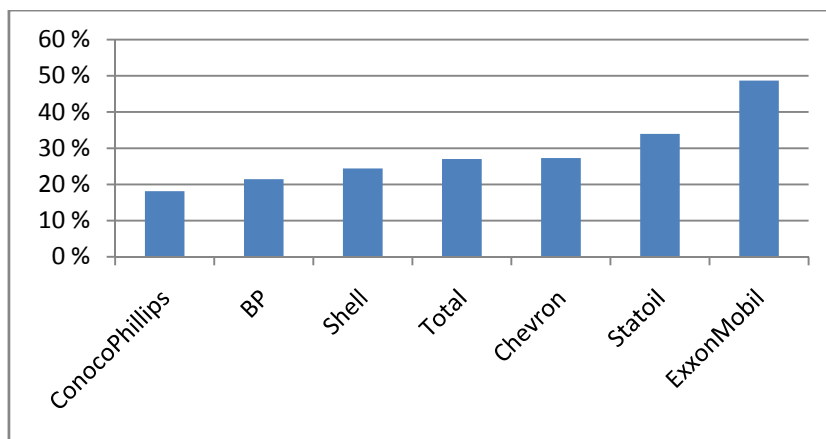
7.2.2 Anvendelse

Vi har analysert Statoils regnskaper for 2001-06 og peer-selskapenes regnskaper for 2001-07. Nedenfor presenterer vi våre hovedfunn fra denne analysen. Tall for peers er enten gjennomsnitt eller median – sistnevnte er brukt hvor ekstremverdier ellers ville hatt for stor påvirkning på gjennomsnittet.



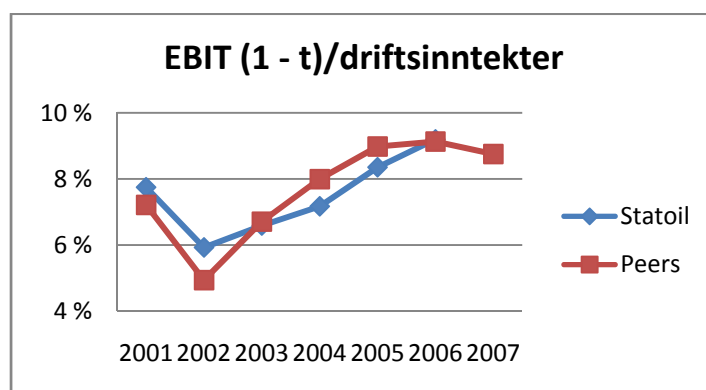
Figur 13. ROIC for hvert år

Figur 13 viser at utviklingen i Statoils ROIC er tydelig korrelert med resten av bransjen. Statoil har også, i alle årene vi ser på, hatt en høyere ROIC enn selskapene vi sammenligner med. I Figur 14 fremkommer det at i 2006, det siste året hvor vi har data for Statoil, er det bare ExxonMobil – som har en svært høy ROIC (48,7 %) – som slår Statoils resultat på 34,0 %.

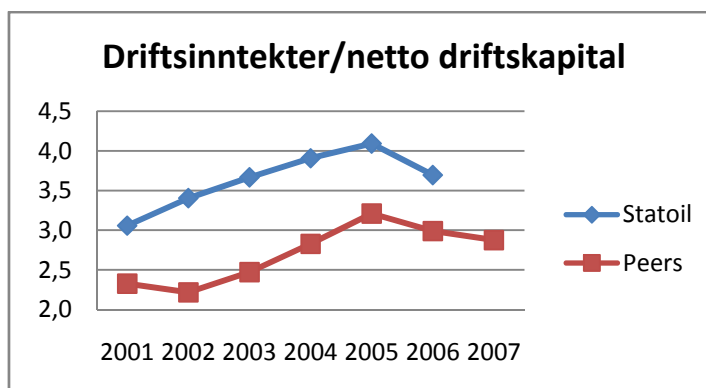


Figur 14. ROIC for hvert selskap i 2006

Statoil har altså gjennom hele analyseperioden god avkastning på driften, sammenlignet med de ledende selskapene i bransjen. Som vist i Figur 15, skyldes dette ikke en høyere EBIT-margin – denne har ligget under konkurrentene i deler av analyseperioden, selv om den vendte tilbake til bransjesnittet i 2006. Derimot ligger driftskapitalens omløpshastighet (Figur 16) betydelig over bransjen for øvrig. Dette indikerer en effektiv utnyttelse av investert kapital fra Statoils side.



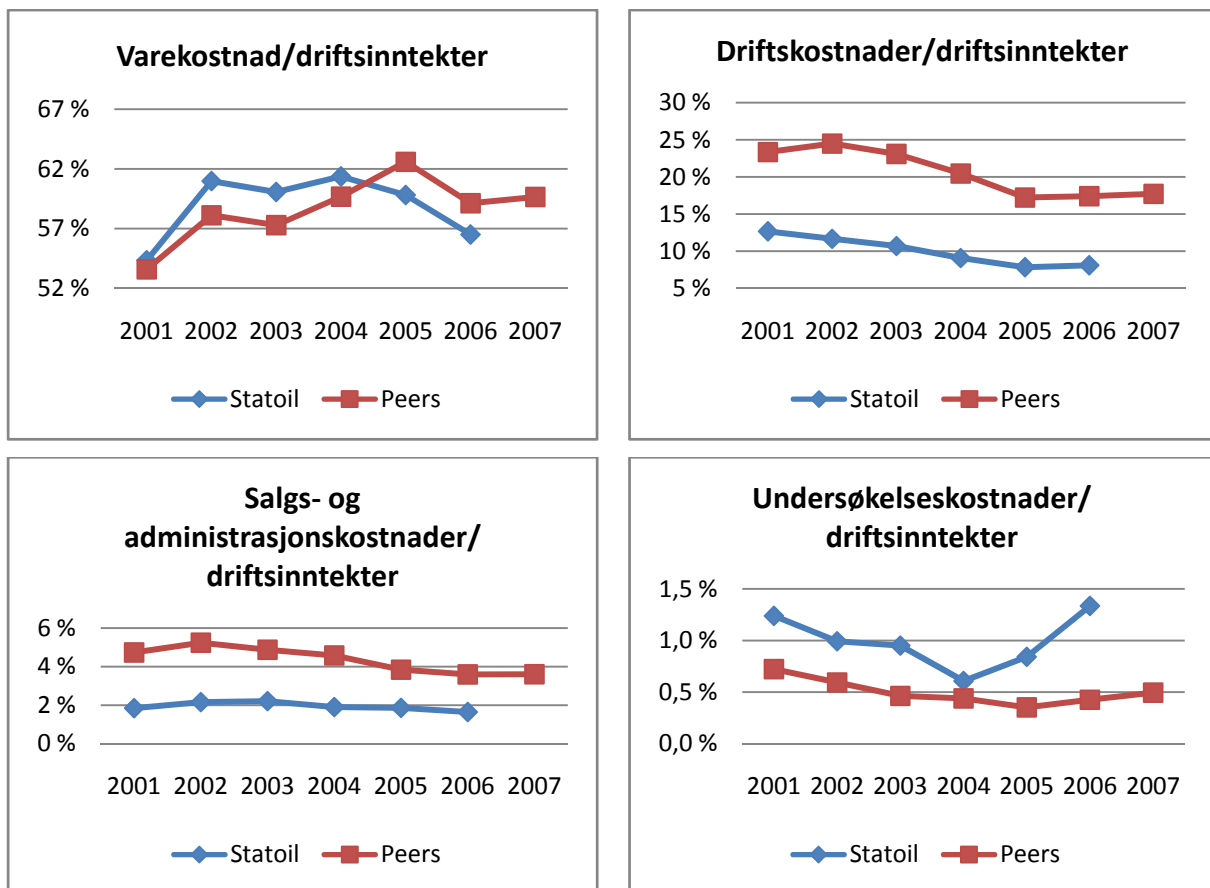
Figur 15. EBIT-margin etter skatt



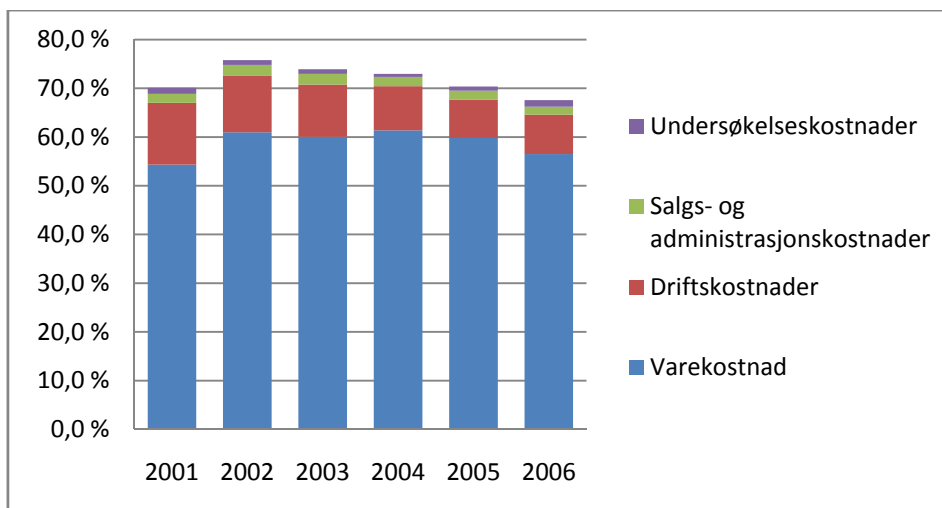
Figur 16. Driftskapitalens omløpshastighet

EBIT-marginen kan forklares ved å se på ulike driftskostnader i prosent av driftsinntekter. Her har vi støtt på enkelte problemer med å få inndelt driftskostnadene på en konsekvent måte fra selskap til selskap. Inndelingen under samsvarer med den kategoriseringen Statoil har gjort i sine regnskapsrapporter. Når det gjelder bransjetallene, har vi for noen av kostnadsartene utelatt enkelte av peer-selskapene, der det ikke har vært mulig å gruppere disse selskaperes kostnader på samme måte.

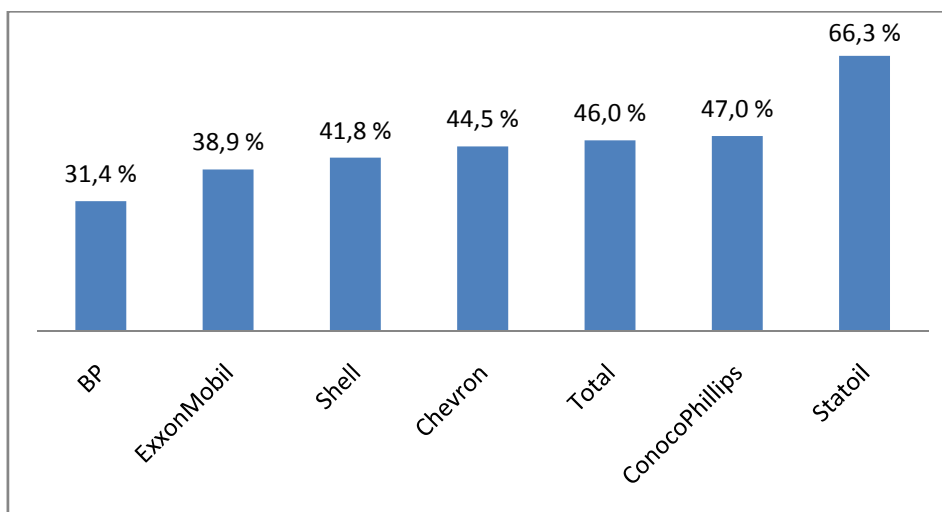
Figur 17 viser at Statoil historisk har hatt en høyere varekostnad enn bransjesnittet, men at situasjonen har snudd seg i 2005 og 2006. Vi ser også i Figur 18 at varekostnaden er den desidert største kostnadsgruppen. Salgs- og administrasjonskostnader og andre driftskostnader ligger lavere enn for bransjen. Undersøkelseskostnader ligger høyere, men disse utgjør en liten andel av de samlede driftskostnadene.



Figur 17. Driftskostnader som andel av driftsinntekter

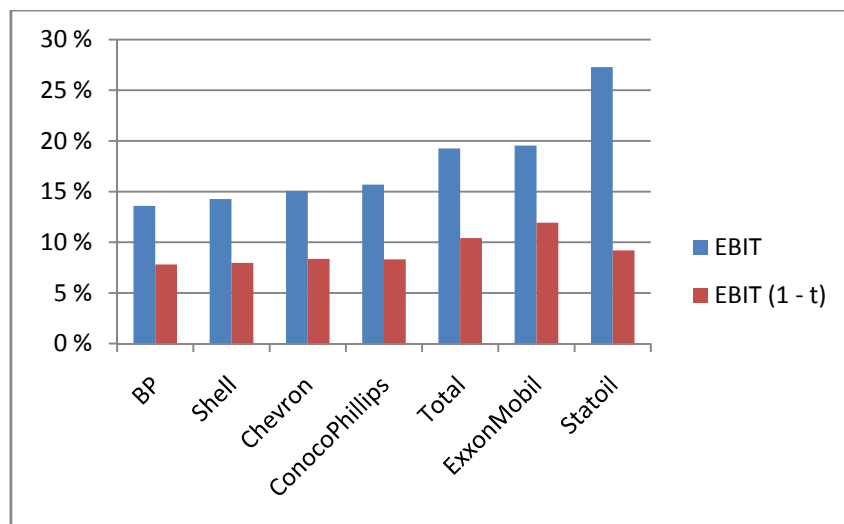


Figur 18. Kostnader som andel av driftsinntekter



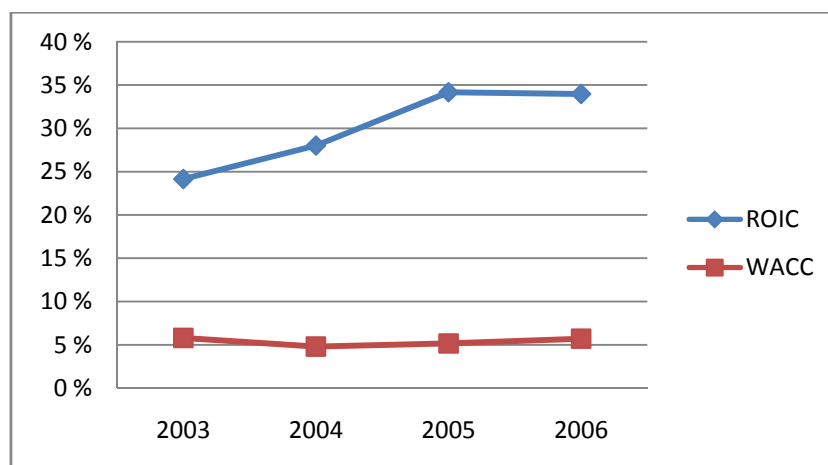
Figur 19. Driftsskattesatser

Til sammen betyr dette at Statoil gjennom hele analyseperioden har en høyere EBIT-margin før skatt enn peers. Imidlertid har Statoil den høyeste skattesatsen (66,3 %) av alle de sammenlignede selskapene (se Figur 19). Dette medfører at EBIT-marginen etter skatt i deler av analyseperioden ligger under bransjesnittet, som vist i Figur 15. Et eksempel på effekten av skatt på EBIT-marginen har vi i Figur 20, som viser tall for 2006, da Statoil hadde den suverent høyeste marginen før skatt, men bare den tredje høyeste etter skatt. Det er selvfølgelig rentabiliteten etter skatt som er relevant for en sammenligning mellom selskapene, siden man her er interessert i resultatet som kommer kapitaleierne (både egenkapital og gjeld) til gode, ikke den delen av verdiskapningen som tilfaller vertslandene for oljevirksomheten.



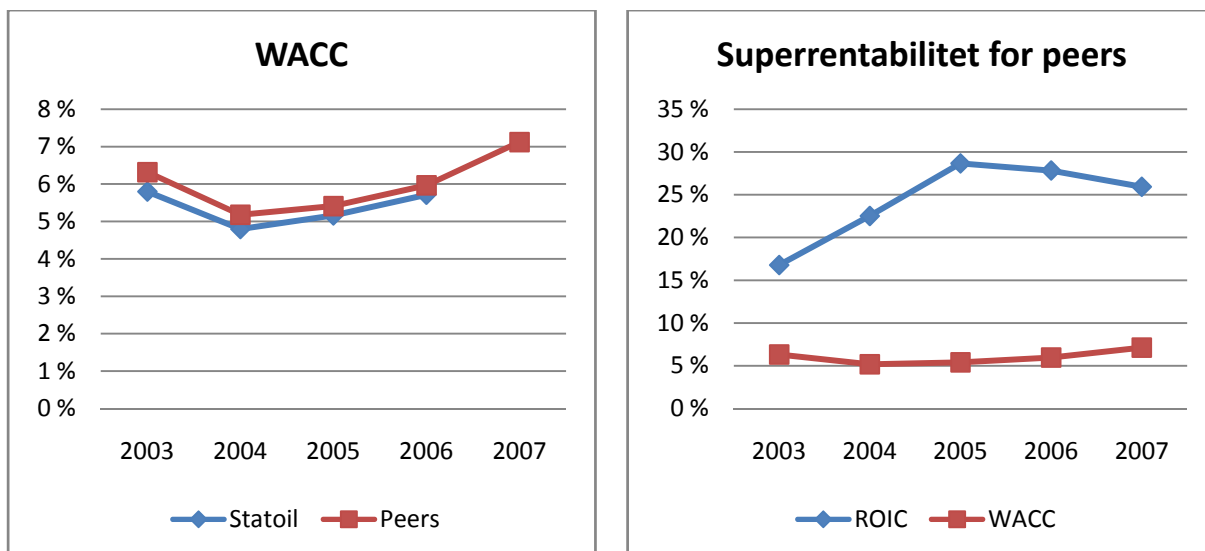
Figur 20. EBIT-marginer i 2006, før og etter skatt

Vi vil nå se på Statoils driftsrentabilitet i forhold til kravet. Figur 21 viser at Statoil har hatt en betydelig superrentabilitet fra driften.



Figur 21. Superrentabilitet for Statoil

I Figur 13 har vi allerede sett at Statoils ROIC ligger over bransjesnittet, noe som indikerer en intern strategisk fordel. Figur 22 viser de to andre kildene til superrentabilitet. Til venstre ser vi at Statoil har et marginalt lavere avkastningskrav enn gjennomsnittet, og dette bidrar også til den interne fordelene. Av langt større betydning er imidlertid superrentabiliteten i bransjen, som gjennomgående er svært høy, om enn utflatende de siste årene.



Figur 22. Kapitalfordel og bransjefordel

Vi kan ut fra dette konkludere med at hovedårsaken til Statoils høye superrentabilitet er de generelle forholdene i oljebransjen, hvor lønnsomheten har vært god for alle peer-selskapene i perioden vi har sett på. Avkastningskravet ligger i nærheten av bransjesnittet, slik at dette ikke har noen stor innvirkning på superrentabiliteten. Den avgjørende kilden til intern strategisk fordel er dermed Statoils ROIC. Imidlertid konkluderte vi i den strategiske analysen med at det er lite sannsynlig at StatoilHydro vil ha noe internt konkurransefortrinn på sikt, og dette gjør at vi forventer at Statoils ROIC vil konvergere mot bransjesnittet over tid.

7.3 Analyse av vekst

7.3.1 Teori

Vi har ovenfor analysert driftskostnader og EBIT-margin. I dette avsnittet skal vi se på vekst i driftsinntekter og EBIT. Dessuten vil vi analysere vekst i netto driftskapitalen, som er en funksjon av ROIC og i hvilken grad driftsresultatet reinvesteres i bedriften.

Investeringsraten regnes ut som endringen i netto driftskapital – både arbeidskapital og netto anleggsmidler – i prosent av netto driftsresultat. Investeringer kan regnes brutto eller netto. Bruttoinvesteringene viser hvor stor del av driftsresultatet før avskrivninger som er gått med til både å opprettholde eksisterende kapital (avskrivninger) og investeringer i ny kapital.

$$\text{Bruttoinvesteringsrate} = \frac{\Delta \text{Arbeidskapital} + \text{Capex}^8}{\text{EBIT} (1 - t) + \text{Avskrivninger}}$$

Nettoinvesteringene viser hvor stor del av driftsresultatet som er gått med til nyinvesteringer, etter at vedlikeholdsinvesteringene for å opprettholde eksisterende kapital er trukket fra.

$$\text{Nettoinvesteringsrate} = \frac{\Delta \text{Arbeidskapital} + (\text{Capex} - \text{Avskrivninger})}{\text{EBIT} (1 - t)}$$

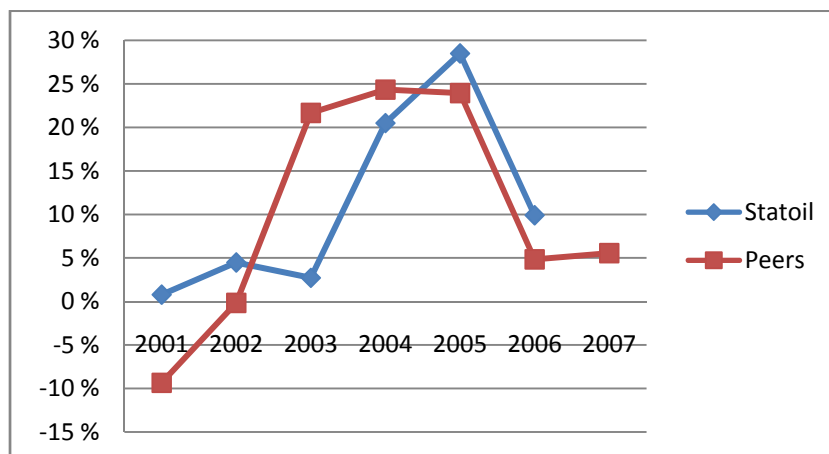
Vekst i netto driftskapital (g) avhenger av ROIC og investeringsraten, som vist i denne formelen:

$$g = \text{ROIC} \cdot \text{Investeringsrate}$$

Man vil altså oppnå raskere vekst jo høyere avkastningen er på driften, og jo større andel av avkastningen som reinvesteres i driftseiendeler.

7.3.2 Anvendelse

Figur 23 viser årlig vekst i driftsinntekter for 2001-07. Vi ser for det første at veksten i oljebransjen er svært variabel. Det er også tydelig, som man ville forvente, at Statoils driftsinntekter er korrelert med bransjens for øvrig. Imidlertid legger man merke til at vekstratene ser ut til å ha vært noe mindre volatile for Statoil enn for peers i begynnelsen av perioden, mens volatiliteten i de senere år ser ut til å ha normalisert seg. Vi kjenner ikke årsaken til dette, men det kan kanskje skyldes at Statoil er blitt mer internasjonalt eksponert, med stadig nye prosjekter utenfor norsk sokkel.

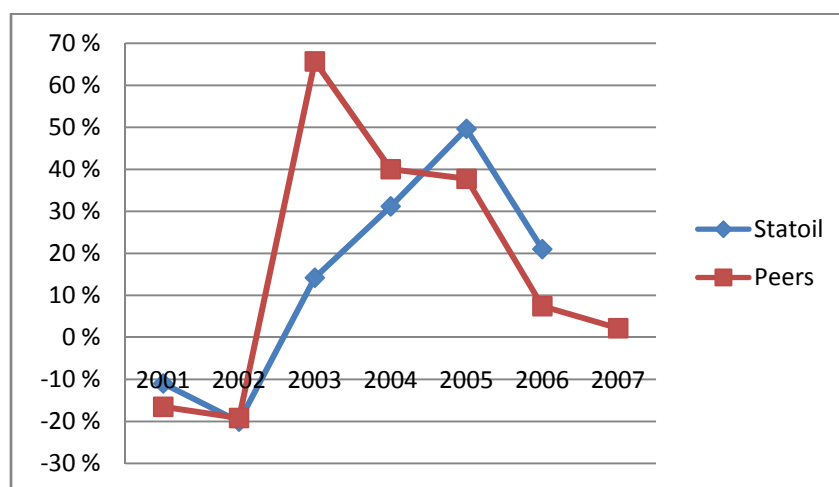


Figur 23. Vekst i driftsinntekter

⁸ Brutto investeringer i netto driftsrelaterte anleggsmidler kalles *capex* (capital expenditures). Dvs. at capex er årets økning i netto driftsrelaterte anleggsmidler pluss årets avskrivninger.

Som tidligere nevnt kan oppkjøp i perioden ha påvirket vekstrater i enkelte år for enkelte selskaper. Bransjetallene for vekst er imidlertid regnet ut som en median istedenfor gjennomsnitt, slik at dette ikke skulle ha noen stor påvirkning på dataene som presenteres i grafen.

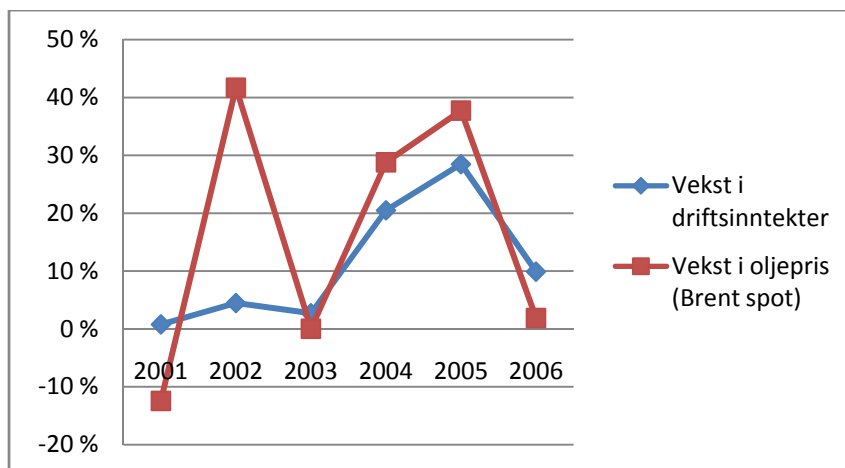
I Figur 24 ser vi årlig vekst i netto driftsresultat. Den bærer preg av å være mer volatil enn veksten i driftsinntekter, hvilket er naturlig i en bransje med høy "operating leverage", dvs. store faste i forhold til variable kostnader.



Figur 24. Vekst i EBIT etter skatt

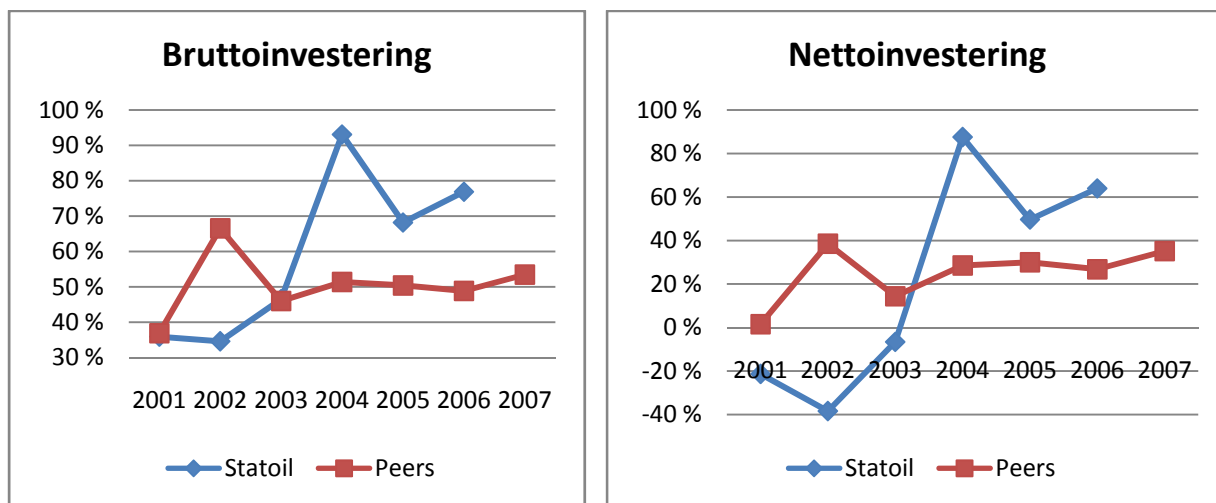
Hva driver så veksten i driftsinntekter? Figur 25 sammenligner utviklingen i Statoils driftsinntekter med oljeprisutviklingen. Det er åpenbart en korrelasjon, men den er svakere enn man skulle forvente. En regresjon av Statoils driftsinntekter mot oljeprisen⁹ gir en beta på 0,062 og forklaringsgrad 38,0 %. Tilsvarende tall for bransjen for øvrig er beta lik 0,068 og forklaringsgrad 7,9 %. Det må påpekes at vi har så få observasjoner at det i seg selv gjør det vanskelig å få skikkelige resultater fra regresjonen, med bare seks datapunkter for Statoil og syv for peers. Det er likevel åpenbart ut fra Figur 25 at det ikke er noen perfekt korrelasjon mellom oljepris og driftsinntekter.

⁹ Vi har benyttet årlig log-avkastning for Brent spot, basert på daglige observasjoner.



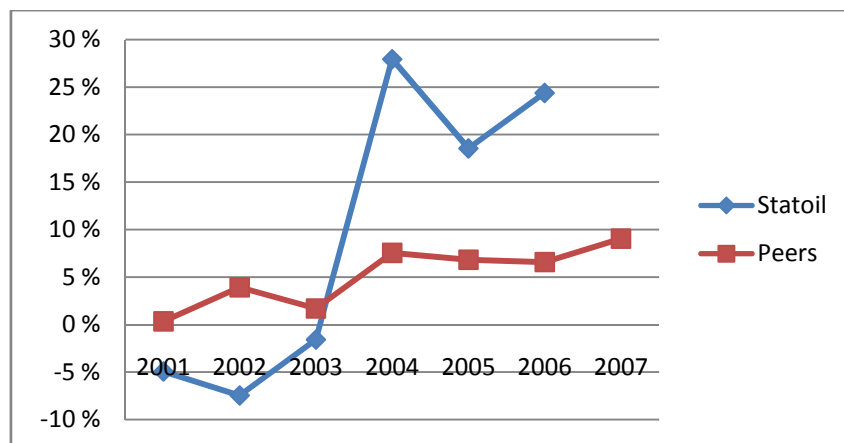
Figur 25. Driftsinntekter vs. Oljepris

Vi vil videre se på investeringsnivået i Statoil i forhold til bransjen. Figur 26 viser at investeringene i Statoil er svært variable fra år til år (i likhet med de andre enkeltelskapene), mens mediantallene for bransjen er langt mer stabile. Dette er en viktig innsikt når vi senere i oppgaven skal ta forutsetninger om investeringsnivå for å predikere StatoilHydros kontantstrømmer fremover. Man bør da enten benytte en normalisert investeringsrate for selskapet eller et bransjesnitt (Damodaran, 2002, s. 256).



Figur 26. Investeringsrater

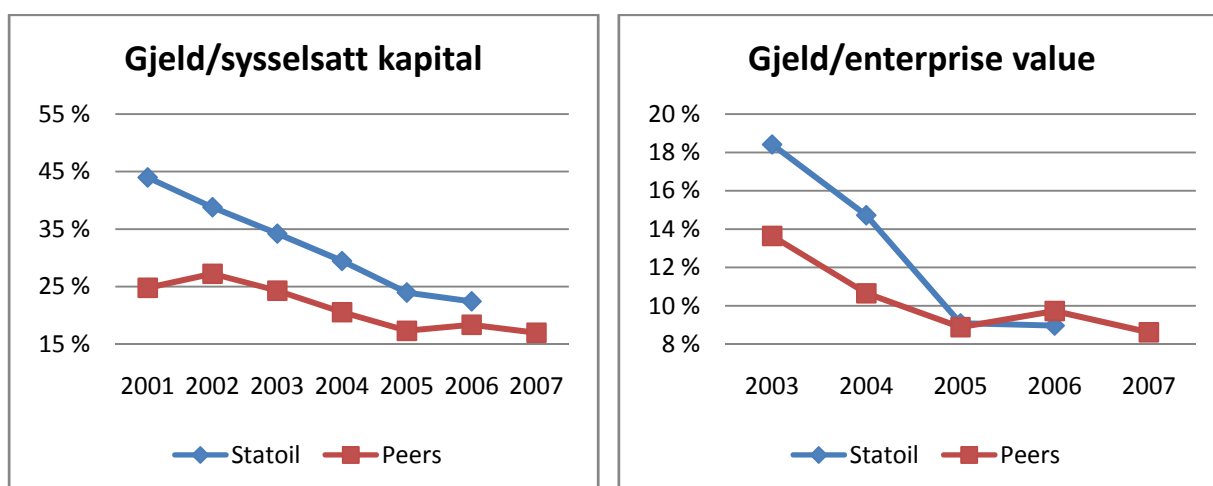
Statoils vekst i netto driftskapital har ligget over bransjeveksten etter 2003, som man ser i Figur 27. En sammenligning med investeringsratene i Figur 26 gjør det tydelig at veksten avhenger av reinvestering av driftsresultatet. Statoils høyere investeringsrater gir høyere kapitalvekst enn for bransjen.



Figur 27. Vekst i netto driftskapital

7.4 Analyse av finansiering

For verdsettelsesformål er vi interessert i Statoils kapitalstruktur, og hvordan den kan forventes å utvikle seg fremover. Både Statoils historiske gjeldsandel og det historiske bransjesnittet gir nyttig informasjon i så måte.

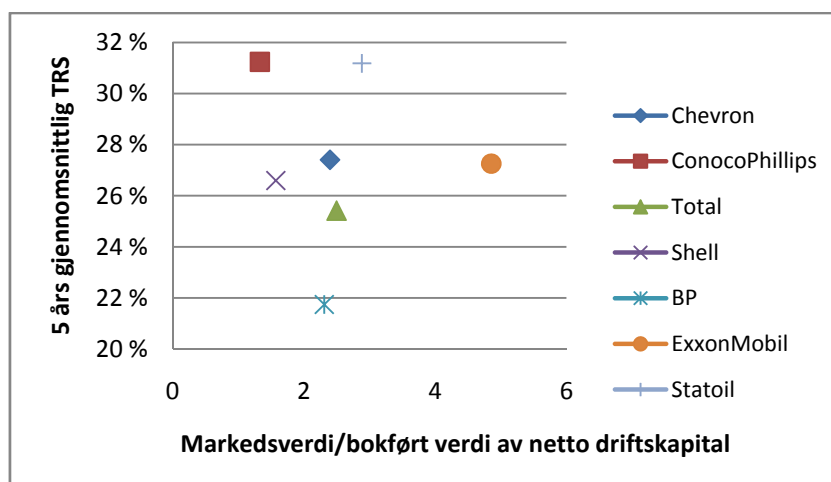


Figur 28. Kapitalstruktur

Figur 28 inneholder gjeldsandelen målt i forhold til både bokført verdi av sysselsatt kapital (summen av egenkapital og gjeld) og markedsverdien¹⁰, kalt *enterprise value*. Det er sistnevnte som er mest relevant når man skal anslå et veid avkastningskrav (WACC) for selskapet, som beskrevet i avsnitt 8.6. Statoil har historisk hatt høyere gjeldsandel enn bransjen, men denne forskjellen er blitt redusert de senere år, ved at Statoils gjeldsandel har sunket mer enn bransjens. Statoils gjeld som andel av enterprise value er i 2006 lavere enn gjennomsnittet. At reduksjonen i gjeldsandel har vært sterkere målt i markedsverdier enn i bok-

¹⁰ Markedsverdien av egenkapitalen er hentet fra Datastream, mens markedsverdien av gjeld for enkelthets skyld er antatt lik bokført verdi.

førte verdier, skyldes at Statoil har hatt en høyere aksjeavkastning enn gjennomsnittet, noe som tydelig illustreres i Figur 29.



Figur 29. Historisk aksjeavkastning 2003-07 og P/B-multipler pr. 31.12.2006

Figur 29 måler på førsteaksen hvor mange ganger bokført verdi markedsverdien av netto driftskapital (egenkapital og netto gjeld) utgjør. ExxonMobil har den høyeste multiplene – 4,9 – mens Statoil følger som nummer to med 2,9. Dette virker ikke urimelig, gitt at disse to selskapene også har høyest ROIC.

På andreaksen finner vi 5 års gjennomsnittlig TRS (*Total Return to Shareholder*), altså gjennomsnittlig årlig sum av utbytte og kursoppgang, for Statoil og peers. Statoil ligger her i tet, sammen med ConocoPhillips, med 31,2 % gjennomsnittlig TRS i 2003-07¹¹. Dette tyder på at markedet historisk sett har hatt lavere forventninger til Statoil, men at forventningene gradvis er blitt justert opp, slik at multiplene i dag bedre reflekterer selskapets kapitalrentabilitet, som ligger over gjennomsnittet. Når det gjelder ExxonMobil, som er bransjeledende innen lønnsomhet på driften, har dette lenge vært priset inn i aksjekursen, slik at TRS her er nærmere gjennomsnittet for bransjen.

¹¹ I fjerde kvartal 2007 er avkastningen for det fusjonerte StatoilHydro.

8 Verdssettelsesteori

Analytikere bruker i praksis flere metoder for å verdsette selskaper. Metodene avhenger av typen selskap som verdsettes. Vi benytter oss av den mest brukte, *Discounted Cash Flow* (DCF), ettersom både Statoil og Hydro er modne selskaper med rimelig jevne kontantstrømmer i en bransje som etter hvert er i høstingsfasen.

8.1 Dividendemodellen

Med jevne mellomrom utbetaler selskaper dividende til sine aksjonærer. Den mest grunnleggende verdsettelsesmodellen tar utgangspunkt i at verdien av en aksje må tilsvare nåverdien av fremtidige utbetalte dividender.

$$\text{Verdi av aksje (EK)} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{Div}_t}{(1 + K_E)^t}$$

hvor Div_t = Dividende utbetalt ved tiden t .

K_E = Avkastningskravet til egenkapitalen

n = Selskapets levetid

8.2 Gordons vekstmodell

Ved beregninger av dividende som beskrevet ovenfor, oppstår det som regel behov for å ta med vekst i modellen. Man vil anta at dividende vokser med for eksempel vekst i brutto nasjonalprodukt eller andre vekstrater basert på estimeringer. Vekst kan implementeres i vår dividendemodell, og modellen kalles da Gordons vekstmodell:

$$\text{Verdi av aksje (EK) med vekst} = \frac{\text{Div}_1}{(K_E - g)^t}$$

hvor Div_1 = Dividende i neste periode

K_E = Avkastningskravet til egenkapitalen

g = Årlig vekstrate

De to typene dividendemodeller er lite brukt til verdsettelse i praksis, ettersom de er veldig generelle og som regel altfor enkle. Likevel danner de grunnlaget for verdsettelse av mer avanserte kontantstrømmer. Prinsippet bak Gordons vekstmodell benyttes i tillegg ofte som

det vi kaller horisontverdi. En horisontverdi er mye brukt langt ute i kontantstrømmer, hvor det blir større og større usikkerhet rundt estimeringen av kontantstrømmene. En slik forenkling som Gordons vekstmodell representerer, er derfor en god løsning.

8.3 Discounted cash flow (DCF)

Tankegangen bak denne typen modell er at den kontantstrømmen som genereres fra selskapets side, før eller siden tilfaller eierne. De kontantstrømmene som tilfaller eierne hvert år, kan omgjøres til en nåverdi. Denne nåverdien er i praksis verdien av selskapet.

Vi kan med en ganske enkel formel forklare fremgangsmåten for en DCF-verdsettelse:

$$\text{Verdi} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

hvor CF_t = Kontantstrøm i perioden

n = Levetid for aktiva

r = Neddiskonteringsraten som reflekterer kontantstrømmens risiko

Med andre ord ender man opp med en nåverdi av fremtidige kontantstrømmer som reflekterer den usikkerheten kontantstrømmen har.

Når man verdsetter kontantstrømmer på denne måten, må man ha klart for seg hvilken type kontantstrøm det er man har estimert. Har man estimert kontantstrømmen til egenkapitalen, altså den som er tilgjengelig til aksjonærer gjennom dividende (*FCFE* – Free Cash Flow to Equity), må man benytte egenkapitalkostnaden som neddiskonteringsfaktor. Om man derimot har estimert den frie kontantstrømmen til netto driftskapitalen (*FCFF* – Free Cash Flow to the Firm), dvs. kontantstrømmen ikke bare til aksjonærene, men også til blant andre kreditorer, minoritetsinteresser og eventuelle "preferred shareholders", må man benytte det vektete avkastningskravet (*WACC*).

Dersom man har funnet verdien av hele selskapet ved bruk av den frie kontantstrømmen til totalkapitalen slik som nevnt ovenfor, kan man finne verdien av egenkapitalen ved å trekke fra verdien av netto gjeld. Altså skal de to metodene resultere i det samme estimatet på selskapets markedsverdi.

Hvorfor kan man si at denne typen verdsettelse gir et godt estimat av et selskaps verdi? Et underliggende prinsipp ved bruken av FCFE-analyser er at man implisitt antar at den frie kontantstrømmen blir utbetalt som dividende til aksjonærene. Med andre ord blir resultatet det samme som ved bruk av dividendemodellen. Dette får to konsekvenser. For det første vil det ikke oppstå noen opphopning av kontanter i selskapet; all overskuddslikviditet vil bli utbetalt til eierne. Samtidig antar vi at den forventede veksten i FCFE vil stamme fra veksten i de operasjonelle aktivaene i selskapet, ikke fra veksten i finansielle investeringer.

8.3.1 FCFE¹²

Som tidligere forklart blir formelen for verdien av egenkapital:

$$\text{Verdi av egenkapital} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{FCFE}_t}{(1 + K_E)^t}$$

Vi finner FCFE ved formelen:

$$\text{FCFE} = \text{Nettoresultat til egenkapitalen} - (\text{Capex} - \text{Avskrivninger}) - \Delta\text{Arbeidskapital} + \Delta\text{Gjeld}$$

8.3.2 FCFF¹³

Den tilsvarende formelen for verdien av netto driftskapitalen er:

$$\text{Verdi av netto driftskapital} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{FCFF}_t}{(1 + \text{WACC})^t}$$

Vi finner FCFE ved formelen:

$$\text{FCFF} = \text{EBIT} (1 - t) - (\text{Capex} - \text{Avskrivninger}) - \Delta\text{Arbeidskapital}$$

8.4 Verdsettelse over flere perioder

Ved verdsettelse av selskaper er det som regel behov for å stykke opp beregningen av den diskonterte kontantstrømmen. Som nevnt er det vanlig å benytte Gordons vekstmodell til å beregne horisontverdien, gjerne idet man mener at selskapet har nådd en konstant vekst (*steady state*). I tillegg kan det være nødvendig å beregne to eller flere perioder med forskjellig vekst, avhengig av typen selskap og bransjen man opererer i. Nedenfor er det presen-

¹² Damodaran (2002, ss. 351-361)

¹³ Damodaran (2002, ss. 382-388)

tert en formel for verdien av netto driftskapital hvor man først har en periode med estimerte frie kontantstrømmer til egenkapitalen, og deretter en horisontverdi med konstant vekst.

$$\text{Verdi av netto driftskapital} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{\text{FCFF}_t}{(1 + \text{WACC})^t} + \frac{\text{FCFF}_n \cdot (1 + g)}{\text{WACC} - g} \cdot \frac{1}{(1 + \text{WACC})^n}$$

I vår oppgave har vi valgt å bruke FCFF. Dette valget har vi tatt fordi FCFF er uavhengig av selskapets endringer i gjeldsgrad (Damodaran, 2002, s. 388). Endringer i gjeldsgraden vil gjøre det mye vanskeligere å estimere FCFE.

8.5 Avkastningskrav til egenkapitalen

8.5.1 CAPM

Den mest brukte metoden for å finne avkastningskravet til egenkapitalen er kapitalverdimodellen (CAPM – Capital Asset Pricing Model). Damodaran (2002) definerer modellen slik:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f]$$

hvor	$E(R_i)$	= forventet avkastning for aksje i
	R_f	= risikofri rente
	$E(R_m)$	= forventet avkastning for markedsporteføljen
	β_i	= beta for aksje i

CAPM baserer seg på en rekke forutsetninger: Det er ingen transaksjonskostnader; alle aktiva handles i et marked; aktiva kan deles opp i uendelige små biter; og alle investorer har lik tilgang til informasjon (Damodaran, 2002, s. 69).

Hovedideen i modellen er skillet mellom systematisk og usystematisk risiko. Systematisk risiko er svingninger i markedet som helhet, og skyldes diverse makrofaktorer som påvirker konjunktorene. Usystematisk risiko er spesifikk for den enkelte bedrift eller bransje, og kan reduseres ved diversifisering – altså at den enkelte investor sprer sine investeringer over mange aktiva. Det er to grunner til at diversifisering reduserer bedriftsspesifikk risiko. For det første vil hver investering utgjøre en langt mindre del av porteføljen enn om man ikke var diversifisert, og følgelig vil verdisvingningene i det enkelte aktivum ha langt mindre innvirkning på den totale porteføljeverdien. For det andre kan effektene av

bedriftsspesifikke hendelser virke positivt eller negativt inn på det enkelte aktivum, og i store porteføljer vil den gjennomsnittlige effekten gå mot null.

Med de ovennevnte forutsetninger vil det være kostnadsfritt å diversifisere, og ingen har noe grunnlag for å identifisere under- eller overprisede aktiva i markedet. Det vil derfor alltid være optimalt for den enkelte investor å holde en portefølje med alle aktiva som handles i markedet, vektet etter markedsverdi – denne kalles markedsporteføljen.¹⁴ Når alle er fullt ut diversifisert, har usystematisk risiko ingen innvirkning på porteføljeverdien, og investorer vil derfor ikke få betalt for å påta seg bedriftsspesifikk risiko. Det relevante risikomålet for å regne ut avkastningskravet for egenkapitalen blir da det enkelte aktivums samvariasjon med markedsporteføljen, eller grad av systematisk risiko. Denne måles ved hjelp av beta, som er forholdet mellom det enkelte aktivums kovarians med markedsporteføljen og markedsporteføljens varians:

$$\beta_i = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2}$$

8.5.2 Flerfaktormodeller

Målet med flerfaktormodeller er å forbedre forklaringskraften i forhold til énfaktormodeller som CAPM, ved eksplisitt å behandle de ulike kilder til systematisk risiko. I stedet for kun én faktor for markedsrisiko brukes ulike indikatorer som man tror best mulig vil fange opp en rekke makroøkonomiske risikofaktorer (Bodie, Kane, & Marcus, 2005).

Ved valg av faktorer er to hensyn sentrale: Faktorene må ha høy forklaringskraft, og de må gi økonomisk mening, i den forstand at de representerer risiko som er viktig for investorer. Et eksempel er modellen som presenteres i Chen, Roll, & Ross (1986):

$$r_{it} = \alpha_i + \beta_{iIP} \cdot IP_t + \beta_{iEI} \cdot EI_t + \beta_{iUI} \cdot UI_t + \beta_{iCG} \cdot CG_t + \beta_{iGB} \cdot GB_t + e_{it}$$

Her beskrives avkastningen for et aktivum i løpet av en periode t , ved hjelp av fem faktorer (Bodie, Kane, & Marcus, 2005, ss. 358-359):

- IP = prosentvis endring i industriproduksjon

¹⁴ I tillegg vil investoren plassere en andel av sine midler i et risikofritt aktivum, og vektene mellom dette og markedsporteføljen bestemmes av investorens grad av risikoaversjon. Det forutsettes at investorer kan både plassere midler og låne til samme risikofrie rente, slik at risikovillige investorer har mulighet til å investere alle sine midler i markedsporteføljen, og i tillegg låne for å gjøre ytterligere investeringer i markedsporteføljen.

- EI = prosentvis endring i forventet inflasjon
- UI = prosentvis endring i ikke forventet inflasjon
- CG = meravkastning for langsiktige selskapsobligasjoner i forhold til langsiktige statsobligasjoner
- GB = meravkastning for langsiktige i forhold til kortsiktige statsobligasjoner

Betaene i ligningen ovenfor kan estimeres for enkeltaktiva ved hjelp av multippel regresjon, og modellen kan dermed brukes til å finne avkastningskrav, på samme måte som CAPM.

Fremgangsmåten er her å finne makroøkonomiske faktorer og teste deres statistiske forklaringskraft, for så å bruke faktorer som er både økonomisk intuitive og statistisk gode i en modell som skal predikere avkastning. En annen mulighet er å finne faktorer som på et empirisk grunnlag synes å måle systematisk risiko, fordi de historisk har gitt høyere avkastning (Bodie, Kane, & Marcus, 2005, s. 360).

Fama & French (1996) fulgte sistnevnte fremgangsmåte da de kom frem til sin trefaktormodell:

$$r_{it} = \alpha_i + \beta_{iM} R_{Mt} + \beta_{iSMB} \cdot SMB_t + \beta_{iHML} \cdot HML_t + e_{it}$$

hvor SMB = *Small Minus Big*, dvs. meravkastningen for en portefølje av "små" aksjer (lav markedsverdi) i forhold til en portefølje av "store" aksjer (stor markedsverdi)

HML = *High Minus Low*, dvs. meravkastningen for en portefølje av aksjer med høyt bok/pris-forhold sammenlignet med en portefølje av aksjer med lavt bok/pris-forhold

Her inkluderes også markedets meravkastning over risikofri rente i perioden, R_{Mt} , for å fange opp systematisk risiko fra makroøkonomiske faktorer.

Fama og French oppnådde stor oppmerksomhet da de publiserte en artikkel som hevdet at CAPM var lite egnet til å predikere aksjeavkastninger (Fama & French, 1992). Deres resultater har siden vært gjenstand for mye akademisk debatt, og enkelte har hevdet å ha funnet feil i fremgangsmåten deres. Uansett er det en svakhet at modellen, i motsetning til CAPM, ikke bygger på noen anerkjent teori om sammenhengen mellom risiko og avkastning. Det er derfor ikke gitt at CAPM er en dårligere modell enn Fama & French eller andre flerfaktormodeller (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005, s. 324).

Selv om alle forutsetningene bak CAPM ikke er fullstendig i samsvar med virkeligheten, og mer avanserte flerfaktormodeller muligens vil kunne predikere aksjeavkastning mer nøyaktig, regnes modellen fremdeles som en god tilnærming, og den er i vanlig bruk i finansbransjen. Vi velger derfor å ta utgangspunkt i CAPM i vår oppgave, fremfor alternative modeller, og vil i det følgende gjennomgå aktuelle valg ved anvendelse av modellen.

8.5.3 Valg av benchmarkportefølje

I praksis holder ikke alle forutsetningene i CAPM. Det er transaksjonskostnader forbundet med diversifisering; dessuten er marginaeffekten av diversifisering fallende, slik at man når et punkt hvor kostnaden ved videre diversifisering overstiger den risikoreducerende effekten på marginen. Derfor vil det optimale antall aktiva i en portefølje være langt mindre enn hele markedet.¹⁵ Forskjellige studier har anslått at mellom ti og 40 aktiva er tilstrekkelig (Statman, 1987).

I prinsippet skal alle aktiva som handles i markedet (aksjer, obligasjoner, fast eiendom osv.), inkluderes i markedsporteføljen. Det er imidlertid vanlig å bruke en aksjeindeks for å tilnærme markedsporteføljen; for norske forhold brukes ofte benchmark-indeksen ved Oslo Børs, OSEBX. Koller, Goedhart, & Wessels (2005, s. 316) advarer imidlertid mot å bruke en lokal indeks, siden de fleste land er tungt vektet innen noen få bransjer, eller til og med noen få selskaper, og man følgelig ved estimering av beta vil måle aksjens sensitivitet overfor en bestemt bransje, og ikke systematisk risiko for hele markedet. Damodaran (2002, s. 188) nevner at det kan være problematisk når en enkeltaksje utgjør en stor del av indeksen man måler mot. Man vil da naturligvis få en beta nær 1, selv om dette ikke nødvendigvis reflekterer den systematiske risikoen i aksjen i forhold til en bredere definert markedsportefølje.

Disse problemene virker svært relevante ved valg av indeks i vår oppgave. Mange vil i dag si at Oslo Børs er en "oljebørs". Tidligere var Oslo Børs kjent som en "shippingbørs". StatoilHydro er et dominerende selskap på børsen, og en estimering av beta mot OSEBX vil derfor gi et resultat nær 1. Av denne grunn har vi isteden valgt å benytte MSCI World Index

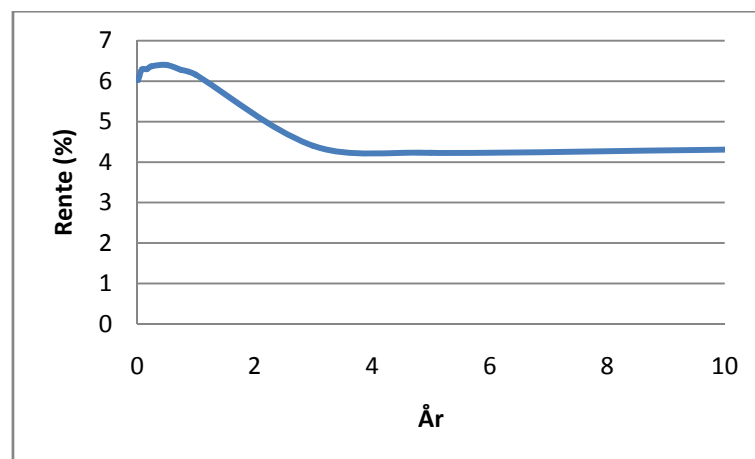
¹⁵ En annen grunn til at investorer ikke diversifiserer fullt ut, er at de har formeninger om at enkelte aktiva er under- eller overpriset, og at de følgelig ønsker å komponere en portefølje av undervurderte aktiva. Dette skyldes at forutsetningen om perfekt informasjon, og dermed korrekte markedsverdier, ikke holder i praksis.

som tilnærming til markedsporteføljen, noe som også gjør det lettere å sammenligne med andre internasjonale oljeselskaper.

8.5.4 Risikofri rente

Damodaran (2002, ss. 154-155) påpeker at det er to krav til et risikofritt aktivum: Det må ikke ha noen risiko for konkurs, og det må heller ikke ha reinvesteringsrisiko. Det er derfor vanlig å benytte verdipapirer utstedt av staten, hvor risikoen for ikke-betaling regnes som null i de fleste utviklede land. Det andre kravet tilsier at man bør velge statsobligasjoner uten kupongutbetalinger, med en lengde lik likt kontantstrømmene som estimeres i verdsettelsen.

Ideelt sett skulle man benytte en separat risikofri rente for hvert år i kontantstrømmen. I praksis anbefaler Damodaran isteden å bruke en nullkupong-statsobligasjon med varighet tilsvarende durasjonen på den predikerte kontantstrømmen. I en verdsettelsessammenheng antar man vanligvis at selskapet kommer til å eksistere evig, slik at durasjonen som regel er mer enn ti år, og økende med selskapets vekstpotensial. McKinsey anbefaler i sin bok *Valuation* også å bruke 10-års statsobligasjoner som risikofri rente (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005, ss. 302-303). Lange statsobligasjoner inneholder imidlertid en likviditetspremie, slik at den forventede risikofrie renten er lavere enn statsobligasjonsrenten (Bodie, Kane, & Marcus, 2005, s. 497).



Figur 30. Terminstruktur norske renter pr. 6. mars 2008 (Norges Bank, 2008a; Norges Bank, 2008b)

Likevel er terminstrukturen vanligvis forholdsvis flat, så det har ikke noen stor innvirkning på nåverdien av kontantstrømmen om man benytter statsobligasjonsrenten. Som vist i Figur 30, er den norske rentekurven for tiden fallende; markedet forventer altså lavere renter i frem-

tiden, og om man bruker dagens nivå på korte renter i en verdsettelse, risikerer man å overdrive alternativkostnaden på investerte midler.

For oss er det et problem at det i Norge ikke utstedes statsobligasjoner uten kupong. Et alternativ er da å bruke et gjennomsnitt av korte renter over flere år som en tilnærming til fremtidig risikofri rente. I kurset BUS 424 ved NHH foreslås det å bruke tre måneders norsk pengemarkedsrente, NIBOR, som risikofri rente – etter et fradrag for reinvesteringsrisiko som er anslått til 10 % (Knivsflå, 2007). Renten må regnes etter skatt, siden kontantstrømmene som skal diskonteres, er etter skatt.

Tabell 4 gir et anslag for risikofri rente i årene 2001-07, basert på gjennomsnitt av månedlige tall for effektiv NIBOR fra Norges Bank (Norges Bank, 2008c):

Tabell 4. Risikofri rente

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
NIBOR-rente, 3 mnd	7,5 %	7,2 %	4,2 %	2,0 %	2,3 %	3,2 %	5,1 %
Risikopremie, 10 % av NIBOR	0,8 %	0,7 %	0,4 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,5 %
Risikofri rente før skatt	6,8 %	6,5 %	3,8 %	1,8 %	2,0 %	2,9 %	4,6 %
28 % skatt	1,9 %	1,8 %	1,1 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	1,3 %
Risikofri rente etter skatt	4,9 %	4,7 %	2,7 %	1,3 %	1,5 %	2,1 %	3,3 %

Gjennomsnittsnivået på korte renter i 2007, fratrukket den antatte risikopremien, samsvarer rimelig godt med rentesatsen for norske 10-års statsobligasjoner, som var 4,31 % (før skatt) pr. 6. mars 2008 (Norges Bank, 2008b). Det synes dermed ikke urimelig å benytte en risikofri rente etter skatt på 3,3 % i våre analyser, til tross for de prinsipielle innvendingene ovenfor.¹⁶

8.5.5 Markedets risikopremie

Markedets risikopremie er differansen mellom forventet avkastning for markedsporteføljen og risikofri rente. Det er vanlig å bruke historiske data for å estimere forventet risikopremie. Damodaran (2002, ss. 160-162) nevner tre valg som må tas når markedspremien skal

¹⁶ Gjennomsnittlig risikofri rente etter skatt i 2001-07 er 2,9 %. Det ville derfor ikke utgjøre noen stor forskjell i vår analyse om vi isteden hadde benyttet gjennomsnittet som et estimat på fremtidig risikofri rente. Gitt at perioden inneholder noen år med unormalt lav rente, vil vi også tro at det kan forsvares å bruke et tall som ligger i overkant av gjennomsnittet for 2001-07.

estimeres: Tidsperiode, valg av risikofri rente og valg mellom aritmetisk og geometrisk gjennomsnitt.

I avveiningen mellom kort eller lang tidsperiode, er det to hensyn å ta. En kortere tidsperiode kan virke mer relevant for dagens forhold, siden grunnleggende trekk ved økonomien har forandret seg; for eksempel har man i dag lavere inflasjonsantagelser. På den annen side får man mer pålitelige statistiske estimater ved å benytte data fra en lengre periode. Damodaran viser hvordan standardavvikene er svært store for 10-20 års estimater, og konkluderer med at man bør benytte en mye lengre periode for estimering av markedspremien.

Man må ta konsekvente forutsetninger, og markedsavkastningen må følgelig måles i forhold til den samme renten som man tidligere har brukt som estimat på risikofri rente.

Når det gjelder aritmetiske og geometriske gjennomsnitt, er den tradisjonelle oppfatningen at det aritmetiske gjennomsnittet er en forventningsrett estimator for risikopremien, mens det geometriske gjennomsnittet vil gi en verdi som er lavere enn forventningen (Brealey, Myers, & Allen, 2006, ss. 150-151). Dette synet støttes av Koller, Goedhart, & Wessels (2005, ss. 305-309), selv om det påpekes at estimeringsfeil og negativ autokorrelasjon i aksjeavkastninger vil føre til for høye diskonteringsfaktorer når man regner rentes rente ut fra det aritmetiske gjennomsnittet. Damodaran fremmer det samme argumentet til støtte for bruk av et geometrisk gjennomsnitt. I denne oppgaven har vi valgt å benytte oss av et aritmetisk gjennomsnitt som estimat for markedets risikopremie.

Thore Johnsen har estimert risikopremien for norske aksjer i perioden 1900-2005. Han fant et aritmetisk snitt på 4,4 %¹⁷ meravkastning i forhold til pengemarkedsrenten (Knivsflå, 2007). Denne risikopremien er regnet i forhold til en gjennomsnittlig risikofri rente *før skatt* på 2,2 %. Risikopremien *etter skatt* blir da:

$$R_m - (1 - t) \cdot R_f^* = R_m - R_f^* + t \cdot R_f^* = 4,4 \% + 0,28 \cdot 2,2 \% = 5,0 \%$$

Imidlertid er denne risikopremien målt i forhold til OSEBX, og vi har, som nevnt ovenfor, valgt å benytte MSCI World Index som markedsportefølje. Vi trenger derfor et estimat på markedets risikopremie når markedet er definert som verdensindeksen. Dimson, Marsh, &

¹⁷ Det geometriske snittet var 2,3 %.

Staunton (2006) konkluderer med at denne risikopremien, målt som et aritmetisk gjennomsnitt, er 4,5-5 %. De har da tatt utgangspunkt i US Treasury bills som risikofri rente, mens vi altså vil bruke et estimat basert på tre måneders NIBOR, med hensyn til relevans for norske investorer. Det kan derfor være en kilde til unøyaktighet om vi bruker deres resultater direkte.

Imidlertid er markedets risikopremie i seg selv vanskelig å måle, og vil uansett være forbundet med usikkerhet. Vi har derfor, basert på diskusjonen ovenfor, besluttet å bruke 5 % som risikopremie i denne oppgaven.

8.5.6 Beta

En aksjes beta kan estimeres ved hjelp av en regresjon av aksjens avkastning mot markedsavkastningen, representert ved benchmarkporteføljen – i vårt tilfelle MSCI World Index. Vi benytter oss da av markedsmodellen, som vi kjenner som:

$$R_i = \alpha_i + \beta_i R_m + \varepsilon_i$$

Den råbetaen vi får ved å kjøre en slik regresjon, blir gjerne justert før den brukes for å finne kostnaden til egenkapitalen. Disse justeringene kommer vi tilbake til. Først må vi se nærmere på et par problemer som oppstår ved en estimering av markedsmodellen.

To spørsmål som ofte blir stilt, er hvor mange datapunkter som skal benyttes ved en estimering av markedsmodellen, og hvor ofte disse datapunktene skal måles. Det finnes ingen eksakte, vitenskapelige svar på disse spørsmålene. Koller, Goedhart, & Wessels (2005, ss. 313-314) anbefaler å bruke minst 60 datapunkter. I tillegg anbefaler de at man benytter månedlige avkastninger. Med andre ord brukes en estimeringsperiode på fem år. Bloomberg bruker på sin side kun en estimeringsperiode på to år. Både fem og to år kan forsvares, avhengig av hvilken type selskap vi estimerer betaer for. Lengre perioder fører til at selskaper kan ha endret seg mye i løpet av tiden betaen er estimert. For eksempel vil en endring i kapitalstrukturen endre betaen for selskapet.

Ofte blir det argumentert for å benytte ukentlige eller månedlige avkastningstall, fordi man på den måten unngår autokorrelasjon dersom enkelte aksjer ikke handles hver dag (Stamland, 2006). Også problemer med spread mellom kjøps- og salgskurser (*bid* og *ask*) for

aksjer vil kunne føre til dårlige betaestimater. Dersom aksjen handles til bid- og ask-kurser annenhver gang ("bid-ask bounce"), vil man få en negativ autokorrelasjon i avkastningene.

Ettersom selskapene i vår analyse er noen av verdens største selskaper uansett bransje, vil problemet med dager uten handel og illikviditet meget sannsynlig være fraværende. Vi kan derfor benytte ukentlige observasjoner. Samtidig får vi nok datapunkter innenfor en kortere periode enn ved bruk av månedlige tall, og vi slipper således å bekymre oss i så stor grad for endringer i selskapene kapitalstruktur. Med andre ord benytter vi en toårig periode.

Når det gjelder bid-ask bounce, ser vi ikke på dette som noe stort problem, ettersom selskapene i vår oppgave er meget likvide, og dermed har meget små bid-ask bounces.

8.5.6.1 Estimering av beta ut fra bransjetall

Normalt sett ville vi ha estimert en råbeta ved hjelp av en regresjon av logaritmisk avkastning mot en benchmarks (indeks') logaritmiske avkastning. Ettersom Hydro Petroleum var en del av gamle Hydro, ville den historiske kursutviklingen til gamle Hydro vært verdiløs for denne type estimering, siden den inneholder både olje og aluminium. Vi kan på ingen måte klare å skille ut hvilken avkastning som stammer fra petroleumsdelen, og hvilken som har sitt opphav i aluminiumsdelen.

Derfor vil vårt beste estimat være en beta estimert ved hjelp av bransjetall. Vi finner altså selskaper som er i samme bransje som Hydro Petroleum, og estimerer en gjennomsnittsbeta. Så lenge selskapene vi benytter til å finne en bransjebeta, har samme risiko i driften som Hydro Petroleum, vil dette gi en forbedring av betaestimatet (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005, ss. 317-318). Den betaen vi da finner, vil være en *levered* beta (påvirket av selskapenes kapitalstruktur). Alt annet likt, vil en økning i gjeldsgraden føre til en økning i beta, og siden alle selskapene vi bruker til vårt bransjebetaestimat har forskjellig gjeldsgrad, vil vi justere betaen etter gjennomsnittlig gjeldsgrad i våre selskaper (*unlevered* beta – bransjebetaen ved 100 % egenkapitalfinansiering), for deretter å justere betaen opp igjen med Hydro Petroleums gjeldsgrad.

Formel for levered beta:

$$\beta_L = \beta_U [1 + (1 - t) \cdot D/E]$$

hvor β_L = Levered beta

β_U = Unlevered beta

t = Skattesats

D/E = Gjeldsgrad

Gjeldsgraden skal avspeile markedsverdiene til egenkapitalen og gjelden. Vi antar at markedsverdien til gjelden tilsvarer bokført verdi. Dette bør være en god tilnærming, ettersom konkursrisikoen til Statoil og Hydro Petroleum ikke har endret seg markant siden gjelden ble tatt opp.¹⁸

Fordi vi får svært lave betaestimer for Statoil og StatoilHydro ved regresjon mot MSCI World Index (se Appendiks 2)¹⁹, velger vi å benytte den samme fremgangsmåten for å finne en beta for Statoil og for det samlede selskapet, StatoilHydro, etter fusjonen.

8.5.6.2 Merrill Lynch-justering

Flere aktører i finansbransjen benytter følgende justering av beta²⁰:

$$\text{Justert beta} = \frac{1}{3} + \frac{2}{3} \cdot \text{råbeta}$$

Denne justeringen sørger for at betaen nærmer seg 1, noe som er gjennomsnittet for alle aktiva i verden. Teorien sier at med tiden vil alle aktivas beta konvergere mot gjennomsnittet, altså 1 (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005, s. 320). Vi har benyttet en slik justering i våre beregninger.

8.5.6.3 Resultater

Resultatene av analysen vår er presentert i Tabell 5, samt at hele analysen er presentert i Appendiks 2. Vi ser at vi endte opp med en beta på rundt 0,8 for både Hydro Petroleum og Statoil. Dermed har vi også en beta på 0,8 for StatoilHydro. Resultatene er ikke så overraskende, og ligger veldig tett opp til andre petroleumsselskaper.

¹⁸ Renteendringer kan også påvirke verdien av fastrentelån (typisk obligasjonslån for store selskaper), men vi velger altså å se bort fra denne effekten.

¹⁹ Ved regresjon mot OSEBX blir betaen tilnærmet lik 1, hvilket heller ikke er rimelig, som tidligere nevnt.

²⁰ Et annet navn er *Bloomberg-justering*.

Tabell 5. Betaestimer basert på bransjesnitt

Bransjegjennomsnitt	
Gjennomsnittlig <i>levered</i> beta	0,723
Gjennomsnittlig D/E (markedsverdier)	0,097
Gjennomsnittlig skattesats	0,461
Unlevered bransje-β	0,69
Levered β	
StatoilHydro	0,71
Statoil	0,71
Hydro Petroleum	0,71
Merrill Lynch-justert β	
StatoilHydro	0,80
Statoil	0,81
Hydro Petroleum	0,81

Tabell 6 viser egenkapitalkravet for StatoilHydro basert på forutsetningene som er gjennomgått ovenfor.

Tabell 6. Egenkapitalkrav for StatoilHydro

Risikofri rente etter skatt	3,3 %
Beta	0,80
Markedspremie	5,0 %
Egenkapitalkrav	7,3 %

8.6 Avkastningskrav til sysselsatt kapital

Det vektete kravet til sysselsatt kapital²¹ etter skatt er gitt ved formelen (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005, s. 298):

$$WACC = k_D(1 - t)\frac{D}{V} + k_E\frac{E}{V}$$

²¹ Om det er minoritetsinteresser, preferanseaksjer eller andre kapitalformer, skal de også inkluderes i WACC, med tilhørende avkastningskrav og vekter. I våre beregninger har vi valgt å inkludere minoritetsinteresser i egenkapitalen ved utregning av WACC, siden de er såpass små, og det er vanskelig å bestemme et separat avkastningskrav for minoritetsinteressene.

hvor	k_D	= Gjeldskostnad
	k_E	= Egenkapitalkostnad
	t	= Skattesats
	D	= Gjeld til markedsverdi
	E	= Egenkapital til markedsverdi
	V	= $D + E$

Etter Miller og Modiglianis (MM) teorem er den totale verdien av et selskap (egenkapital pluss gjeld) uavhengig av selskapets finansiering. Prisingen av et selskap skal ta utgangspunkt i balansens aktivaside – altså de kontantstrømmene aktivaene skaper. MM bygger på forutsetninger om ingen skatter, ingen transaksjonskostnader og perfekte markeder (Brealey, Myers, & Allen, 2006, s. 422). Med andre ord vil WACC ifølge MM holde seg konstant uavhengig av finansiering²². Høyere gjeldsgrad vil isolert sett redusere WACC, siden gjeldskostnaden, som er lavere enn egenkapitalkravet, vektet høyere. Imidlertid vil egenkapitalbetaen øke, siden avkastningen i et selskap med høyere gjeldsgrad er mer følsom for konjunktursvingninger. Totaleffekten skal bli at WACC holdes uendret.

Om man løsner på MMs strenge forutsetninger, får man et litt annet resultat. *The trade off theory* sier at det finnes en optimal gjeldsgrad som vil maksimere verdien av selskapet. Selskapet får skattefradrag for gjeldsrenter, og dermed oppstår et "tax shield", som bidrar til å øke fremtidige kontantstrømmer fra driften, og derigjennom verdien av selskapet. Skattefordelen må veies opp mot økt risiko for konkurs som følge av høyere gjeldsgrad, og man finner dermed at det er optimalt å øke gjelden opp til et visst nivå.

Et selskaps verdi er verdien dersom selskapet er finansiert kun ved egenkapital, pluss verdien av tax shield. Om dette var den eneste effekten av økt gjeld, burde det være optimalt å finansiere selskapet nesten utelukkende med gjeld. Imidlertid må man trekke fra kostnader ved "financial distress", altså kostnader som bedriften pådrar seg etter hvert som gjeldsgraden begynner å bli høy. Disse kostnadene kan deles inn i direkte konkurskostnader, som for

²² Når kontantstrømmen fra driftsaktiviteter diskonteres med et konstant avkastningskrav, vil verdien av selskapets netto driftskapital være den samme uavhengig av kapitalstruktur. Verdien av egenkapitalen vil så variere ut fra størrelsen på selskapets nettogjeld.

eksempel advokatsalærer, og indirekte kostnader. Sistnevnte kostnadsgruppe dreier seg ofte om langt større beløp enn de direkte kostnadene. Den omfatter tap som følge av skeptiske kunder eller leverandører, som er usikre på om bedriften vil overleve, og økte finansieringskostnader og begrensninger ("covenants") som legges på driften fra bankenes side.

Tabell 7 viser utregning av WACC for StatoilHydro. Vektene er basert på markedsverdier pr. 31.12.2007. Gjeldskostnaden er regnet ut ved hjelp av opplysninger om vektet gjennomsnittlig rente på StatoilHydros rentebærende gjeld, hentet fra årsrapporten for 2007. Detaljer fra utregningen finnes i Appendiks 3.

Tabell 7. WACC for StatoilHydro

Egenkapitalandel (inkl. minoritetsinteresser)	91,5 %
Egenkapitalkrav	7,3 %
Gjeldsandel	8,5 %
Gjeldskostnad	1,8 %
WACC	6,9 %

8.7 Realopsjoner

En opsjon er en rett, men ikke en plikt til å tre inn i en kontrakt på et tidspunkt. Opsjoner blir priset med Black & Scholes' opsjonsformel eller ved bruk av binomisk prising. Det finnes utallige typer opsjoner, som barriere-, asiatiske, digitale, gap- og compund-opsjoner (Persson, 2007).

Typisk for petroleumsindustrien er at de har reservoarer som ennå ikke er under utvikling (Damodaran, 2002, s. 787). For eksempel er ikke området lønnsomt å utvikle med dagens petroleumspriser, men vil kunne bli det dersom en økning i oljeprisen finner sted. Slike områder kan verdsettes ved hjelp av opsjonsteori, ettersom selskapet etter eget ønske kan utvikle området eller ikke. Eksempelet nevnt ovenfor vil ta form som en lang amerikansk kjøpsopsjon.

Et annet eksempel på realopsjoner i petroleumsindustrien vil være den retten petroleumsselskaper har til å forlate brønner de i dag opererer. Denne muligheten vil således ha formen av en lang amerikansk salgsoptions.

Et siste eksempel fra petroleumsindustrien er den muligheten et petroleumsselskap har til å få flere oppdrag på grunn av et annet godt utført oppdrag. Her kan nevnes StatoilHydros

Shtokman-prosjekt. Ifølge DN (Dagens Næringsliv, 2007a) var analytikerne svært usikre på hvilken innvirkning denne gigantavtalen ville ha for StatoilHydro. Likevel steg Statoil-aksjen 3,1 % da nyheten om avtalen ble kjent (Dagens Næringsliv, 2007b). Kan det være at investorene så muligheten for StatoilHydro til å få fotfeste i russisk petroleumsindustri, og på tross av en noe avventende holdning til selve Shtokman-avtalen la inn en prising basert på en realopsjontankegang om at StatoilHydro nå ville kunne få flere prosjekter i Russland?

Vi vil ikke i vår oppgave gå nærmere inn på realopsjoner enn det som er nevnt her, ettersom dette nærmest er en masteroppgave i seg selv. Men at det kan være en måte å prise petroleumsselskaper på, er det ingen tvil om.

8.8 Multippelanalyse

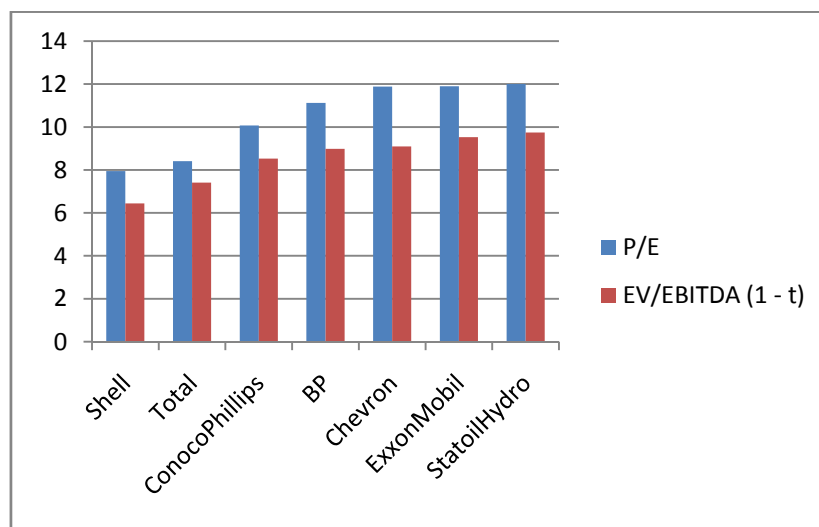
Multippelanalyse er en mye brukt metode for relativ verdsettelse. Poenget med denne typen analyser er meget enkelt: Finn en multipl, som for eksempel P/E (price/earnings), på et selskap og sammenlign dette tallet med andre selskaper i samme bransje. Det finnes flere typer multipler, og de fremkommer når man deler en aksjekurs eller et selskaps verdi på en resultatsstørrelse, en kontantstrømsstørrelse, en balansestørrelse eller mål på en kritisk ressurs (Dyrnes, 2004).

Fordelene med denne typen verdsettelse er at den er meget enkel og kostnadsminimerende. Samtidig er den lett å misforstå, ettersom det finnes mange måter å beregne de samme multiplene på. En P/E-multipl kan beregnes på bakgrunn av nåværende fortjeneste ("earnings") per aksje, "forward earnings" per aksje eller "trailing earnings" per aksje, og antall aksjer kan være beregnet med eller uten opsjoner og konvertibel gjeld.

Damodaran (2002, s. 501) omtaler multippelen EV/EBITDA, som i motsetning til P/E måler prisingen av hele selskapet, og ikke kun egenkapitalen. Her står EV for enterprise value²³, og EBITDA er driftsresultatet før skatt og avskrivninger. Denne multippelen kan være mer relevant enn P/E for å sammenligne selskaper med ulik kapitalstruktur.

²³ Damodaran (2002) definerer enterprise value som markedsverdien av egenkapital + markedsverdi av gjeld – kontanter. Det er altså nært samsvar mellom denne definisjonen av enterprise value og markedsverdien av det vi har kalt netto driftskapital, som er summen av egenkapitalen og *netto* gjeld. Vi har tidligere definert enterprise value som markedsverdien av egenkapital og *brutto* gjeld, i tråd med terminologien i Koller, Goedhart, & Wessels (2005), men ved utregningen av EV/EBITDA-multipl bruker vi netto gjeld. Damodaran forklarer hvorfor: Det blir galt å regne med finansielle eiendeler i enterprise value når finansinntektene som disse genererer, ikke tas med i EBITDA.

EBITDA brukes ofte istedenfor EBIT for å eliminere effekten av ulike avskrivninger mellom selskapene, som kan skyldes forskjellige avskrivningsprinsipper eller forskjellig alder på produksjonsutstyret. Imidlertid er EBITDA et resultat før skatt, og dette passer dårlig for oljebransjen, hvor skattesatsene varierer svært mellom selskapene pga. ulike regelverk for beskatning av oljevirkosomhet i ulike land. StatoilHydro har, som vi tidligere har sett, den suverent høyeste skattesatsen, fordi store deler av virksomheten beskattes med norsk oljeskatt på 78 %. Vi har derfor valgt å skattejustere EBITDA, og se på multiplene $EV/EBITDA (1 - t)$.



Figur 31. Resultatmultipler

Figur 31 viser (trailing) multipler for StatoilHydro og peers. Vi ser for det første at det er nær sammenheng mellom multiplene for egenkapitalen og enterprise value, så effekten av forskjeller i kapitalstruktur mellom selskapene er liten. Dette skyldes nok at disse selskapene gjennomgående har svært lite gjeld.

Det er også tydelig at StatoilHydro er høyt priset i forhold til resultatet det siste året. Faktisk har StatoilHydro de høyeste multiplene, hårfint foran ExxonMobil. Det impliserer at markedet forventer høyere vekst for StatoilHydro enn gjennomsnittet i bransjen, men det kan også være et tegn på at StatoilHydro er høyt priset i forhold til de underliggende fundamentalverdiene. Eksempelet illustrerer at det er vanskelig å trekke klare konklusjoner kun ut fra en multiplanalyse. Man må vanligvis supplere med grundigere fundamentalanalyser, og det er dette vi skal se på i neste kapittel.

9 Kontantstrømbasert verdsettelse (DCF)

Vi har foretatt en fundamental verdsettelse av det samlede StatoilHydro, basert på regnskapstall fra 2006 og 2007 i selskapets årsrapport for 2007. I tillegg har vi gjort tilsvarende analyser for Statoil og Hydro Petroleum, basert på Statoils årsrapporter og informasjon om Hydro Petroleum i *International Merger Prospectus*, hentet fra StatoilHydros websider (StatoilHydro, 2007). For disse selskapene har vi tall frem til 2006; i Statoils tilfelle har vi brukt regnskaper tilbake til 2000, mens for Hydro Petroleum har vi kun tall fra og med 2004.

Verdsettelsen tar utgangspunkt i forutsetninger fra strategi- og regnskapsanalysene tidligere i oppgaven, og vi benytter disse til å finne estimater for fremtidige finansielle nøkkeltall for selskapene. Fri kontantstrøm fra drift (*FCFF* – Free Cash Flow to the Firm) er beregnet eksplisitt for perioden 2008-2015, mens vi deretter har beregnet en horisontverdi (*continuing value*).

Tabell 8 viser resultatene fra vår DCF-analyse av StatoilHydro. Forutsetningene er her WACC lik 6,9 %, i tråd med tidligere utregninger, og at nominell vekst i driftsinntektene gradvis reduseres fra 5 % til en langsiktig vekst på 2 % p.a. Flere av analytikerrapportene vi har sett på, antar forholdsvis lav vekst, og konsensusestimaterne ser ut til å ligge godt under vanlige anslag på langsiktig BNP-vekst. Man ser altså ut til å forvente en reell nedgang i oljebransjen på lang sikt.

Tabell 8. Verdiestimat for StatoilHydro (NOK m)

Verdi av netto driftskapital	640 869
Finansielle eiendeler	40 404
Enterprise value	681 273
Finansiell gjeld	50 539
Minoritetsinteresser	1 792
Verdi av egenkapitalen	628 942
Antall aksjer	3 196
Verdi pr. aksje, 31.12.2007	197

For Statoil og Hydro Petroleum har vi også antatt en langsiktig vekst på 2 % p.a., slik at verdsettelsene skal bli mest mulig sammenlignbare. Vi antar altså i utgangspunktet ikke at synergier fra fusjonen vil gi høyere vekst for det fusjonerte selskapet²⁴, men vil se på effekten av

²⁴ Økt vekst er en viktig kilde til synergier, jf. Damodaran (2002, s. 704)

høyere vekst gjennom en sensitivitetsanalyse nedenfor. Som vi tidligere har sett, får vi svært like betaer for de tre selskapene, og vi bruker derfor samme WACC i alle tre verdsettelsene. Resultatet blir en verdi av egenkapitalen pr. 31.12.2006 på NOK 469,2 mrd (NOK 219 pr. aksje) for Statoil og NOK 154,3 mrd (NOK 124 pr. aksje²⁵) for petroleumsdelen av Hydro.

Disse verdiene er imidlertid ikke direkte sammenlignbare med verdien vi fikk for Statoil-Hydro, siden sistnevnte er verdsatt pr. 31.12.2007, ett år senere. Vi har derfor også estimert en verdi for det fusjonerte selskapet pr. 31.12.2006. Fremgangsmåten har da vært å diskontere kontantstrømmene ytterligere ett år tilbake, og ta med kontantstrømmen i 2007. Imidlertid diskonterer vi fra 2006 til 2007 med risikofri rente istedenfor WACC, siden det på det nåværende tidspunkt ikke er noen usikkerhet forbundet med kontantstrømmen i 2007. Vi oppnår da et verdiestimat for egenkapitalen i StatoilHydro som vist i Tabell 9.

Tabell 9. Verdi av StatoilHydro sammenlignet med summen av Statoil og Hydro Petroleum (NOK m)

Verdi av egenkapitalen 31.12.2006	599 590
Verdi Statoil + Hydro Petroleum, 31.12.2006	623 494
Differanse	-23 904

Vår foreløpige analyse viser altså et verditap som følge av fusjonen på NOK 23,9 mrd (3,8 %). Det er imidlertid mange usikkerhetskilder i denne beregningen. Den er for eksempel avhengig av avkastningskravet, og særlig betaestimatet er såpass usikkert at det er mulig å argumentere for både en høyere og en lavere WACC. Dessuten har vi, som tidligere nevnt, ikke tatt eksplisitt høyde for synergier. Disse kan enten gjenspeile seg i kontantstrømmene, gjennom høyere marginer som følge av skalafordeler, eller synergiene kan gi høyere inntektsvekst. Vi har valgt å gjennomføre en sensitivitetsanalyse hvor vi tester utslaget på verdidifferansen i Tabell 9 av ulike forutsetninger om WACC og vekstrater. Det forutsettes fremdeles at langsiktig driftsinntektsvekst ville ha vært 2 % for Statoil og Hydro Petroleum hver for seg, men vi varierer veksten for StatoilHydro etter fusjonen.

Det fremgår tydelig i Tabell 10 at vår foreløpige konklusjon om manglende lønnsomhet av fusjonen er svært sårbar for vekstforutsetningene. En endring i WACC innenfor et intervall på 5-9 % har ikke i seg selv en tilstrekkelig effekt til å gjøre fusjonen lønnsom. Imidlertid sy-

²⁵ Antall aksjer er det samme som for hele Hydro pr. 31.12.2006.

nes fusjonen lønnsom om den fører til vekstsynergier, slik at driftsinntektene på lang sikt vokser med 2,5 % istedenfor 2 % p.a. Synergiene vil da gi en verdiøkning på NOK 6,9 mrd.

Tabell 10. Påvirkning av WACC og langsiktig vekstestimat på verdieffekten av fusjonen

WACC/g	1,0 %	1,5 %	2,0 %	2,5 %	3,0 %
5 %	-217 865	-151 542	-63 340	59 865	244 322
6 %	-116 566	-81 454	-37 722	18 323	92 833
7 %	-66 354	-46 273	-22 293	6 886	43 210
8 %	-37 850	-25 863	-11 966	4 359	23 840
9 %	-20 114	-12 822	-4 559	4 898	15 848

Vi har også nevnt synergier som skyldes skalafordeler. StatoilHydro anslår i sin presentasjon av resultater for fjerde kvartal 2007 at årlige resultatforbedringer som følge av fusjonen vil beløpe seg til NOK 6 mrd før skatt. Om man antar at disse synergiene trer i kraft for fullt fra 2008, slik at man hvert år øker EBIT med NOK 6 mrd før skatt²⁶ (NOK 1,8 mrd etter skatt med en skattesats på 69,7 %), er nåverdien NOK 25,6 mrd. Sammenholdt med det tidligere beregnede tapet på NOK 23,9 mrd vil denne effekten gjøre fusjonen marginalt lønnsom. Om man antar at kostnadsreduksjonene kommer gradvis, med en lineær økning av EBIT frem til NOK 6 mrd i 2016, som imidlertid må sies å være en konservativ tilnærming, blir nåverdien NOK 19,9 mrd, og fusjonen synes fremdeles ulønnsom. Våre beregninger viser at synergien senest må få full effekt i 2010 om den årlige kostnadsreduksjonen i seg selv skal kunne rettferdiggjøre fusjonen.

Gitt de mange usikkerhetsmomentene er det derfor ikke mulig for oss å avvise at Statoil-Hydro-fusjonen har vært lønnsom på lang sikt.

²⁶ En vel så naturlig antagelse er kanskje at kostnadsbesparelsene vil øke i takt med inflasjonen eller vekstraten for driftsinntektene. Det vil i tilfelle bety en høyere nåverdi av synergiene.

10 Svakheter ved oppgaven

Beregningene i denne oppgaven, spesielt i delen som omhandler fundamentalanalyse, er i stor grad basert på våre forutsetninger, skjønnsmessig fastsatt ut fra den informasjonen vi har hatt tilgjengelig. Som vi har vist gjennom sensitivitetsanalyse, er resultatet av analysen svært avhengig av disse forutsetningene, og dette gjør det vanskelig å nå klare konklusjoner.

Den kanskje viktigste komponenten i fundamentalanalysen er estimeringen av driftsinntekter. I oppgaven vår har vi ikke basert inntektsestimeringen på oljepris, valutakurser og antatt fremtidig produksjon, slik det ville vært naturlig å gjøre dersom man var analytiker og skulle estimere en aksjepris. Imidlertid sitter vi som studenter ikke på god nok informasjon til å vurdere hvert enkelt produksjonsanlegg StatoilHydro eier, og hvor mye de er kapable til å produsere. Det har vist seg vanskelig å få en fullstendig oversikt over driftsinntektene via eksterne kilder.

Ettersom målet vårt ikke er verdsettelsen i seg selv, å komme frem til et estimat på aksjekursen, men heller å vurdere en fusjon, mener vi imidlertid at denne svakheten har mindre konsekvenser. For oppgavens konklusjon spiller valget av fremgangsmåte en mindre rolle, så lenge forutsetningene blir holdt like for hvert av de fusjonerte selskapene. Oljepriser og valutakurser ville ha vært de samme, uavhengig av om Statoil og Hydro Petroleum fusjonerte eller forble selvstendige selskaper. Hovedsaken er forskjellene mellom scenarioene, ikke likhetene.

11 Oppsummering

Denne oppgaven inneholder veldig mye av det pensumet man må igjennom for å oppnå en mastergrad ved Norges Handelshøyskole: strategi, finans, regnskap og statistisk metode. Alle disse feltene er viktige for å kunne analysere et økonomisk case som StatoilHydro-fusjonen. Vi har delt vår problemstilling inn i alle de fire nevnte fagområdene, i tillegg til at vi har sett problemet på både lang og kort sikt. Men med all denne fortreffelige teorien og de fornuftige beregningene, hva blir så konklusjonen? Var fusjonen lønnsom for Statoils og Hydros aksjonærer?

På kort sikt slo vi fast at fusjonen ikke var lønnsom. Vi satte til og med en pris på fusjonen: NOK -6 mrd. Denne analysen var basert på Statoils og Hydros aksjeavkastninger og utført statistisk. Dermed er det, for den kortsiktige analysen, mulig å konkludere så klart som vi har gjort. Dette reflekterer imidlertid markedets forventninger på det aktuelle tidspunktet, og forutsetningene kan ha endret seg siden.

Gjennom fundamentalanalysen skulle vi finne ut om fusjonen var lønnsom på lang sikt. Ut fra de forutsetninger vi mener er fornuftige, og som vi har argumentert godt for i oppgaven, har vi landet på at fusjonen gikk i break even. Det er selvsagt vanskeligere å trekke bombastiske konklusjoner med bakgrunn i fundamentalanalyser, ettersom disse er sterkt preget av vår egen oppfatning av Statoil og Hydro, og våre subjektive vurderinger av både selskapene og bransjen.

Bruner konkluderte med at 31,5 % av alle fusjoner ender opp i break even. Dermed er vår konklusjon på ingen måte overraskende eller grensesprengende.

Det kan altså virke som om markedet overreagerte da nyheten om StatoilHydro-fusjonen ble offentliggjort. I dag kan det virke som om analytikere²⁷ er mer positive til fusjonen, og at det forventes ytterligere konsolidering i petroleumsbransjen, både fra StatoilHydros side og i bransjen generelt. Mye tyder altså på at petroleumsbransjen er på vei inn i en modningsfase av bransjesyklusen, med sterkere konkurranse om nye felter. At StatoilHydro forsøker å spesialisere seg på utvinning på dypt vann, kan virke fornuftig. Derfor var det kanskje likevel ikke så dumt å slå sammen de to selskapene med størst kompetanse innenfor dette feltet.

²⁷ Se oversikt over analyser vi har sett på, nedenfor.

Bibliografi

Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2005). *Investments* (6. utg.). New York: McGraw-Hill.

Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2006). *Corporate Finance* (8. utg.). New York: McGraw-Hill.

Bruner, R. (2004). Where M&A Pays and Where It Strays: A Survey of the Research. *Journal of Applied Corporate Finance*, 16 (4), 63-76.

Chen, N.-F., Roll, R., & Ross, S. A. (1986). Economic Forces and the Stock Market. *Journal of Business*, 59 (3), 383-403.

Dagens Næringsliv. (2007a, 13. juli). Skeptiske analytikere. s. 6.

Dagens Næringsliv. (2007b, 26. oktober). Shtokman-fest på Oslo Børs. s. 63.

Damodaran, A. (2002). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset* (2. utg.). New York: John Wiley & Sons, Inc.

Dimson, E., Marsh, P., & Staunton, M. (2006, 7. april). "The Worldwide Equity Premium: A Smaller Puzzle". EFA 2006 Zurich Meetings Paper tilgjengelig fra SSRN: <http://ssrn.com/abstract=891620>.

DnB NOR Markets. (2006, 18. desember). Statoil and Hydro (Buy): Upped preliminary targets.

Dyrnes, S. (2004). Verdsettelse med bruk av multiplikatorer. *Praktisk økonomi og finans* (1), 43-52.

Exxon Mobil. (2008). *World energy demand and supply*. Hentet 10. mars, 2008 fra http://www.exxonmobil.com/Corporate/energy_outlook_outlooksector.aspx

Fama, E. F., & French, K. R. (1992). The Cross-Section of Expected Stock Returns. *Journal of Finance*, 47 (2), 427-465.

Fama, E. F., & French, K. R. (1996). Multifactor Explanations of Asset Pricing Anomalies. *Journal of Finance*, 51 (1), 55-84.

- Gaughan, P. A. (2007). *Mergers, Acquisitions and Corporate Restructurings* (4. utg.). Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Hill, C. W., & Jones, G. R. (2004). *Strategic Management Theory: An Integrated Approach* (6. utg.). Boston, Massachusetts: Houghton Mifflin Company.
- IEA. (2007). *Key World Energy Statistics*.
- Ingebrigtsen, A. (2006, 6. november). Eierskapets dilemma. *Dagens Næringsliv*, s. 3.
- Jacobsen, E. W., & Lien, L. B. (2001). *Ekspansjon: Strategi for forretningsutvikling*. Oslo: Gyldendal.
- Knivsflå, K. H. (2007). Forelesningsnotater i BUS 424 Regnskapsanalyse og verdsettelse.
- Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2005). *Valuation. Measuring and Managing the Value of Companies* (4. utg.). Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Lovdata. (2008). *Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster m.v.* Hentet 1. april, 2008 fra <http://www.lovdata.no/all/tl-19750613-035-0.html#2>
- MacKinlay, C. (1997). Event Studies in Economics and Finance. *Journal of Economic Literature*, 35 (1), 13-39.
- Norges Bank. (2008a). *Norske pengemarkedsrenter, NIBOR (daglig)*. Hentet 7. mars, 2008 fra http://www.norges-bank.no/Pages/Article____55480.aspx
- Norges Bank. (2008b). *Statsobligasjoner*. Hentet 7. mars, 2008 fra http://www.norges-bank.no/Pages/Article____55496.aspx
- Norges Bank. (2008c). *Norske pengemarkedsrenter, NIBOR (månedlig)*. Hentet 7. mars, 2008 fra http://www.norges-bank.no/Pages/Article____55482.aspx
- Norsk Hydro. (2007). *Our history*. Hentet 22. april, 2008 fra <http://www.hydro.com/en/About-Hydro/Our-history/>
- Nærings- og handelsdepartementet. (2006a). *Statens eierberetning*. Hentet 1. april, 2008 fra <http://ownershipreport.net/index.gan?id=8032>

Nærings- og handelsdepartementet. (2006b). *St.meld. nr. 13 (2006–2007): Et aktivt og langsiktig eierskap*. Hentet 1. april, 2008 fra <http://www.regjeringen.no/Rpub/STM/20062007/013/PDFS/STM200620070013000DDDPDF5.pdf>

Nærings og handelsdepartementet. (2006c). *Statens eierberetning*. Hentet 1. april, 2008 fra <http://www.eierberetningen.no/index.gan?id=7969>

Olje- og energidepartementet. (2008). *StatoilHydro ASA*. Hentet 7. mars, 2008 fra http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/Statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/Statoil-ASA.html?id=444383

Oljedirektoratet. (2006). *En oljetørst verden*. Hentet 5. mars, 2008 fra <http://www.npd.no/Norsk/Aktuelt/Nyheter/23.11.2006+fatih+birol+intervju+norsk.htm>

Persson, S. A. (2007). Forelesningsnotater i FIE 425 Derivater og risikostyring.

Porter 5 forces analysis. (2008). Hentet 10. mars, 2008 fra Wikipedia.org: http://en.wikipedia.org/wiki/Porter_5_forces_analysis

Skatteetaten. (2006). *Om petroleumsskattesystemet*. Hentet 1. april, 2007 fra <http://www.skatteetaten.no/Templates/Artikkel.aspx?id=5879&epslanguage=NO>

Stamland, T. (2006). Forelesningsnotater i FIE 401 Metoder for finansiell analyse.

Statistisk sentralbyrå. (2008). *Olje og gass*. Hentet 5. mars, 2008 fra http://www.ssb.no/olje_gass/

Statman, M. (1987). How Many Stocks Make a Diversified Portfolio? *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 22 (3), 353-363.

Statoil. (2007). *Statoils årsrapport for 2006*.

StatoilHydro. (2007). *Merger of Hydro Petroleum with Statoil*. Hentet april 08, 2008 fra <http://www.statoilhydro.com/no/InvestorCentre/results/Prospectus/Downloads/International%20Merger%20Prospectus.pdf>

StatoilHydro. (2008). *StatoilHydros årsrapport for 2007*.

Stensaker, I. (2006). Forelesningsnotater i SOL 040 Strategisk ledelse.

Sørgard, L., & Skjeret, F. (2002). *Fusjoner og oppkjøp – er det lønnsomt?* SNF-rapport nr. 29/2002.

Wright, B. (2007). Forelesningsnotater i FIE 437 M&A and Valuation.

Yara. (2007). *100 Years Young*. Hentet 22. april, 2008 fra
http://www.yara.com/en/about/history/stories/100years_young_inter.html

Andre kilder

Årsrapporter for flere år (de fleste: 2001-2007) for Statoil, Hydro, StatoilHydro, Petoro, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell og Total

Diverse analytikerrapporter som omhandler Statoil og StatoilHydro, fra Arctic Securities, Carnegie, First Securities og DnB NOR Markets

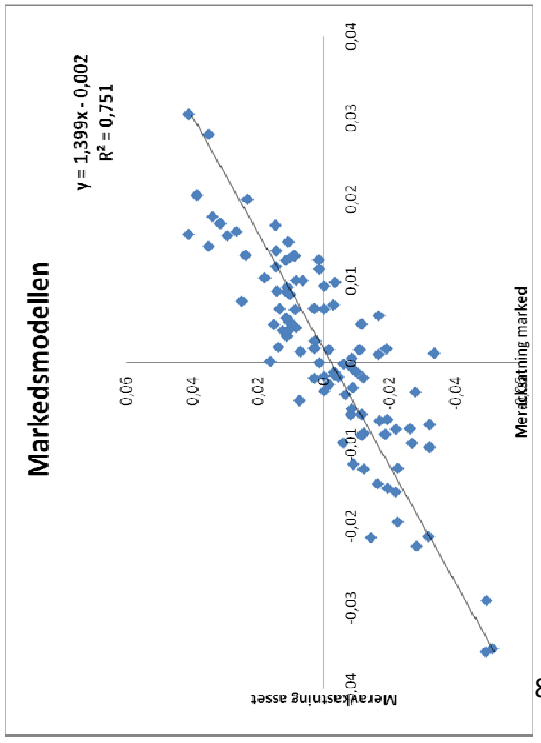
Datastream, Yahoo Finance, Google Finance, Norges Bank

Appendiks 1: Begivenhetsstudie

Statistisk Estimation	Statoil dato	siste	Logreturn	Daily risk free rate	Dato	Daily risk free rate	Logreturn Rf	OBX Dato	Siste	Höjd	Lav	Logreturn	Meravkastning market (X)	Meravkastning asset (Y)	$(y-y(g)) \cdot x$	$(x-x(g)) \cdot x$
1	17.07.2006	185,50	0,03120	3,12	17.07.2006	3,12	0,00009	17.07.2006	372,16	381,24	371,60	371,60	-0,0159	-0,02188	0,000333	0,000269
2	18.07.2006	181,50	0,03100	3,10	18.07.2006	3,10	0,00008	18.07.2006	366,31	372,16	362,43	362,43	0,0057	-0,01675	-9E-05	2,7E-05
3	19.07.2006	178,50	0,03090	3,09	19.07.2006	3,09	0,00008	19.07.2006	368,43	369,53	363,98	363,98	0,0092	0,01106	0,00011	7,52E-05
4	20.07.2006	180,50	0,03110	3,11	20.07.2006	3,11	0,00009	20.07.2006	371,85	377,23	368,43	368,43	-0,0196	-0,02249	0,000421	0,000403
5	21.07.2006	176,50	0,03100	3,10	21.07.2006	3,10	0,00008	21.07.2006	364,66	371,85	363,82	363,82	0,0032	0,01118	3,87E-05	7,1E-06
6	24.07.2006	178,50	0,03130	3,13	24.07.2006	3,13	0,00009	24.07.2006	365,85	366,21	362,55	362,55	0,0304	0,04107	0,001277	0,000893
7	25.07.2006	186,00	0,03130	3,13	25.07.2006	3,13	0,00009	25.07.2006	377,16	377,44	365,85	365,85	0,0001	-0,01090	-1,5E-05	8,56E-07
8	26.07.2006	184,00	0,03110	3,11	26.07.2006	3,11	0,00009	26.07.2006	377,76	379,24	376,21	376,21	0,0155	0,02937	0,00047	0,000225
9	27.07.2006	189,50	0,03110	3,11	27.07.2006	3,11	0,00009	27.07.2006	383,69	384,60	377,76	377,76	-0,0089	-0,01873	0,000157	8,67E-05
10	28.07.2006	186,00	0,03110	3,11	28.07.2006	3,11	0,00009	28.07.2006	380,34	383,69	380,31	380,31	0,0016	-0,01908	-2,9E-05	1,11E-06
11	31.07.2006	182,50	0,03120	3,12	31.07.2006	3,12	0,00009	31.07.2006	380,99	382,30	378,01	378,01	0,0026	0,00265	9,56E-06	4,39E-06
12	01.08.2006	183,00	0,03120	3,12	01.08.2006	3,12	0,00009	01.08.2006	382,02	387,04	380,99	380,99	0,0147	0,01078	0,000174	0,000203
13	02.08.2006	185,00	0,03130	3,13	02.08.2006	3,13	0,00009	02.08.2006	387,72	387,93	382,02	382,02	-0,0149	-0,01643	0,00023	0,000237
14	03.08.2006	182,00	0,03150	3,15	03.08.2006	3,15	0,00009	03.08.2006	382,01	388,63	380,79	380,79	0,0009	-0,01671	-1,5E-05	-2,3E-10
15	04.08.2006	179,00	0,03180	3,18	04.08.2006	3,18	0,00009	04.08.2006	382,40	385,88	381,25	381,25	0,0018	0,01378	2,69E-05	1,62E-06
16	07.08.2006	181,50	0,03190	3,19	07.08.2006	3,19	0,00009	07.08.2006	383,13	383,90	379,81	379,81	0,0001	0,01631	1,24E-06	6,2E-08
17	08.08.2006	184,50	0,03210	3,21	08.08.2006	3,21	0,00009	08.08.2006	383,19	386,46	382,23	382,23	-0,0064	-0,00825	4,67E-05	4,76E-05
18	09.08.2006	183,00	0,03210	3,21	09.08.2006	3,21	0,00009	09.08.2006	380,76	384,03	376,61	376,61	-0,0006	-0,00155	-0,000284	0,000254
19	10.08.2006	179,50	0,03220	3,22	10.08.2006	3,22	0,00009	10.08.2006	374,95	380,76	372,71	372,71	0,0006	0,00848	4,82E-06	1,02E-06
20	11.08.2006	178,00	0,03220	3,22	11.08.2006	3,22	0,00009	11.08.2006	374,74	379,57	374,43	374,43	0,0024	0,03859	0,00081	0,000399
98	29.11.2006	171,25	0,03670	3,67	29.11.2006	3,67	0,00010	29.11.2006	412,33	412,39	403,95	403,95	0,0015	-0,00156	-8,4E-07	8,77E-07
99	30.11.2006	171,00	0,03690	3,69	30.11.2006	3,69	0,00010	30.11.2006	412,99	417,10	412,33	412,33	-0,0031	-0,00891	2,48E-05	1,28E-05
100	01.12.2006	169,50	0,03700	3,70	01.12.2006	3,70	0,00010	01.12.2006	411,73	417,44	410,86	410,86				

Predikert Epsilon Epsilon^2 x*x (x-x(g))^2

Alpha-hat	0,0023	-0,01996	-0,00193	0,00000	0,000254	0,000284
x gjennomsnitt	0,0009	0,010301	-0,02705	0,00073	3,23E-05	2,26E-05
y gjennomsnitt	-0,0010	0,015158	-0,00410	0,00002	8,38E-05	6,76E-05
Alpha-hat	0,0010	-0,02511	0,00262	0,00001	0,000385	0,000422
x gjennomsnitt	0,0010	0,006783	0,00440	0,00002	1,01E-05	5,01E-06
y gjennomsnitt	-0,0007	0,044845	-0,00377	0,00001	0,000922	0,000866
Alpha-hat	0,0009	0,004448	-0,01534	0,00024	2,26E-06	3,24E-07
x gjennomsnitt	0,0009	0,024028	0,00534	0,00003	0,00024	0,000212
		-0,01005	-0,00867	0,00008	7,84E-05	9,58E-05
		0,004613	-0,02369	0,00056	2,63E-06	4,72E-07
		0,006002	-0,00335	0,00001	6,84E-06	2,82E-06
		0,022956	-0,01217	0,00015	0,000217	0,00019
		-0,01855	0,00211	0,00000	0,000223	0,000251
Beta-hat	1,3999	0,003651	-0,02036	0,00041	8,75E-07	6,29E-14
Standardvik Beta	49,2618	0,004892	0,00889	0,00008	3,32E-06	7,86E-07
T-verdi	0,0000	0,002441	0,01387	0,00019	5,15E-09	7,47E-07
P-verdi		-0,00668	-0,00157	0,00000	4,16E-05	5,45E-05
		-0,0193	-0,00009	0,00000	0,000239	0,000269
Sigma_Epsilon^2	0,0001	0,001438	-0,00992	0,00010	4,16E-07	2,5E-06
		0,030967	0,00763	0,00006	0,000418	0,000381
		0,004461	-0,00602	0,00004	2,29E-06	3,35E-07
		-0,00206	-0,00686	0,00005	9,86E-06	1,66E-05



Event Statoli	dato	siste	Daily risk free rate		Logreturn	OBX		Lav	Logreturn	Abnormal return	CAR			
			Dato	Daily risk free rate		Dato	Siste							
-10	04.12.2006	169,50	0,028424	3,68	0,0368	0,0001	04.12.2006	413,24	416,02	411,73	0,00	0,007466	0,020958	0,020958
-9	05.12.2006	171,25	0,010272	3,69	0,0369	0,000101	05.12.2006	416,52	417,77	413,24	0,01	0,013409	-0,00314	0,017821
-8	06.12.2006	168,50	-0,01619	3,69	0,0369	0,000101	06.12.2006	414,47	417,69	412,89	0,00	-0,00457	-0,01162	0,006198
-7	07.12.2006	167,50	-0,00595	3,72	0,0372	0,000101	07.12.2006	414,01	416,74	413,67	0,00	0,000786	-0,00674	-0,000054
-6	08.12.2006	167,25	-0,00149	3,75	0,0375	0,000102	08.12.2006	415,51	417,01	413,06	0,00	0,007404	-0,00089	-0,000944
-5	11.12.2006	165,25	-0,01203	3,75	0,0375	0,000102	11.12.2006	416,35	418,48	414,79	0,00	0,005168	-0,0172	-0,02664
-4	12.12.2006	168,50	0,019476	3,78	0,0378	0,000103	12.12.2006	418,74	418,76	414,29	0,01	0,010354	0,009122	-0,01751
-3	13.12.2006	166,50	-0,01194	3,78	0,0378	0,000103	13.12.2006	417,41	419,18	415,88	0,00	-0,00211	-0,00983	-0,02734
-2	14.12.2006	172,00	0,032499	3,82	0,0382	0,000104	14.12.2006	424,67	424,81	417,41	0,02	0,026481	0,006018	-0,02132
-1	15.12.2006	173,00	0,005797	3,84	0,0384	0,000105	15.12.2006	428,73	428,73	424,67	0,01	0,015661	-0,00986	-0,03119
0	18.12.2006	170,00	-0,01749	3,80	0,038	0,000104	18.12.2006	438,30	447,49	428,73	0,02	0,033247	-0,05074	-0,08193
1	19.12.2006	164,75	-0,03137	3,83	0,0383	0,000104	19.12.2006	432,46	438,30	429,12	-0,01	-0,01644	-0,01493	-0,09686
2	20.12.2006	166,00	0,007559	3,82	0,0382	0,000104	20.12.2006	438,39	438,52	432,46	0,01	0,021407	-0,01385	-0,11071
3	21.12.2006	161,00	-0,03058	3,88	0,0388	0,000106	21.12.2006	434,22	438,39	434,05	-0,01	-0,01104	-0,01954	-0,13025
4	22.12.2006	164,00	0,018462	3,90	0,039	0,000106	22.12.2006	435,24	436,58	433,43	0,00	0,005626	0,012836	-0,11742
5	27.12.2006	162,50	-0,00919	3,93	0,0393	0,000107	27.12.2006	437,43	438,57	434,51	0,01	0,009367	-0,01856	-0,13597
6	28.12.2006	165,25	0,016781	3,91	0,0391	0,000107	28.12.2006	441,20	441,25	437,43	0,01	0,014355	0,002427	-0,13355
7	29.12.2006	165,25	0	3,91	0,0391	0,000107	29.12.2006	440,36	442,10	440,34	0,00	-0,000033	0,000327	-0,13322
8	02.01.2007	166,50	0,007536	3,87	0,0387	0,000105	02.01.2007	446,46	447,04	440,20	0,01	0,0216	-0,01406	-0,14728
9	03.01.2007	163,25	-0,01971	3,89	0,0389	0,000106	03.01.2007	441,21	447,55	441,02	-0,01	-0,01422	-0,00549	-0,15278
10	04.01.2007	157,25	-0,03745	3,92	0,0392	0,000107	04.01.2007	430,49	441,21	430,29	-0,02	-0,03209	-0,00535	-0,15813

Tester dagene -10 til 10

AR snitt -0,008
St.dev 0,001
T-dist 14,5
P-verdi 0,000

H0: Ar snitt=0
Forkaster H0 på 5% signifikansnivå

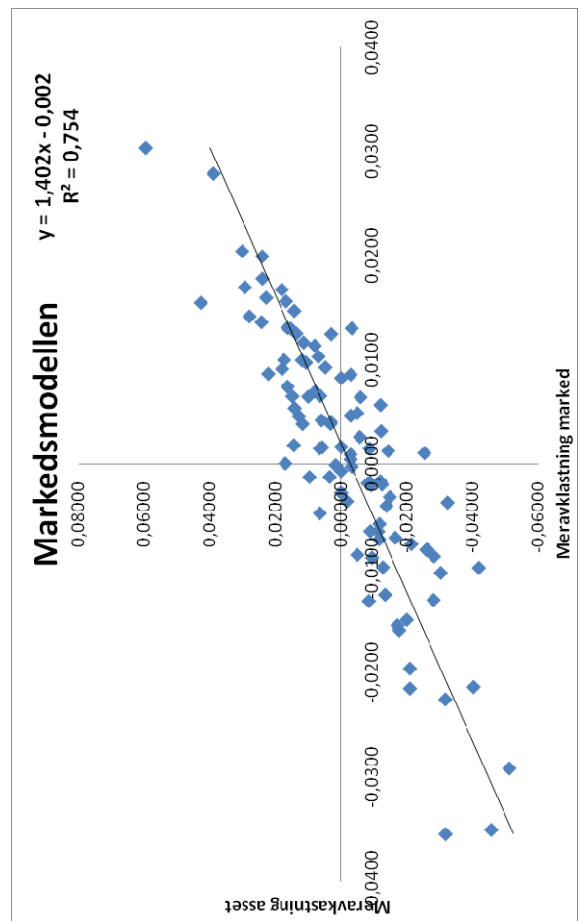
Tester dagene -1 til 1

AR snitt -0,025
St.dev 0,004
T.stat 6,9
P-verdi 0,020

H0: AR_snitt = 0
Forkaster H0 på 5% signifikansnivå

Norsk Hydro		Daily risk free rate		Logreturn Rf		OBX		Meravkastning							
Estimation	dato	siste	Logreturn	Dato	Daily risk free rate	Logreturn Rf	Dato	Siste	Høy	Lav	Logreturn	market (X)	asset (Y)	(y-y(g)) [*] x	(x-x(g)) [*] x
1	17.07.2006	55,31		17.07.2006	3,12	0,031199999	17.07.2006	372,16	381,24	371,60		-0,0159	-0,01784	0,000262	0,000269
2	18.07.2006	54,34	-0,01775	18.07.2006	3,10	0,030999999	18.07.2006	366,31	372,16	362,43	-0,02	0,0057	-0,01210	-6,1E-05	2,7E-05
3	19.07.2006	53,69	-0,01201	19.07.2006	3,09	0,030899999	19.07.2006	368,43	369,53	363,98	0,01	0,0092	0,01788	0,000176	7,52E-05
4	20.07.2006	54,66	0,017965	20.07.2006	3,11	0,031099999	20.07.2006	371,85	377,23	368,43	0,01	-0,0196	-0,02108	0,000386	0,000403
5	21.07.2006	53,53	-0,02099	21.07.2006	3,10	0,030999999	21.07.2006	364,66	371,85	363,82	-0,02	0,0032	-0,01228	-3,5E-05	7,1E-06
6	24.07.2006	52,88	-0,0122	24.07.2006	3,13	0,031300001	24.07.2006	365,85	366,21	362,55	0,00	0,0304	0,05946	0,001847	0,000893
7	25.07.2006	56,12	0,059541	25.07.2006	3,11	0,031000001	25.07.2006	377,16	377,44	365,85	0,03	0,0015	-0,00879	-1,1E-05	8,56E-07
8	26.07.2006	55,63	-0,00871	26.07.2006	3,11	0,031099999	26.07.2006	377,76	379,24	376,21	0,00	0,0155	0,04272	0,000683	0,000225
9	27.07.2006	58,07	0,042803	27.07.2006	3,11	0,031099999	27.07.2006	383,69	384,60	377,76	0,02	-0,0089	-0,02842	0,000239	8,67E-05
10	28.07.2006	56,44	-0,02833	28.07.2006	3,11	0,031099999	28.07.2006	380,34	383,69	380,31	-0,01	0,0016	0,00565	1,14E-05	1,11E-06
11	31.07.2006	56,77	0,005731	31.07.2006	3,12	0,031199999	31.07.2006	382,30	382,30	378,01	0,00	0,0026	-0,00582	-1,2E-05	4,39E-06
12	01.08.2006	56,44	-0,00573	01.08.2006	3,12	0,031199999	01.08.2006	382,02	387,04	380,99	0,00	0,0147	0,01418	0,000229	0,000203
13	02.08.2006	57,26	0,014266	02.08.2006	3,13	0,031300001	02.08.2006	387,72	387,93	382,02	0,01	-0,0149	-0,02011	0,00028	0,000237
14	03.08.2006	56,12	-0,02003	03.08.2006	3,15	0,031500001	03.08.2006	382,01	388,63	380,79	-0,01	0,0009	-0,00298	-1,5E-06	-2,3E-10
15	04.08.2006	55,96	-0,00289	04.08.2006	3,18	0,031800001	04.08.2006	382,40	385,88	381,25	0,00	0,0018	0,01430	2,86E-05	1,62E-06
16	07.08.2006	56,77	0,014389	07.08.2006	3,19	0,031899998	07.08.2006	383,13	383,90	379,81	0,00	0,0001	0,01691	1,31E-06	-6,2E-08
17	08.08.2006	57,74	0,016998	08.08.2006	3,21	0,0321	08.08.2006	383,19	386,46	382,23	0,00	-0,0064	-0,01139	6,46E-05	4,76E-05
18	09.08.2006	57,09	-0,0113	09.08.2006	3,21	0,0321	09.08.2006	380,76	384,03	376,61	-0,01	-0,0155	-0,01728	0,000246	0,000254
19	10.08.2006	56,12	-0,01719	10.08.2006	3,22	0,0322	10.08.2006	374,95	380,76	372,71	-0,02	0,0204	0,03005	0,000643	0,000399
98	29.11.2006	49,15	0,030153	29.11.2006	3,67	0,036700001	29.11.2006	412,33	412,39	403,95	0,02	0,0015	0,00648	1,19E-05	8,77E-07
99	30.11.2006	49,47	0,006579	30.11.2006	3,69	0,036900001	30.11.2006	412,99	417,10	412,33	0,00	-0,0031	-0,01496	4,27E-05	1,28E-05
100	01.12.2006	48,74	-0,01486	01.12.2006	3,70	0,037	01.12.2006	411,73	417,44	410,86	0,00				

Predikert Epsilon Epsilon^2 x*x (x-x(g))²



Alpha-hat	0,00285702
x gjennomsnitt	0,0009
y gjennomsnitt	-0,0014
Varians epsilon	0,000125276
Standardavvik epsilon	0,011192662
Standardavvik alfa	0,001122616
T-verdi	2,544966535
P-verdi	0,012489184
Beta-hat	1,402622614
Standardavvik Beta	0,09306556
T-verdi	4,326225688
P-verdi	3,65551E-05
Sigma_Epsilon^2	0,000127

Event Hydro	Event dato	siste	Logreturn	Daily risk free rate		Logreturn Rf	OBX			Logreturn	Predikert asset	Abnormal return	CAR		
				Dato	Daily risk free rate		Dato	Siste	Høy					Lav	
-10	04.12.2006	48,82	0,0017	04.12.2006	3,68	0,0368	0,0001	04.12.2006	413,24	416,02	411,73	0,00	0,0080	-0,0063	-0,0063
-9	05.12.2006	49,23	0,0083	05.12.2006	3,69	0,0369	0,000101	05.12.2006	416,52	417,77	413,24	0,01	0,0139	-0,0057	-0,0120
-8	06.12.2006	47,77	-0,0301	06.12.2006	3,69	0,0369	0,000101	06.12.2006	414,47	417,69	412,89	0,00	-0,0041	-0,0260	-0,0380
-7	07.12.2006	47,77	0,0000	07.12.2006	3,72	0,0372	0,000101	07.12.2006	414,01	416,74	413,67	0,00	0,0013	-0,0013	-0,0393
-6	08.12.2006	47,93	0,0034	08.12.2006	3,75	0,0375	0,000102	08.12.2006	415,51	417,01	413,06	0,00	0,0079	-0,0045	-0,0439
-5	11.12.2006	47,77	-0,0034	11.12.2006	3,75	0,0375	0,000102	11.12.2006	416,35	418,48	414,79	0,00	0,0057	-0,0091	-0,0530
-4	12.12.2006	48,42	0,0135	12.12.2006	3,78	0,0378	0,000103	12.12.2006	418,74	418,76	414,29	0,01	0,0109	0,0026	-0,0504
-3	13.12.2006	48,42	0,0000	13.12.2006	3,78	0,0378	0,000103	13.12.2006	417,41	419,18	415,88	0,00	-0,0016	0,0016	-0,0488
-2	14.12.2006	50,28	0,0378	14.12.2006	3,82	0,0382	0,000104	14.12.2006	424,67	424,81	417,41	0,02	0,0270	0,0108	-0,0380
-1	15.12.2006	50,69	0,0080	15.12.2006	3,84	0,0384	0,000105	15.12.2006	428,73	428,73	424,67	0,01	0,0162	-0,0082	-0,0462
0	18.12.2006	61,15	0,1876	18.12.2006	3,80	0,038	0,000104	18.12.2006	438,30	447,49	428,73	0,02	0,0338	0,1538	0,1077
1	19.12.2006	60,74	-0,0067	19.12.2006	3,83	0,0383	0,000104	19.12.2006	432,46	438,30	429,12	-0,01	-0,0160	0,0093	0,1170
2	20.12.2006	62,20	0,0237	20.12.2006	3,82	0,0382	0,000104	20.12.2006	438,39	438,52	432,46	0,01	0,0220	0,0018	0,1187
3	21.12.2006	61,72	-0,0079	21.12.2006	3,88	0,0388	0,000106	21.12.2006	434,22	438,39	434,05	-0,01	-0,0105	0,0027	0,1214
4	22.12.2006	60,99	-0,0119	22.12.2006	3,90	0,039	0,000106	22.12.2006	435,24	436,58	433,43	0,00	0,0061	-0,0180	0,1034
5	27.12.2006	61,96	0,0158	27.12.2006	3,93	0,0393	0,000107	27.12.2006	437,43	438,57	434,51	0,01	0,0099	0,0059	0,1093
6	28.12.2006	62,93	0,0156	28.12.2006	3,91	0,0391	0,000107	28.12.2006	441,20	441,25	437,43	0,01	0,0149	0,0007	0,1100
7	29.12.2006	62,77	-0,0026	29.12.2006	3,91	0,0391	0,000107	29.12.2006	440,36	442,10	440,34	0,00	0,0002	-0,0028	0,1073
8	02.01.2007	63,18	0,0064	02.01.2007	3,87	0,0387	0,000105	02.01.2007	446,46	447,04	440,20	0,01	0,0222	-0,0157	0,0915
9	03.01.2007	61,15	-0,0326	03.01.2007	3,89	0,0389	0,000106	03.01.2007	441,21	447,55	441,02	-0,01	-0,0137	-0,0189	0,0727
10	04.01.2007	59,04	-0,0351	04.01.2007	3,92	0,0392	0,000107	04.01.2007	430,49	441,21	430,29	-0,02	-0,0316	-0,0034	0,0692

Tester dagene
1 til 1

AR snitt
St.dev
T.stat
P-verdi

H0: AR_snitt = 0
Forkaster H0 på 5% signifikansnivå

Tester dagene
10 til 10

AR snitt
St.dev
T-dist
P-verdi

H0: Ar snitt=0
Forkaster H0 på 5% signifikansnivå

Appendiks 2: Estimering av beta

Hentet fra Datastream

		StatOil	StatOilHydro	Shell	BP	Exxon Mobil	Total	Chevron	Conoco Phillips	Gj.snitt (aritmetsk)	Hydro Petroleum
MSCI World Index	01.01.2003-20.02.2008										
Levered Beta				0,37	0,83	0,80	0,83	0,76	0,82	0,79	0,74
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,04	0,30	0,34	0,40	0,40	0,32	0,38	0,24	0,29
Levered Beta	22.02.2006 - 20.02.2008			0,57	0,66	0,78	0,82	0,65	0,79	0,79	0,72
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,06	0,18	0,26	0,35	0,17	0,27	0,18	0,18	0,21
Levered beta	01.01.2003 - 27.12.2006	0,29									
Levered Beta forklaringsgrad, R ²	Estimering kun av StatOil	0,03									
S&P 500	01.01.2003-20.02.2008										
Levered Beta			0,102	0,590	0,583	0,761	0,504	0,740	0,676	0,565	0,565
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,003	0,185	0,216	0,406	0,173	0,378	0,214	0,225	0,225
Levered Beta	20.02.2006 - 20.02.2008		0,0171	0,3305	0,4408	0,7584	0,2319	0,7296	0,5962	0,443	0,443
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,0001	0,0559	0,1020	0,3667	0,0263	0,2872	0,1261	0,138	0,138
Levered beta	01.01.2003 - 27.12.2006	0,10									
Levered Beta forklaringsgrad, R ²	Estimering kun av StatOil	0,0038									
OSEBX	01.01.2003-20.02.2008										
Levered Beta			1,00	0,54	0,60	0,34	0,57	0,37	0,49	0,56	0,56
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,54	0,25	0,23	0,41	0,35	0,15	0,18	0,30	0,30
Levered Beta	20.02.2006 - 20.02.2008		1,03	0,50	0,59	0,27	0,58	0,28	0,49	0,53	0,53
Levered Beta forklaringsgrad, R ²			0,63	0,36	0,23	0,13	0,46	0,12	0,24	0,31	0,31
Levered beta	01.01.2003 - 27.12.2006	1,01									
Levered Beta forklaringsgrad, R ²	Estimering kun av StatOil	0,50									
2007, NOK m											
Gjeld		35 786	50 539	98 419	169 703	52 018	155 076	39 326	117 930	16 437	16 437
Markedsverdi av egenkapital		361 829	540 101	1 229 511	1 259 858	2 783 535	948 342	1 071 577	788 039	133 342	133 342
D/E		9,9%	9,4%	8,0%	13,5%	1,9%	16,4%	3,7%	15,4%	12,3%	12,3%
Skattesats		66,3%	69,7%	41,8%	31,4%	38,9%	49,2%	44,5%	47,0%	73,8%	73,8%
Valutakurser pr. 31.12.2007		USD/EUR	0,6855								
		USD/NOK	5,4378								
Gjeld (m), 31.12.2007											
Chevron		7 232 USD									
ConocoPhillips		21 687 USD									
Total		19 549 EUR									
Shell		18 099 USD									
BP		31 208 USD									
ExxonMobil		9 566 USD									
StatOilHydro		50 539 NOK									
Market cap (m), 31.12.2007											
Chevron		197 061 USD									
ConocoPhillips		141 241 USD									
Total		174 398 USD									
Shell		154 994 EUR									
BP		231 685 USD									
ExxonMobil		511 887 USD									
StatOilHydro		540 101 NOK									

Bransjegenomsnitt	
Gjennomsnittlig levered beta	0,723
Gjennomsnittlig D/E (markedsverdi)	0,097
Gjennomsnittlig skattesats	0,461
Ulevered bransje-β	
Levered β	0,69
StatOilHydro	0,71
StatOil	0,71
Hydro Petroleum	0,71
Merrill Lynch-justert β	
StatOilHydro	0,80
StatOil	0,81
Hydro Petroleum	0,81

Appendiks 3: Regnskapsanalyse og verdsettelse

StatoilHydro

Utregninger

Skatt	2006	2007	06-07
Skattekostnad	119 389	102 170	
Resultat før skatt	171 236	146 811	
Effektiv skattesats	69,7 %	69,6 %	69,7 %
Skatt på driftsresultat	115 856	95 478	
Driftsresultat	166 164	137 204	
Driftsskattesats	69,7 %	69,6 %	69,7 %
Unormalt netto driftsresultat			
	2006	2007	
Andre inntekter	1 843	523	
Nedskrivninger	5 189	2 430	
Restruktureringskostnader	0	10 700	
Unormalt driftsresultat	-3 346	-12 607	
Skatt på unormalt driftsresultat	-2 333	-8 773	
Unormal skatt på normalt driftsresultat	115	-102	
Dirty surplus	-16 759	-8 778	
Unormalt netto driftsresultat	-17 887	-12 510	
Markedsverdier		2007	
Markedsverdi av egenkapitalen (marked cap)		540 101	
Markedsverdi av egenkapital, minoritetsinteresser og gjeld (enterprise value)		592 432	
Markedsverdi av netto driftskapital		552 028	
Gjeldskostnad etter skatt	2006	2007	
	1,9 %	1,8 %	
Beta			
Gjeldsjustert bransjebeta	0,71		
Justert beta (Merrill Lynch)	0,80		
Egenkapitalkrav		2007	
Risikofri rente etter skatt		3,3 %	
Beta		0,80	
Markedspremie		5,0 %	
Egenkapitalkrav		7,3 %	
WACC		2007	
Egenkapitalandel (inkl. minoritetsinteresser)		91,5 %	
Egenkapitalkrav		7,3 %	
Gjeldsandel		8,5 %	
Gjeldskostnad		1,8 %	
WACC		6,9 %	
Gjeldskostnad			
	2006	2007	
Kortsiktig rentebærende gjeld	1 529	5 515	
Vektet gjennomsnittlig rentesats	4,9 %	5,6 %	
Langsiktig rentebærende gjeld	49 215	44 373	
Vektet gjennomsnittlig rentesats	6,2 %	6,1 %	
Totalt			
Vektet gjennomsnittlig rentesats	6,2 %	6,0 %	
Skattefradrag	69,7 %	69,7 %	
Gjeldskostnad etter skatt	1,9 %	1,8 %	

Omgrupperte historiske regnskaper

Resultatregnskap

	2006	2007
Salgsinntekter	518 960	521 665
Resultatandel fra tilknyttede virksomheter	679	609
Sum driftsinntekter	519 639	522 274
Varekostnader	249 593	260 396
Driftskostnader	44 801	49 618
Salgs- og administrasjonskostnader	10 824	14 174
Undersøkelseskostnader	10 650	11 333
EBITDA	203 771	186 753
Avskrivninger	34 261	36 942
EBIT	169 510	149 811
Driftsrelatert skatt	118 074	104 353
Netto driftsresultat	51 436	45 458
Netto finansinntekter	919	919
Nettoresultat til sysselsatt kapital	52 355	46 377
Netto finanskostnader	928	832
Netto minoritetsresultat	730	545
Nettoresultat til egenkapitalen (normalisert)	50 697	45 001
Unormalt netto driftsresultat	-17 887	-12 510
Unormalt netto finansresultat	1 548	2 828
Fullstendig nettoresultat til egenkapitalen	34 358	35 318
Netto betalt utbytte	21 318	25 876
Endring i egenkapitalen	13 040	9 442
IB Egenkapital		167 833
UB Egenkapital		177 275

Balanse

	2006	2007
Driftsrelaterte anleggsmidler	314 295	334 647
Langsiktig driftsrelatert gjeld	125 351	130 415
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	188 944	204 232
Driftsrelaterte omløpsmidler	98 938	108 167
Kortsiktig driftsrelatert gjeld	109 293	123 197
Driftsrelatert arbeidskapital	-10 355	-15 030
Netto driftseiendeler	178 589	189 202
Finansielle anleggsmidler	18 353	18 781
Finansielle omløpsmidler	27 237	21 623
Finansielle eiendeler	45 590	40 404
Sysselsatte eiendeler	224 179	229 606
Egenkapital	167 833	177 275
Minoritetsinteresser	1 574	1 792
Langsiktig finansiell gjeld	49 215	44 373
Kortsiktig finansiell gjeld	5 557	6 166
Finansiell gjeld	54 772	50 539
Sysselsatt kapital	224 179	229 606

Forholdstall

	2006	2007	Historisk snitt STL Peers	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
EBIT/driftsinntekter	32,6 %	28,7 %	22,2 %	13,3 %								
EBIT (1 - t)/driftsinntekter	9,9 %	8,7 %	7,5 %	7,7 %	8,6 %	8,5 %	8,4 %	8,3 %	8,1 %	8,0 %	7,9 %	7,8 %
Varekostnad/driftsinntekter	48,0 %	49,9 %	58,8 %	58,6 %								
Driftskostnader/driftsinntekter	8,6 %	9,5 %	10,0 %	10,5 %								
Salgs- og administrasjonskostnader/driftsinntekter	2,1 %	2,7 %	1,9 %	4,4 %								
Undersøkelseskostnader/driftsinntekter	2,0 %	2,2 %	1,0 %	0,5 %								
Avkastning på netto driftskapital (inngående balanse)												
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	36,2 %	30,2 %	35,9 %	37,7 %	39,2 %	40,8 %	42,3 %	43,9 %	45,4 %	46,9 %	48,5 %	50,0 %
Driftsrelatert arbeidskapital/driftsinntekter	-2,0 %	-3,5 %	1,0 %	-1,6 %	-1,3 %	-1,0 %	-0,6 %	-0,3 %	0,0 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %
Driftsinntekter/netto driftskapital	2,9	3,8	2,8									
ROIC (før skatt)	83,9 %	86,0 %	38,4 %									
ROIC (etter skatt)	25,5 %	29,0 %	22,3 %									
Avkastning på netto driftskapital (gjennomsnittskapital)												
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	37,6 %	31,0 %	37,7 %									
Driftsrelatert arbeidskapital/driftsinntekter	-2,4 %	-3,3 %	1,1 %									
Driftsinntekter/netto driftskapital	2,8	3,6	2,7									
ROIC (før skatt)	81,5 %	81,2 %	36,7 %									
ROIC (etter skatt)	24,7 %	27,4 %	21,4 %									
Vekstrater												
Driftsinntekter	0,5 %	10,7 %	9,4 %	5,0 %	4,6 %	4,3 %	3,9 %	3,5 %	3,1 %	2,8 %	2,4 %	2,0 %
EBIT (1 - t)	-11,6 %	11,6 %	13,1 %									
Netto driftskapital	5,9 %	8,5 %	5,1 %									
Nettoresultat til egenkapitalen	-11,2 %	11,7 %	13,5 %									
Investeringsrater												
Bruttoinvestering	57,7 %	59,2 %	50,5 %									
Nettoinvestering	23,3 %	22,5 %	25,0 %									
Finansiering												
Rentedeckningsgrad		54,7	96,3	30,8								
Brutto rentedeckningsgrad		99,1	166,6	46,8								
Gjeld/sysselsatt kapital	24,4 %	22,0 %	32,1 %	21,4 %								
Gjeld/enterprise value		8,5 %	12,8 %	10,3 %								
Markedsverdi/bokført verdi av netto driftskapital		2,9	2,7	2,4								
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT		3,7	3,3	6,1								
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT (1 - t)		12,1	9,8	10,4								
Minoritetsinteresser/egenkapital	0,9 %	1,0 %	2,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Netto minoritetsresultat/minoritetsinteresser	34,6 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %	26,0 %
Netto finansinntekter/finansielle eiendeler	2,0 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
Netto finanskostnader/finansiell gjeld	1,5 %	1,1 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Utbytteforhold	42,1 %	57,5 %	41,1 %	61,5 %	65,6 %	69,6 %	73,7 %	77,7 %	81,7 %	85,8 %	89,8 %	89,6 %
ROE	26,8 %	30,9 %	24,0 %									

Regnskapsestimater

Resultatregnskap

	2006	2007	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Driftsinntekter	519 639	522 274	548 388	573 751	598 135	621 313	643 059	663 154	681 391	697 574	711 526
EBIT (1 - t)	51 436	45 458	47 153	48 670	50 047	51 268	52 319	53 187	53 862	54 334	54 598
Netto finansinntekter	919	919	814	1 007	946	841	693	502	270	0	0
Nettoresultat til sysselsatt kapital	52 355	46 377	47 967	49 678	50 993	52 109	53 012	53 689	54 132	54 334	54 598
Netto finanskostnader	928	832	767	767	767	767	767	767	767	769	1 000
Netto minoritetsresultat	730	545	466	513	557	596	631	662	687	706	721
Nettoresultat til egenkapital	50 697	45 001	46 734	48 397	49 669	50 745	51 613	52 260	52 678	52 859	52 877
Unormalt netto driftsresultat	-17 887	-12 510	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unormalt netto finansresultat	1 548	2 828	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fullstendig nettoresultat	34 358	35 318	46 734	48 397	49 669	50 745	51 613	52 260	52 678	52 859	52 877
Netto betalt utbytte	21318	25876	28 761	31 740	34 581	37 381	40 106	42 720	45 190	47 482	47 392
Endring i egenkapital	13 040	9 442	17 973	16 657	15 088	13 364	11 507	9 540	7 488	5 378	5 485

Balanse

	2006	2007	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	188 944	204 232	206 814	225 191	243 948	262 944	282 023	301 022	319 765	338 073	355 763
Driftsrelatert arbeidskapital	-10 355	-15 030	-9 037	-7 533	-5 851	-3 997	-1 984	175	2 461	4 855	7 335
Netto driftseiendeler	178 589	189 202	197 777	217 658	238 097	258 947	280 039	301 196	322 226	342 928	363 098
Finansielle eiendeler	45 590	40 404	49 983	46 929	41 729	34 379	24 910	13 390	0	0	0
Sysselsatte eiendeler	224 179	229 606	247 761	264 586	279 826	293 326	304 950	314 586	322 226	342 928	363 098
Egenkapital	167 833	177 275	195 248	211 905	226 993	240 357	251 865	261 405	268 893	274 270	279 756
Minoritetsinteresser	1 574	1 792	1 974	2 142	2 295	2 430	2 546	2 642	2 718	2 772	2 828
Finansiell gjeld	54 772	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539	50 539
Ny finansiell gjeld	0	0	0	0	0	0	0	0	76	15 347	29 975
Sysselsatt kapital	224 179	229 606	247 761	264 586	279 826	293 326	304 950	314 586	322 226	342 928	363 098

Verdsettelse

Forutsetninger

WACC	6,9 %
g	2,0 %

Verdiestimat 31.12.2007

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
EBIT (1 - t)		47 153	48 670	50 047	51 268	52 319	53 187	53 862	54 334	54 598
Endring i arbeidskapital		5 993	1 503	1 683	1 854	2 013	2 158	2 286	2 394	2 480
Capex - avskrivninger		2 582	18 377	18 757	18 996	19 080	18 998	18 743	18 308	17 690
FCFF		38 578	28 790	29 607	30 419	31 226	32 030	32 832	33 632	34 429
Diskonteringsfaktor		1,069	1,142	1,221	1,305	1,394	1,490	1,592	1,702	
Nåverdi 2008-2015	193 145	36 097	25 206	24 255	23 317	22 396	21 496	20 617	19 761	
Horisontverdi	415 132									
Verdi av netto driftskapital	608 277									
Finansielle eiendeler	40 404									
Enterprise value	648 681									
Finansiell gjeld	50 539									
Minoritetsinteresser	1 792									
Verdi av egenkapitalen	596 350									
Antall aksjer	3 196									
Verdi pr. aksje, 31.12.2007	187									

Verdiestimat 31.12.2006

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
EBIT (1 - t) (inkl. unormale driftsposter i 2007)		32 948	47 153	48 670	50 047	51 268	52 319	53 187	53 862	54 334	54 598
Endring i arbeidskapital		-4 675	5 993	1 503	1 683	1 854	2 013	2 158	2 286	2 394	2 480
Capex - avskrivninger		15 288	2 582	18 377	18 757	18 996	19 080	18 998	18 743	18 308	17 690
FCFF		22 335	38 578	28 790	29 607	30 419	31 226	32 030	32 832	33 632	34 429
Diskonteringsfaktor		1,033	1,104	1,180	1,261	1,348	1,441	1,540	1,645	1,758	
Nåverdi 2008-2015	208 555	21 617	34 937	24 396	23 475	22 568	21 677	20 805	19 954	19 126	
Horisontverdi	401 791										
Verdi av netto driftskapital	610 346										
Finansielle eiendeler	45 590										
Enterprise value	655 936										
Finansiell gjeld	54 772										
Minoritetsinteresser	1 574										
Verdi av egenkapitalen 31.12.2006	599 590										
Verdi Statoil + Hydro Petroleum, 31.12.2006	623 494										
Diff	-23 904										

Sensitivitetsanalyse - differanse mellom verdi av StatoilHydro og Statoil + Hydro Petroleum

Gitt g = 2% for Statoil og Hydro Petroleum	WACC/g	1,0 %	1,5 %	2,0 %	2,5 %	3,0 %
5 %		-217 865	-151 542	-63 340	59 865	244 322
6 %		-116 566	-81 454	-37 722	18 323	92 833
7 %		-66 354	-46 273	-22 293	6 886	43 210
8 %		-37 850	-25 863	-11 966	4 359	23 840
9 %		-20 114	-12 822	-4 559	4 898	15 848

Synergier som følge av kostnadsreduksjoner

NOK 6 mrd f.o.m 2008:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
Kostnadsreduksjon før skatt			6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Virkning EBIT (1 - t)			1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821
Diskonteringsfaktor		1,033	1,104	1,180	1,261	1,348	1,441	1,540	1,645	1,758	
NPV av kostnadsreduksjon	25 638		1 649	1 543	1 444	1 351	1 264	1 183	1 107	1 035	15 064

Gradvis økning til NOK 6 mrd f.o.m 2016:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
Kostnadsreduksjon før skatt			667	1 333	2 000	2 667	3 333	4 000	4 667	5 333	6000
Virkning EBIT (1 - t)			202	405	607	809	1 011	1 214	1 416	1 618	1 821
Diskonteringsfaktor		1,033	1,104	1,180	1,261	1,348	1,441	1,540	1,645	1,758	
NPV av kostnadsreduksjon	19 943		183	343	481	600	702	788	861	920	15 064

Gradvis økning til NOK 6 mrd f.o.m 2010:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
Kostnadsreduksjon før skatt			2 000	4 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6000
Virkning EBIT (1 - t)			607	1 214	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821	1 821
Diskonteringsfaktor		1,033	1,104	1,180	1,261	1,348	1,441	1,540	1,645	1,758	
NPV av kostnadsreduksjon	24 025		550	1 029	1 444	1 351	1 264	1 183	1 107	1 035	15 064

Multippelanalyse

	Shell	Total	ConocoPhillips	BP	Chevron	ExxonMobil	StatoilHydro
Market cap (USD m)	226 105	174 398	141 241	231 685	197 061	511 887	
Market cap (NOK m)	1 229 511	948 342	768 039	1 259 858	1 071 577	2 783 535	540 101
Markedsverdi av netto driftskapital (USD m)	233 095	189 821	161 596	255 045	194 209	479 424	
Markedsverdi av netto driftskapital (NOK m)	1 267 521	1 032 207	878 725	1 386 885	1 056 068	2 607 008	552 028
Valuta i årsrapporter	USD	EUR	USD	USD	USD	USD	NOK
Regnskapstall 2007, i de respektive valutaer							
Nettoreultat til egenkapitalen (normalisert)	28 463	14 216	14 029	20 824	16 583	43 026	45 001
EBIT	49 606	27 123	27 470	30 797	29 771	70 207	149 811
Avskrivninger	12 560	5 378	8 298	10 579	8 708	12 250	36 942
EBITDA	62 166	32 501	35 768	41 376	38 479	82 457	186 753
Skattesats	41,8 %	46,0 %	47,0 %	31,4 %	44,5 %	38,9 %	69,7 %
EBITDA (1 - t)	36 177	17 562	18 956	28 401	21 353	50 341	56 668
Regnskapstall 2007 (NOK m)							
Nettoreultat til egenkapital	154 778	112 768	76 288	113 239	90 173	233 964	45 001
EBITDA (1 - t)	196 722	139 314	103 077	154 439	116 112	273 746	56 668
Market Cap (NOK m)	1 229 511	948 342	768 039	1 259 858	1 071 577	2 783 535	540 101
Enterprise Value (NOK m)	1 267 521	1 032 207	878 725	1 386 885	1 056 068	2 607 008	552 028
Multipler (trailing)							
P/E	7,9	8,4	10,1	11,1	11,9	11,9	12,0
EV/EBITDA (1 - t)	6,4	7,4	8,5	9,0	9,1	9,5	9,7
Valutakurser 31.12.2007							
USD/NOK	5,4378						
USD/EUR	0,6855						

Kilder: Datastream, de respektive selskapers kvartalsrapporter og websider

Utregninger

Skatt

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	00-06
Skattekostnad	40 456	38 486	34 336	27 447	45 419	60 036	80 360	
Resultat før skatt	57 093	56 219	51 335	44 290	70 840	91 531	121 695	
Effektiv skattesats	70,9 %	68,5 %	66,9 %	62,0 %	64,1 %	65,6 %	66,0 %	66,3 %
Skatt på driftsresultat	42 377	38 443	28 880	30 513	41 605	62 364	77 170	
Driftsresultat	59 991	56 154	43 102	48 916	65 085	95 043	116 881	
Driftsskattesats	70,6 %	68,5 %	67,0 %	62,4 %	63,9 %	65,6 %	66,0 %	66,3 %

Unormalt netto driftsresultat

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Andre inntekter	70	4 810	1 270	232	1 219	1 668	1 228
Nedskrivninger	0	2 000	800	0	0	2 200	0
Unormalt driftsresultat	70	2 810	470	232	1 219	-532	1 228
Skatt på unormalt driftsresultat	49	1 924	315	145	779	-349	811
Unormal skatt på normalt driftsresultat	2 604	1 156	303	-1 905	-1 512	-646	-310
Dirty surplus	1 062	-537	-5 434	2 885	-3 214	2 430	-3 776
Unormalt netto driftsresultat	-1 522	-807	-5 582	4 878	-1 262	2 893	-3 049

Markedsverdier

	2003	2004	2005	2006
Markedsverdi av egenkapitalen (market cap)	163 671	208 011	339 386	361 829
Markedsverdi av egenkapital, minoritetsinteresser og gjeld (enterprise value)	202 432	245 816	374 971	399 080
Markedsverdi av netto driftskapital	160 921	209 248	335 013	366 813

Omgrupperte historiske regnskaper

Resultatregnskap

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Salgsinntekter	229 832	231 712	242 178	248 527	299 015	384 653	423 528
Resultatandel fra tilknyttede virksomheter	523	439	366	616	1 209	1 090	410
Sum driftsinntekter	230 355	232 151	242 544	249 143	300 224	385 743	423 938
Varekostnader	119 469	126 153	147 899	149 645	184 234	230 721	239 544
Driftskostnader	28 883	29 422	28 308	26 651	27 258	30 243	34 320
Salgs- og administrasjonskostnader	3 891	4 297	5 251	5 517	5 720	7 189	6 990
Undersøkelseskostnader	2 452	2 877	2 410	2 370	1 828	3 253	5 664
EBITDA	75 660	69 402	58 676	64 960	81 184	114 337	137 420
Avskrivninger	15 739	16 058	16 044	16 276	17 318	18 762	21 767
EBIT	59 921	53 344	42 632	48 684	63 866	95 575	115 653
Driftsrelatert skatt	39 723	35 363	28 262	32 274	42 338	63 359	76 669
Netto driftsresultat	20 198	17 981	14 370	16 410	21 528	32 216	38 984
Netto finansinntekter	846	717	596	417	353	485	725
Nettoresultat til sysselsatt kapital	21 044	18 698	14 967	16 827	21 881	32 701	39 710
Netto finanskostnader	686	915	658	296	102	182	426
Netto minoritetsresultat	484	488	153	289	505	765	720
Nettoresultat til egenkapitalen (normalisert)	19 874	17 295	14 155	16 243	21 274	31 755	38 564
Unormalt netto driftsresultat	-1 522	-807	-5 582	4 878	-1 262	2 893	-3 049
Unormalt netto finansresultat	-1 137	220	2 839	-1 681	1 690	-1 488	1 324
Fullstendig nettoresultat til egenkapitalen	17 215	16 708	11 412	19 439	21 702	33 160	36 839
Netto betalt utbytte	5494	32760	6169	6282	6846	11546	21255
Endring i egenkapitalen	11 721	-16 052	5 243	13 157	14 856	21 614	15 584
IB Egenkapital		67 826	51 774	57 017	70 174	85 030	106 644
UB Egenkapital		51 774	57 017	70 174	85 030	106 644	122 228

Balanse

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Driftsrelaterte anleggsmidler	142 492	136 451	132 008	137 550	163 255	185 021	214 518
Langsiktig driftsrelatert gjeld	53 536	53 047	54 535	59 444	69 003	70 684	83 698
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	88 956	83 404	77 473	78 106	94 252	114 337	130 820
Driftsrelaterte omløpsmidler	41 721	42 199	46 228	42 539	48 420	64 000	68 683
Kortsiktig driftsrelatert gjeld	52 825	51 583	55 200	53 221	56 405	76 066	72 291
Driftsrelatert arbeidskapital	-11 104	-9 384	-8 972	-10 682	-7 985	-12 066	-3 608
Netto driftseiendeler	77 852	74 020	68 501	67 424	86 267	102 271	127 212
Finansielle anleggsmidler	15 834	14 587	15 225	24 881	19 919	26 092	23 869
Finansielle omløpsmidler	13 602	6 458	11 969	16 630	16 649	13 866	8 398
Finansielle eiendeler	29 436	21 045	27 194	41 511	36 568	39 958	32 267
Sysselsatte eiendeler	107 288	95 065	95 695	108 935	122 835	142 229	159 479
Egenkapital	67 826	51 774	57 017	70 174	85 030	106 644	122 228
Minoritetsinteresser	2 480	1 496	1 550	1 483	1 616	1 492	1 465
Langsiktig finansiell gjeld	34 197	35 182	32 805	32 991	31 459	32 564	30 271
Kortsiktig finansiell gjeld	2 785	6 613	4 323	4 287	4 730	1 529	5 515
Finansiell gjeld	36 982	41 795	37 128	37 278	36 189	34 093	35 786
Sysselsatt kapital	107 288	95 065	95 695	108 935	122 835	142 229	159 479

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007E	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
EBIT/driftsinntekter	23,0 %	17,6 %	19,5 %	21,3 %	24,8 %	27,3 %	28,7 %	8,7 %	8,6 %	8,5 %	8,4 %	8,3 %	8,0 %	7,9 %	7,8 %	7,7 %
EBIT (1 - t)/driftsinntekter	7,7 %	5,9 %	6,6 %	7,2 %	8,4 %	9,2 %	8,7 %	8,7 %	8,6 %	8,5 %	8,4 %	8,3 %	8,0 %	7,9 %	7,8 %	7,7 %
Varekostnad/driftsinntekter	54,3 %	61,0 %	60,1 %	61,4 %	59,8 %	56,5 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %	49,9 %
Driftskostnader/driftsinntekter	12,7 %	11,7 %	10,7 %	9,1 %	7,8 %	8,1 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %
Salgs- og administrasjonskostnader/driftsinntekter	1,9 %	2,2 %	2,2 %	1,9 %	1,6 %	1,6 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %	2,7 %
Undersøkelleskostnader/driftsinntekter	1,2 %	1,0 %	1,0 %	0,6 %	0,8 %	1,3 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %
Avkastning på netto driftskapital (Inngående balanse)																
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	38,3 %	34,4 %	31,1 %	26,0 %	24,4 %	27,0 %	36,2 %	37,7 %	39,2 %	40,8 %	42,3 %	43,9 %	45,4 %	46,9 %	48,5 %	50,0 %
Driftsrelatert arbeidskapital/driftsinntekter	-4,8 %	-3,9 %	-3,6 %	-3,6 %	-2,1 %	-2,8 %	-2,0 %	-1,6 %	-1,3 %	-1,0 %	-0,6 %	-0,3 %	0,0 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %
Driftsinntekter/netto driftskapital	3,0	3,3	3,6	4,5	4,5	4,1	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
ROIC (før skatt)	68,5 %	57,6 %	71,1 %	94,7 %	110,8 %	113,1 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %	83,9 %
ROIC (etter skatt)	23,1 %	19,4 %	24,0 %	31,9 %	37,3 %	38,1 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %
Avkastning på netto driftskapital (gjennomsnittskapital)																
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	37,1 %	33,2 %	31,2 %	28,7 %	27,0 %	28,9 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %	37,6 %
Driftsrelatert arbeidskapital/driftsinntekter	-4,4 %	-3,8 %	-3,9 %	-3,1 %	-2,6 %	-1,8 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %	-2,4 %
Driftsinntekter/netto driftskapital	3,1	3,4	3,7	3,9	4,1	3,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
ROIC (før skatt)	70,2 %	59,8 %	71,6 %	83,1 %	101,4 %	100,8 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %	81,5 %
ROIC (etter skatt)	23,7 %	20,2 %	24,1 %	28,0 %	34,2 %	34,0 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %
Vekstrater																
Driftsinntekter	0,8 %	4,5 %	2,7 %	20,5 %	28,5 %	9,9 %	0,5 %	5,0 %	4,6 %	4,3 %	3,9 %	3,5 %	3,1 %	2,8 %	2,4 %	2,0 %
EBIT (1 - t)	-11,0 %	-20,1 %	14,2 %	31,2 %	49,6 %	21,0 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %	-11,6 %
Netto driftskapital	-4,9 %	-7,5 %	-1,6 %	27,9 %	18,6 %	24,4 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %	5,9 %
Nettoresultat til egenkapitalen	-13,0 %	-18,2 %	14,7 %	31,0 %	49,3 %	21,4 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %	-11,2 %
Investeringsrater																
Bruttoinvestering	35,9 %	34,5 %	46,5 %	93,1 %	68,2 %	76,9 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %	57,7 %
Nettoinvestering	-21,3 %	-38,4 %	-6,6 %	87,5 %	49,7 %	64,0 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %	23,3 %
Finansiering																
Rentedekningsgrad	19,7	21,8	55,5	212,1	177,2	91,6	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7	54,7
Brutto rentedekningsgrad	37,2	46,2	110,5	382,7	280,4	142,7	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1	99,1
Gjeld/sysselsatt kapital	44,0 %	38,8 %	34,2 %	29,5 %	24,0 %	22,4 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %	22,0 %
Gjeld/enterpris verdi	18,4 %	14,7 %	18,4 %	14,7 %	9,1 %	9,0 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %	8,5 %
Markedsverdi/bokført verdi av netto driftskapital	2,4	2,4	2,4	2,4	3,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT	3,3	3,3	3,3	3,3	3,5	3,2	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT (1 - t)	9,8	9,7	9,8	9,7	10,4	9,4	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Minoritetsinteresser/egenkapital	2,9 %	2,7 %	2,1 %	1,9 %	1,4 %	1,2 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Netto minoritetsresultat/minoritetsinteresser	19,7 %	19,7 %	10,2 %	18,6 %	34,1 %	47,3 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %	34,6 %
Netto finansinntekter/finansielle eiendeler	2,4 %	2,8 %	1,5 %	0,8 %	1,3 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
Netto finanskostnader/finansiell gjeld	2,5 %	1,6 %	0,8 %	0,3 %	0,5 %	1,2 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Utbytteforhold	189,4 %	43,6 %	38,7 %	32,2 %	36,4 %	55,1 %	57,5 %	61,1 %	64,6 %	68,2 %	71,8 %	75,3 %	78,9 %	82,5 %	86,0 %	89,6 %
ROE	25,5 %	27,3 %	28,5 %	30,3 %	37,3 %	36,2 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %	26,8 %

Regnskapsestimater

Resultatregnskap

	2006	2007E	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Driftsinntekter	423 938	426 088	447 392	468 084	487 978	506 887	524 628	541 022	555 900	569 103	580 485
EBIT (1 - t)	38 984	37 130	38 469	39 707	40 830	41 826	42 683	43 392	43 942	44 328	44 543
Netto finansinntekter	725	650	591	578	534	459	354	218	52	0	0
Nettoresultat til sysselsatt kapital	39 710	37 780	39 060	40 285	41 364	42 286	43 037	43 609	43 995	44 328	44 543
Netto finanskostnader	426	543	543	543	543	543	543	543	543	649	813
Netto minoritetsresultat	720	507	362	401	438	471	502	529	553	573	588
Nettoresultat til egenkapital	38 564	36 729	38 154	39 340	40 383	41 271	41 992	42 537	42 898	43 106	43 141
Unormalt netto driftsresultat	-3 049	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unormalt netto finansresultat	1 324	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fullstendig nettoresultat	36 839	36 729	38 154	39 340	40 383	41 271	41 992	42 537	42 898	43 106	43 141
Netto betalt utbytte	21255	21 120	23 301	25 429	27 544	29 622	31 638	33 567	35 383	37 093	38 663
Endring i egenkapital	15 584	15 609	14 853	13 911	12 839	11 648	10 353	8 970	7 515	6 013	4 479

Balanse

	2006	2007	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	130 820	154 147	168 725	183 718	199 021	214 518	230 083	245 583	260 874	275 811	290 243
Driftsrelatert arbeidskapital	-3 608	-8 448	-7 372	-6 146	-4 773	-3 261	-1 618	143	2 008	3 961	5 984
Netto driftseiendeler	127 212	145 699	161 353	177 572	194 247	211 257	228 465	245 725	262 882	279 772	296 227
Finansielle eiendeler	32 267	29 318	28 667	26 500	22 794	17 550	10 800	2 600	0	0	0
Sysselsatte eiendeler	159 479	175 017	190 020	204 072	217 041	228 807	239 265	248 326	262 882	279 772	296 227
Egenkapital	122 228	137 837	152 691	166 602	179 441	191 089	201 443	210 413	217 928	223 941	228 420
Minoritetsinteresser	1 465	1 393	1 543	1 684	1 814	1 932	2 036	2 127	2 203	2 264	2 309
Finansiell gjeld	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786	35 786
Ny finansiell gjeld	0	0	0	0	0	0	0	0	6 965	17 781	29 711
Sysselsatt kapital	159 479	175 017	190 020	204 072	217 041	228 807	239 265	248 326	262 882	279 772	296 227

Verdsettelse

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
EBIT (1 - t)	37 130	38 469	39 707	40 830	41 826	42 683	43 392	43 942	44 328	44 543	
Endring i arbeidskapital	-4 840	1 076	1 226	1 373	1 512	1 643	1 761	1 865	1 953	2 023	
Capex - avskrivninger	23 327	14 579	14 993	15 303	15 497	15 566	15 500	15 291	14 936	14 432	
FCFF	18 643	22 815	23 488	24 155	24 817	25 475	26 131	26 785	27 438	28 088	
Diskonteringsfaktor	1,069	1,142	1,221	1,305	1,394	1,490	1,592	1,702	1,819		
Nåverdi 2008-2015	157 304	17 444	19 975	19 241	18 515	17 799	17 097	16 409	15 738	15 085	
Horisontverdi	316 898										
Verdi av netto driftskapital	474 201										
Finansielle eiendeler	32 267										
Enterprise value	506 468										
Finansiell gjeld	35 786										
Minoritetsinteresser	1 465										
Verdi av egenkapitalen	469 217										
Antall aksjer	2 146										
Verdi pr. aksje, 31.12.2006	219										

WACC 6,9 %
g 2,0 %

Hydro Petroleum

Utregninger

Skatt

	2004	2005	2006	04-06
Skattekostnad	20 891	28 972	35 213	
Resultat før skatt	29 193	39 909	45 597	
Effektiv skattesats	71,6 %	72,6 %	77,2 %	73,8 %
Skatt på driftsresultat	21 377	30 453	34 491	
Driftsresultat	29 852	41 916	44 618	
Driftsskattesats	71,6 %	72,7 %	77,3 %	73,9 %

Unormalt netto driftsresultat

	2004	2005	2006
Andre inntekter	1 282	1 175	2 151
Nedskrivninger	0	208	4 939
Unormalt driftsresultat	1 282	967	-2 788
Skatt på unormalt driftsresultat	918	703	-2 155
Unormal skatt på normalt driftsresultat	-641	-492	1 634
Dirty surplus	-159	186	-1 818
Unormalt netto driftsresultat	846	943	-4 085

Omgrupperte historiske regnskaper

Resultatregnskap

	2004	2005	2006
Sølsinntekter	66 238	80 806	95 138
Resultatandel fra tilknyttede virksomheter	73	102	201
Sum driftsinntekter	66 311	80 908	95 339
Råmaterial- og energikostnader	23 100	25 063	29 066
Lønnskostnader	4 326	4 586	5 604
EBITDA	38 885	51 259	60 669
Avskrivninger	10 315	10 310	13 263
EBIT	28 570	40 949	47 406
Driftsrelatert skatt	21 100	30 243	35 012
Netto driftsresultat	7 470	10 706	12 394
Netto finansinntekter	7	32	31
Nettoresultat til sysselsatt kapital	7 477	10 738	12 425
Netto finanskostnader	245	93	0
Netto minoritetsresultat	0	0	0
Nettoresultat til egenkapitalen (normalisert)	7 232	10 646	12 425
Unormalt netto driftsresultat	846	943	-4 085
Unormalt netto finansresultat	65	-466	225
Fullstendig nettoresultat til egenkapitalen	8 143	11 123	8 566

Balanse

	2005	2006
Driftsrelaterte anleggsmidler	102 875	102 190
Langsiktig driftsrelatert gjeld	42 007	43 079
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	60 868	59 111
Driftsrelaterte omløpsmidler	23 939	24 828
Kortsiktig driftsrelatert gjeld	29 918	35 414
Driftsrelatert arbeidskapital	-5 979	-10 586
Netto driftseiendeler	54 889	48 525
Finansielle anleggsmidler	0	0
Finansielle omløpsmidler	783	1 128
Finansielle eiendeler	783	1 128
Sysselsatte eiendeler	55 672	49 653
Egenkapital	36 399	33 071
Minoritetsinteresser	0	0
Langsiktig finansiell gjeld	16 322	15 291
Kortsiktig finansiell gjeld	2 951	1 291
Finansiell gjeld	19 273	16 582
Sysselsatt kapital	55 672	49 653

Forholdstall

	2004	2005	2006	2007E	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
EBIT/driftsinntekter	43,1 %	50,6 %	49,7 %										
EBIT (1 - t)/driftsinntekter	11,3 %	13,2 %	13,0 %	12,5 %	11,9 %	11,4 %	10,9 %	10,3 %	9,8 %	9,3 %	8,7 %	8,2 %	7,7 %
Avkastning på netto driftskapital (inngående balanse)													
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter			63,8 %	62,5 %	61,1 %	59,7 %	58,3 %	56,9 %	55,5 %	54,2 %	52,8 %	51,4 %	50,0 %
Driftsrelater arbeidskapital/driftsinntekter			-6,3 %	-5,5 %	-4,8 %	-4,1 %	-3,4 %	-2,6 %	-1,9 %	-1,2 %	-0,4 %	0,3 %	1,0 %
Driftsinntekter/netto driftskapital			1,7										
ROIC (før skatt)			86,4 %										
ROIC (etter skatt)			22,6 %										
Avkastning på netto driftskapital (gjennomsnittskapital)													
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter			62,9 %										
Driftsrelater arbeidskapital/driftsinntekter			-8,7 %										
Driftsinntekter/netto driftskapital			1,8										
ROIC (før skatt)			91,7 %										
ROIC (etter skatt)			24,0 %										
Vekstrater													
Driftsinntekter		22,0 %	17,8 %	0,5 %	5,0 %	4,6 %	4,3 %	3,9 %	3,5 %	3,1 %	2,8 %	2,4 %	2,0 %
EBIT (1 - t)		43,3 %	15,8 %										
Netto driftskapital			-11,6 %										
Nettoresultat til egenkapitalen		47,2 %	16,7 %										
Investeringsrater													
Bruttoinvestering			26,9 %										
Nettoinvestering			-51,3 %										
Finansiering													
Rentedekningsgrad	30,5	115,7											
Brutto rentedekningsgrad	72,6	227,2											
Gjeld/sysselsatt kapital		34,6 %	33,4 %										
Gjeld/enterprise value													
Markedsverdi/bokført verdi av netto driftskapital													
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT													
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT (1 - t)													
Minoritetsinteresser/egenkapital													
Netto minoritetsresultat/minoritetsinteresser													
Netto finansinntekter/finansielle eiendeler			4,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
Netto finanskostnader/finansiell gjeld				1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Utbytteforhold				30,0 %	36,0 %	42,1 %	48,1 %	54,2 %	60,2 %	66,3 %	72,3 %	78,4 %	84,4 %
ROE			34,1 %										

Regnskapsestimater

Resultatregnskap

	2006	2007E	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Driftsinntekter	95 339	95 822	100 614	105 267	109 741	113 993	117 983	121 670	125 016	127 985	130 545
EBIT (1 - t)	12 394	11 947	12 008	12 003	11 928	11 783	11 567	11 281	10 925	10 503	10 017
Netto finansinntekter	31	23	95	209	312	405	485	554	611	656	690
Nettoresultat til sysselsatt kapital	12 425	11 969	12 103	12 212	12 241	12 188	12 052	11 834	11 535	11 158	10 707
Netto finanskostnader	0	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
Netto minoritetsresultat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nettoresultat til egenkapital	12 425	11 718	11 851	11 960	11 989	11 936	11 801	11 583	11 284	10 907	10 456
Unormalt netto driftsresultat	-4 085	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unormalt netto finansresultat	225	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fullstendig nettoresultat	8 566	11 718	11 851	11 960	11 989	11 936	11 801	11 583	11 284	10 907	10 456
Netto betalt utbytte		3 515	4 272	5 034	5 771	6 467	7 107	7 675	8 159	8 546	8 825
Endring i egenkapital		8 202	7 579	6 926	6 218	5 469	4 694	3 907	3 124	2 361	1 631

Balanse

	2006	2007	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E	2016E
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	59 111	59 850	61 450	62 835	63 986	64 887	65 525	65 888	65 969	65 764	65 272
Driftsrelatert arbeidskapital	-10 586	-5 310	-4 840	-4 296	-3 677	-2 987	-2 230	-1 411	-537	385	1 346
Netto driftseiendeler	48 525	54 541	56 609	58 539	60 309	61 900	63 295	64 477	65 432	66 149	66 618
Finansielle eiendeler	1 128	4 708	10 369	15 506	20 084	24 080	27 484	30 300	32 545	34 249	35 457
Sysselsatte eiendeler	49 653	59 249	66 978	74 045	80 393	85 980	90 779	94 777	97 977	100 398	102 075
Egenkapital	33 071	41 273	48 853	55 779	61 997	67 467	72 161	76 068	79 192	81 553	83 184
Minoritetsinteresser	0	1 393	1 543	1 684	1 814	1 932	2 036	2 127	2 203	2 264	2 309
Finansiell gjeld	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582	16 582
Ny finansiell gjeld	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sysselsatt kapital	49 653	59 249	66 978	74 045	80 393	85 980	90 779	94 777	97 977	100 398	102 075

Verdsettelse

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Terminal
EBIT (1 - t)		11 947	12 008	12 003	11 928	11 783	11 567	11 281	10 925	10 503	10 017
Endring i arbeidskapital		5 276	469	545	619	690	757	819	874	922	961
Capex - avskrivninger		739	1 600	1 385	1 151	901	638	363	81	-205	-492
FCFF		5 931	9 939	10 073	10 158	10 192	10 172	10 099	9 970	9 786	9 548
Diskonteringsfaktor		1,069	1,142	1,221	1,305	1,394	1,490	1,592	1,702	1,819	
Nåverdi 2008-2015	62 006	5 550	8 702	8 252	7 787	7 310	6 827	6 341	5 858	5 380	
Horisontverdi	107 724										
Verdi av netto driftskapital	169 731										
Finansielle eiendeler	1 128										
Enterprise value	170 859										
Finansiell gjeld	16 582										
Minoritetsinteresser	0										
Verdi av egenkapitalen	154 277										
Antall aksjer	1 248										
Verdi pr. aksje, 31.12.2006	124										

WACC 6,9 %
g 2,0 %

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBIT/driftsinntekter	13,6 %	9,4 %	10,7 %	13,3 %	14,8 %	16,2 %	15,2 %
EBIT (1 - t)/driftsinntekter	7,2 %	4,9 %	6,7 %	8,0 %	9,0 %	9,1 %	8,8 %
Varekostnad/driftsinntekter	53,6 %	58,1 %	57,3 %	59,7 %	62,6 %	59,1 %	59,6 %
Driftskostnader/driftsinntekter	23,4 %	24,5 %	23,1 %	20,5 %	17,2 %	17,4 %	17,7 %
Salgs- og administrasjonskostnader/driftsinntekter	4,7 %	5,2 %	4,9 %	4,6 %	3,8 %	3,6 %	3,6 %
Undersøkeleskostnader/driftsinntekter	0,7 %	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %
Avkastning på netto driftskapital (inngående balanse)							
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	42,3 %	40,4 %	40,4 %	34,8 %	29,3 %	30,3 %	34,0 %
Driftsrelateret arbeidskapital/driftsinntekter	1,3 %	0,8 %	0,5 %	0,4 %	1,0 %	1,4 %	1,8 %
Driftsinntekter/netto driftskapital	2,3	2,5	2,5	2,9	3,4	3,2	3,0
ROIC (før skatt)	28,6 %	20,9 %	29,3 %	39,9 %	52,5 %	51,3 %	46,1 %
ROIC (etter skatt)	16,7 %	12,1 %	17,1 %	23,2 %	30,4 %	29,8 %	26,9 %
Avkastning på netto driftskapital (gjennomsnittskapital)							
Netto driftsrelaterte anleggsmidler/driftsinntekter	42,3 %	45,6 %	41,1 %	35,6 %	30,8 %	33,1 %	35,3 %
Driftsrelateret arbeidskapital/driftsinntekter	1,2 %	0,5 %	0,4 %	0,8 %	1,3 %	1,7 %	1,9 %
Driftsinntekter/netto driftskapital	2,3	2,2	2,5	2,8	3,2	3,0	2,9
ROIC (før skatt)	28,5 %	19,4 %	28,8 %	38,8 %	49,2 %	47,7 %	44,4 %
ROIC (etter skatt)	16,7 %	11,3 %	16,8 %	22,5 %	28,7 %	27,8 %	25,9 %
Vekstrater							
Driftsinntekter*	-9,3 %	-0,2 %	21,7 %	24,3 %	24,0 %	4,8 %	5,6 %
EBIT (1 - t)*	-16,6 %	-19,2 %	65,7 %	40,0 %	37,7 %	7,4 %	2,2 %
Netto driftskapital*	0,3 %	3,9 %	1,7 %	7,6 %	6,8 %	6,6 %	9,1 %
Nettoreultat til egenkapitalen*	-15,9 %	-20,9 %	68,5 %	41,8 %	38,6 %	7,9 %	2,1 %
Investeringsrater							
Bruttoinvestering*	36,9 %	66,5 %	46,0 %	51,4 %	50,4 %	48,8 %	53,5 %
Nettoinvestering*	1,6 %	38,6 %	14,4 %	28,5 %	30,0 %	26,8 %	35,2 %
Finansiering							
Rentedekningsgrad*	13,8	13,1	19,3	31,2	45,6	49,1	43,2
Brutto rentedekningsgrad*	23,0	26,4	32,6	48,7	62,3	71,3	63,3
Gjeld/syselsatt kapital	24,8 %	27,2 %	24,3 %	20,6 %	17,3 %	18,4 %	17,0 %
Gjeld/enterprise value			13,6 %	10,7 %	8,9 %	9,7 %	8,6 %
Markedsverdi/bokført verdi av netto driftskapital			2,2	2,4	2,3	2,5	2,6
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT			7,7	6,3	5,0	5,5	6,2
Markedsverdi av netto driftskapital/EBIT (1 - t)			13,1	10,7	8,5	9,3	10,5
ROE	18,2 %	13,3 %	20,2 %	26,3 %	32,5 %	30,1 %	27,6 %

Bare tre selskaper, pga. manglende detaljer for de andre

*) Median istedenfor gjennomsnitt, pga. enkelte ekstreme verdier.

Forklaring til utregningene

- Vi har i stor grad tatt like forutsetninger i fremtidige estimater for Statoil, Hydro Petroleum og StatoilHydro. Dette er gjort for å lette sammenligningen mellom selskapene og analysen av mulige synergier. Det er altså i utgangspunktet antatt at selskapene ville utviklet seg relativt likt om fusjonen ikke hadde inntruffet.
- Vi har i estimeringene av fremtidige forholdstall tatt utgangspunkt i historiske gjennomsnitt for Statoil og for peers. Hvor historiske snitt for Statoil avviker fra peers, er det generelt antatt en langsiktig konvergering mot bransjesnittet, jf. konklusjonene fra den strategiske analysen. Det er gjort unntak for enkelte forholdstall, som gjeld i prosent av enterprise value, hvor vi antar at de nyeste verdiene gir best informasjon om fremtidig kapitalstruktur.
- Driftsinntektenes vekstrate antas for StatoilHydro å falle lineært fra 5 % i 2008 til 2 % i 2016. Dette gir en betydelig lavere vekst enn det historiske snittet, men er i samsvar med analytikerestimater. Det tilsvarende forutsetningene for Statoil og Hydro Petroleum, men sensitivitetsanalysen viser effekten på verdien av StatoilHydro av endrede vekstforutsetninger som følge av synergier.
- Minoritetsinteresser er behandlet forenklet, ved at de antas å utgjøre 1 % av egenkapitalen i hvert enkelt år, tilsvarende regnskapsåret 2007 for StatoilHydro. Netto minoritetsresultat som andel av minoritetsinteresser antas lik det historiske bransjesnittet på 26 %, da vi ikke har noen bedre forutsetninger.
- Utbytteforholdet justeres gradvis oppover, for å samsvare med forutsetninger om lavere langsiktig vekst og en stabilt lavere ROE. Dette bryter med StatoilHydros intensjon om et utbytteforhold på 45-50 % (i årsrapporten for 2007, s. 96). Imidlertid vil et så lavt utbytteforhold på lang sikt føre til høy vekst (eller en urealistisk opphopning av finansielle eiendeler) i forhold til vår analyse.
- Eksisterende finansiell gjeld holdes konstant (antas refinansiert), mens vi har en egen linje for ny gjeld som tas opp, for å få fremtidsbalansen til å gå opp. Dette samsvarer ikke helt med forutsetningene om en konstant gjeldsgrad, og dermed konstant WACC. Det har imidlertid ingen innvirkning på verdiestimatet, som baserer seg på FCF, og dermed ikke er avhengig av fremtidige finansinntekter og -kostnader.
- Statoil/StatoilHydro har negativ arbeidskapital. Som det påpekes i Damodaran (2002, s.265), kan vi ikke regne at med at dette vedvarer, og vi lar derfor arbeidskapital som andel av driftsinntekter konvergere mot bransjesnittet på 1 %.
- Vi regner med en økning i netto driftsrelaterte anleggsmidler som andel av driftsinntektene. Dvs. at det i fremtiden vil kreves mer kapital per krone driftsinntekt som genereres. Dermed vil capex øke i forhold til hva de har vært historisk. Dette er i samsvar med analytikerestimater fra bl.a. Arctic Securities. Det er også plausibelt, siden det kreves stadig mer ressurser for å utvinne nye, mer krevende oljeforekomster (Afrika, Russland, oljesand i Alaska og Canada).