

Masteroppgave innenfor Økonomi & Administrasjon  
ved Universitetet i Stavanger.

Våren 2009

---

## OPPKJØPSKANDIDAT-

---



---

## EN KONSEKVENNS AV OLJEPRISFALL?

---



Av:

Aldina Maksumic  
Cecilie Østhus Castro

## Sammendrag

Formålet med oppgaven er å undersøke hvordan oljeprisfallet fra juli til desember 2008 påvirker aktuelle oppkjøpskandidater i oljebransjen. En oppkjøpskandidat defineres som et selskap med underliggende verdier høyere enn aksjepris. Utgangspunktet for analysen er regnskapstallene til de to heteste oppkjøpskandidatene i dagens medier, nemlig Det Norske Oljeselskap ASA og Norwegian Energy Company ASA.

Utvalget vårt består av 17 oljeselskaper som driver med leting og produksjon på norsk sokkel. Av disse selskapene karakteriseres tre av dem oppkjøpskandidater: Revus Energy ASA har allerede blitt kjøpt opp, mens Noreco og Det Norske er aktuelle oppkjøpskandidater. I tillegg til å belyse hvordan oljeprisfallet påvirker selskapene, vil analysen vurdere særtrekk ved oppkjøpskandidatene i forhold til bransjen. Oppgaven vil også belyse eventuelle fellestrekk mellom oppkjøpskandidatenes utvikling og utviklingen til Revus de to siste årene før oppkjøp.

Den empiriske analysen tar utgangspunkt i nøkkeltall som er valgt på bakgrunn av hva forskere, analytikere og ledelse fokuserer på i egne rapporter. Med ordet nøkkeltall mener vi ikke bare de tradisjonelle, regnskapsbaserte forholdstallene, men også andre operasjonelle og finansielle indikatorer. Nøkkeltallsanalysen gir et bilde over selskapenes relative verdiutvikling.

Oljeprisfall kan føre til at selskaper blir mer eller mindre aktuelle oppkjøpskandidater. Et selskap blir en mer aktuell oppkjøpskandidat dersom aksjeprisen reduseres i forhold til underliggende verdier, eller dersom underliggende verdier øker i forhold til aksjepris. En mindre aktuell oppkjøpskandidat blir dyrere for eventuelle kjøpere, noe som kan bety at aksjeprisen øker i forhold til underliggende verdier. Ineffektive aksjemarkeder er gjerne hovedforklaringen på hvorfor aksjeprisen avviker fra selskapsverdi.

Resultatene våre indikerer at Det Norske fremstår som en mer aktuell oppkjøpskandidat i etterkant av oljeprisfallet. Utviklingen i nøkkeltall indikerer negativ effekt på aksjepris, samtidig med positiv effekt på underliggende verdier. Noreco fremstår imidlertid verken som en mer eller mindre aktuell oppkjøpskandidat, ettersom både aksjepris og underliggende verdier reduseres som en konsekvens av oljeprisfallet.

## Innholdsfortegnelse

Sammendrag .....	ii
Innholdsfortegnelse .....	iii
Figurer .....	v
Tabeller.....	vi
Forord .....	vii
1.0 Innledning.....	8
2.0 Problemstilling og målsetninger.....	9
2.1 Problemstilling .....	9
2.2 Målsetninger.....	11
3.0 Teoretisk forankring .....	12
3.1 Efficient Market Hypothesis .....	12
3.2 Oljeprisens påvirkning på aksjepris .....	14
3.3 GAAP versus non-GAAP.....	15
4.0 Bakgrunn .....	17
4.1 Motiv bak oppkjøp og fusjon .....	17
4.2 Tiltakende konkurranse på norsk kontinentalsokkel.....	19
4.3 Om E&P – virksomhet .....	21
4.3.1 <i>Revus Energy ASA</i> .....	22
4.3.2 <i>Det Norske Oljeselskap ASA</i> .....	25
4.3.3 <i>Norwegian Energy Company ASA</i> .....	28
5.0 Metode.....	30
5.1 Forskningsinstrument .....	31
5.2 Utvalg .....	34
5.3 Datainnsamling og analysegrunnlag .....	36
5.3.1 <i>Datainnsamling</i> .....	36
5.3.2 <i>Analysegrunnlag</i> .....	36
5.4 Validitet .....	38
5.5 Reliabilitet .....	39
5.5.1 <i>Analysens forutsetninger</i> .....	40
6.0 Tradisjonell nøkkeltallsanalyse .....	42
6.1 Likviditet .....	42
6.1.1 <i>Likviditetsgrad 2</i> .....	43
6.1.2 <i>Arbeidskapital</i> .....	45
6.2 Finansiering og soliditet .....	46
6.2.1 <i>Egenkapitalprosent</i> .....	47
6.2.2 <i>Gjeldsgrad</i> .....	48
6.2.3 <i>Anleggsprosent</i> .....	50
6.2.4 <i>Rentedekningsgrad</i> .....	51
6.2.4.1 <i>Rentedekningsgrad inkl. valutaposter</i> .....	52
6.2.4.2 <i>Rentedekningsgrad ekskl. valutaposter</i> .....	53
6.3 Rentabilitet .....	54

6.3.1 Totalkapitalrentabilitet (TKR).....	54
6.3.2 Egenkapitalrentabilitet (EKR).....	56
7.0 Nøkkeltall for oljebransjen.....	57
7.1 Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt (RoACE).....	58
7.2 Operasjonell effektivitet.....	59
7.2.1 Letekostnader og lisenser.....	60
7.2.1.1 Letekostnader.....	60
7.2.1.2 Lisenser.....	62
7.2.2 Produksjon.....	63
7.2.3 Investeringer.....	65
7.2.4 Reserveerstatningsrate.....	67
7.3 Finansiell effektivitet.....	68
7.3.1 Produksjonskostnader.....	68
7.3.2 EBITDA.....	70
7.3.3 Cash flow from operations (CFO).....	71
7.3.4 Debt- adjusted cash flow (DACF).....	73
8.0 Diskusjon og drøfting.....	75
8.1 Særtrekk ved oppkjøpselskapene i forhold til bransjen.....	75
8.1.1 Resultater av den tradisjonelle analysen.....	75
8.1.2 Resultater av den spesifikke, oljerelaterte analysen.....	77
8.2 Fellestrekk mellom utviklingen til Revus og oppkjøpskandidatene.....	78
8.3 Oljeprisfallets påvirkning på oppkjøpskandidatene.....	80
8.3.1 Resultater av den tradisjonelle analysen.....	80
8.3.2 Resultater av den spesifikke, oljerelaterte analysen.....	81
8.4 Svakheter ved den empiriske analysen.....	82
9.0 Konklusjon.....	82
Litteraturliste.....	84
Vedlegg 1.....	92
Vedlegg 2.....	95
Vedlegg 3.....	98

## Figurer

<i>Figur 2.1.1 Revus: Underliggende verdi i forhold til aksjepris</i> .....	11
<i>Figur 4.3.1.1 Prosentvis endring aksjepris Revus vs. Brent Oil (2008)</i> .....	23
<i>Figur 4.3.1.2 Prosentvis endring aksjepris Revus vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)</i> .....	23
<i>Figur 4.3.2.1 Prosentvis endring aksjepris Det Norske vs. Brent Oil (2008)</i> .....	27
<i>Figur 4.3.2.2 Prosentvis endring aksjepris Det Norske vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)</i> .....	27
<i>Figur 4.3.3.1 Prosentvis endring aksjepris Noreco vs. Brent Oil (2008)</i> .....	29
<i>Figur 4.3.3.2 Prosentvis endring aksjepris Noreco vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)</i> .....	29
<i>Figur 6.1.1.1 Likviditetsgrad 2</i> .....	44
<i>Figur 6.1.2.1 Arbeidskapital</i> .....	45
<i>Figur 6.2.1.1 Egenkapitalprosent</i> .....	47
<i>Figur 6.2.2.1 Gjeldsgrad</i> .....	49
<i>Figur 6.2.3.1 Anleggsprosent</i> .....	50
<i>Figur 6.2.4.1.1 Rentedekningsgrad inkl. valutaposter</i> .....	52
<i>Figur 6.2.4.2.1 Rentedekningsgrad ekskl. valutaposter</i> .....	53
<i>Figur 6.3.1.1 Totalkapitalrentabilitet</i> .....	55
<i>Figur 6.3.2.1 Egenkapitalrentabilitet</i> .....	56
<i>Figur 7.1.1 Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt</i> .....	59
<i>Figur 7.2.1.1.1 Letekostnader</i> .....	61
<i>Figur 7.2.1.2.1 Antall lisenser</i> .....	62
<i>Figur 7.2.2.1 Produksjon</i> .....	64
<i>Figur 7.2.3.1 Investeringer</i> .....	66
<i>Figur 7.3.1.1 Produksjonskostnader/ produksjon</i> .....	69
<i>Figur 7.3.2.1 EBITDA</i> .....	71
<i>Figur 7.3.3.1 CFO/ fat o.e</i> .....	72
<i>Figur 7.3.4.1 DACF</i> .....	74

## Tabeller

<i>Tabell 6.1.1.1 Datagrunnlag likviditetsgrad 2</i> .....	44
<i>Tabell 6.1.2.1 Datagrunnlag arbeidskapital</i> .....	46
<i>Tabell 6.2.1.1 Datagrunnlag egenkapitalprosent</i> .....	48
<i>Tabell 6.2.2.1 Datagrunnlag gjeldsgrad</i> .....	49
<i>Tabell 6.2.3.1 Datagrunnlag anleggsprosent</i> .....	51
<i>Tabell 6.2.4.1.1 Datagrunnlag rentedekningsgrad inkl. valutaposter</i> .....	52
<i>Tabell 6.2.4.2.1 Datagrunnlag rentedekningsgrad ekskl. valutaposter</i> .....	53
<i>Tabell 6.3.1.1 Datagrunnlag totalkapitalrentabilitet</i> .....	55
<i>Tabell 6.3.2.1 Datagrunnlag egenkapitalrentabilitet</i> .....	57
<i>Tabell 7.1.1 Datagrunnlag avkastning på sysselsatt kapital etter skatt</i> .....	59
<i>Tabell 7.2.1.1.1 Datagrunnlag leteknader</i> .....	61
<i>Tabell 7.2.1.2.1 Datagrunnlag lisenser</i> .....	63
<i>Tabell 7.2.2.1 Datagrunnlag produksjon</i> .....	64
<i>Tabell 7.2.3.1 Datagrunnlag investeringer</i> .....	66
<i>Tabell 7.3.1.1 Datagrunnlag produksjonskostnader/ produksjon</i> .....	69
<i>Tabell 7.3.2.1 Datagrunnlag EBITDA</i> .....	71
<i>Tabell 7.3.3.1 Datagrunnlag CFO/ fat o.e.</i> .....	72
<i>Tabell 7.3.4.1 Datagrunnlag DACF</i> .....	74

## Forord

Denne masteroppgaven er den avsluttende delen av vår utdanning innenfor studiet økonomi og administrasjon ved Universitetet i Stavanger (UIS). Oppgaven tar utgangspunkt i oljeselskaper som driver med leting og produksjon på norsk kontinentalsokkel, og har et generelt fokus på fagområdet finans samtidig med et mer spesielt fokus på regnskapsanalyse.

Oppgaveskrivingen har vært en meget interessant og lærerik prosess som har gitt oss mange nye utfordringer. Til tross for at vanlig praksis blant økonomistudenter ved UIS er å skrive den avsluttende oppgaven alene, valgte vi å samarbeide. Bakgrunnen for dette valget var tosidig: Vi mente begge at et slikt samarbeid ville gi oss god forberedelse til samarbeidet ute i næringslivet generelt, og oppgaven virket for omfattende til å ta fatt på alene. Samarbeidet har fungert veldig bra, og vi sitter begge igjen med en mengde nye positive erfaringer.

Vi vil gjerne få takke vår veileder, Bernt Arne Ødegård, for gode råd og tips i forbindelse med gjennomføringen av oppgaven. Vi vil også få takke KPMG i Stavanger for god hjelp, da særlig i oppstartsfasen med kartlegging av interessante problemstillinger. Samtidig er vi takknemlige for hjelp fra DnB Nor og analytikerens Espen Hennie som har bidratt med rapporter og tall i de tilfeller hvor regnskapene har vært ufullstendige. Tilslutt må vi få rette en stor takk til våre mange støttespillere hjemme: Uten dere hadde vi ikke greid å fullføre et så omfattende og arbeidsintensivt studie som dette økonomistudiet har vist seg å være.

Stavanger, 12.06.09

---

Aldina Maksumic

---

Cecilie Østhus Castro

## 1.0 Innledning

*“Financial ratios do not tell the full story of an enterprise. They are at best a crude representation, in financial terms, of the performance of an enterprise in its key processes.”*

(Bull, 2008, s. 103)

Sitatet ovenfor er tatt fra en av de mange bøkene om nøkkeltallsanalyse vi har lest som forberedelse til denne oppgaven. Bakgrunnen for hvorfor vi velger å starte med dette sitatet, er fordi vi vil minne leserne på at ingen analyse fullstendig klarer å beskrive en virksomhet, ei heller denne. Det finnes et uendelig antall nøkkeltall, og ingen av dem, verken hver for seg eller sammen, klarer å fange opp absolutt alle egenskaper ved et selskap. Vi mener at det er viktig å bli påminnet dette, og at våre valg av nøkkeltall og tilhørende konklusjoner kun brukes som inspirasjon til videre forskning, ikke som endelig fasit.

Hovedformålet med oppgaven er, med utgangspunkt i nøkkeltall, å studere selskapers relative verdiutvikling, det vil si aksjeprisutvikling i forhold til utvikling i underliggende verdier. Ved å ta utgangspunkt i selskapers tidligere prestasjoner og bransjegjennomsnitt, vil vi undersøke på hvilken måte oljeprisfall bidrar til å gjøre selskaper mer attraktive i forhold til oppkjøp.

Vi har valgt å ta utgangspunkt i oljebransjen, og setter fokus på selskaper som driver med leting og produksjon på norsk sokkel (heretter kalt E&P- selskaper). Disse selskapene er interessante fordi deres daglige drift er eksponert mot betydelige ytre risikokilder, som f.eks. økning i priser på innsatsfaktorer og oljeprisfall. Mange peker på den senere tids finanskrisen som utløsende årsak til oljeprisfallet, og de økte prisene på innsatsfaktorer som et direkte resultat av høykonjunkturen de siste par år. Resultatet av begge forhold er imidlertid redusert lønnsomhet for selskapene, og dermed mindre velvillighet fra investorene i forhold til å stille midler til disposisjon. For selskaper som opplever finansielle problemer, forbedrer heller ikke urolige finansmarkeder situasjonen.

Opgaven vår har sitt utgangspunkt i historien til Revus Energy ASA, et E&P- selskap som i midten av desember 2008 ble kjøpt opp av det tyske oljeselskapet Wintershall Norwegen Explorations- und Produktions-GmbH (heretter kalt Wintershall). Vi vil ikke fokusere på oppkjøpet i seg selv, men på den kuriositeten at tilbudet om oppkjøp kom på en tid da



oljeprisen hadde vært, og fortsatt var, i fritt fall. Wintershall kom med sitt tilbud om kjøp 27.10.08, og beholdt dette opprinnelige tilbudet frem til oppkjøpet var en realitet den 18.12.08 (Revus Energy ASA, 2008a; Wintershall, 2008). Dette til tross for at oljeprisen hadde rast med nærmere 25 % i løpet av perioden: Fra 60,42 USD/bbl den 27.10.08 til 46,01 USD/bbl den 18.12.08, og med over 70 % fra begynnelsen av juli til midten av desember 2008 (Castro & Maksumic, 2009a). En logisk konsekvens av oljeprisfallet burde gjerne vært et redusert tilbud, ettersom Revus sine reserver og produksjon i midten av desember ble vurdert og solgt til en langt lavere pris i markedet enn da tilbudet først ble offentliggjort. Tilbudet ble imidlertid stående, og Revus forble en høyaktuell oppkjøpskandidat nærmest uavhengig av oljeprisnivå.

## 2.0 Problemstilling og målsetninger

### 2.1 Problemstilling

Vår problemstilling er:

*Kan finansiell nøkkeltallsanalyse avdekke hvorvidt oljeprisfall medfører at E&P- selskaper blir mer aktuelle oppkjøpskandidater?*

Vi velger altså å basere oppgaven på *finansiell nøkkeltallsanalyse*. Med ordet nøkkeltall mener vi ikke bare de tradisjonelle, regnskapsbaserte forholdstallene, men også andre operasjonelle og finansielle indikatorer. Hadde vi valgt å fokusere oppgaven kun omkring et selskap ville det vært hensiktsmessig å forlenge analysen med en utregning av eksakt selskapsverdi, og sett på hvordan verdien endret seg ved oljeprisfall. Formålet er imidlertid å ta for seg verdiutviklingen til flere selskaper, og tidsbegrensninger samt hensyn til oppgavens problemstilling gjør at eksakt verdsettelse faller utenfor.

Vi vil spesielt konsentrere oss om hvordan *oljeprisfallet* fra tredje til fjerde kvartal 2008 har hatt innvirkning på nøkkeltallene. Når vi refererer til oljepris, mener vi prisen per fat av oljetypen "Brent Oil" som er den prisen som kontinuerlig registreres på Oslo Børs. Når vi refererer til oljeprisfall, mener vi prisfallet på over 70 % i perioden fra juli (med

toppnoteringen 146,01 USD/bbl den 04.07.08) til desember (med bunnoteringen 38,45 USD/bbl den 29.12.08).

Analysen vår vil basere seg på et utvalg av *E&P-selskaper* som opererer på norsk sokkel. I arbeidet med å konstruere et representativt utvalg tok vi utgangspunkt i Olje- og energidepartementets oversikt over operatører og rettighetshavere på norsk sokkel (Tofte, Moen, & Zenker, 2008, s.219-220). Vi delte selskapene inn etter hvorvidt de er leteselskaper, E&P-selskaper eller integrerte selskaper (Castro & Maksumic, 2009b). Et integrert selskap ble definert som et selskap som deltar både i oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter. Oppstrømsaktiviteter er leting etter og produksjon av olje og gass, mens nedstrømsaktiviteter er raffinering av petroleumsprodukter og forsyning av produktene ut til markedene (Store Norske Leksikon, 2009). De integrerte selskapene ble ekskludert fordi vi ville forsøke å rendyrke utvalgets eksponering mot volatil oljepris. Etersom leteselskapene som regel ikke har inntekter og den mest synlige effekten av oljeprisfall derfor uteblir, ble også disse selskapene ekskludert.

Begrepet *oppkjøpskandidat* er et sammensatt begrep som er mye brukt i media, men lite i litteraturen generelt. Vi definerer en oppkjøpskandidat som et selskap som har underliggende verdier høyere enn hva aksjeprisen skulle tilsi. Man kan altså kjøpe selskapet billig. For å finne den underliggende selskapsverdien er man nødt til å gjennomføre en fundamentalanalyse av selskapet, og da gjerne basert på selskapets forventede, fremtidige kontantstrømmer. Det hører til sjeldenhetene at investorer som gjennomfører en slik analyse kommer frem til samme verdier, men de er som regel enige om hvorvidt selskapets aksjer bør kjøpes eller selges. Blir resultatet at aksjene bør kjøpes, kan man gjerne aggregere denne konklusjonen og si at selskapet er en oppkjøpskandidat.

Wintershall kjøpte Revus for NOK 110 per aksje, noe som tilsvarer en overkurs på omtrent 145 % i forhold til hva Revus sin aksjepris var den 24.10.08 (NOK 44,90). Setter vi som forutsetning at Revus sine underliggende verdier i løpet av de to siste årene konstant var 145 % høyere enn aksjeprisen, får vi følgende illustrasjon (Castro & Maksumic, 2009a):



Figur 2.1.1 Revus: Underliggende verdi i forhold til aksjepris

## 2.2 Målsetninger

Utgangspunktet vårt vil være regnskapstallene til de to heteste oppkjøpskandidatene i dagens medier, nemlig Det Norske Oljeselskap ASA (heretter kalt Det Norske) og Norwegian Energy Company ASA (heretter kalt Noreco). Vi vil analysere likheter og ulikheter i nøkkeltallene til disse selskapene, og basere sammenligningen både på selskapenes tidligere prestasjoner samt bransjegjennomsnitt. Vi vil også studere hvordan oppkjøpskandidatenes nøkkeltallsutvikling samsvarer med utviklingen i nøkkeltallene til Revus.

For å kunne analysere oljeprisfallets innvirkning på tallene, vil vi trekke analysen av oppkjøpskandidatene ut til og med fjerde kvartal 2008. Trekker priset f.eks. lønnsomhetstallene i negativ retning, kan dette gi indikasjon på at verdien av selskapet er blitt redusert. Antar vi svak effektivitet i aksjemarkedene, dvs. relativt stabile aksjepriser til tross for negativ informasjon, vil dette bety at selskapet er blitt en mindre aktuell oppkjøpskandidat.

For å få drøftet problemstillingen vår på best mulig måte velger vi å definere noen målsetninger som skal fungere som røde tråder gjennom analysen:

- Har oppkjøpsselskapene spesielle særtrekk i forhold til bransjen, som f.eks. høyere gjeld eller dårligere likviditet?
- Er det noen fellestrekk mellom utviklingen til Revus de to siste årene før oppkjøp og oppkjøpskandidatenes utvikling?
- Hvilken innvirkning har oljeprisfallet på analysen, og påvirker prisfallet begge oppkjøpskandidater på samme måte?

### **3.0 Teoretisk forankring**

Ettersom oppgaven i stor grad vil være et resultat av empiriske undersøkelser, og disse vil ta utgangspunkt i et på forhånd lite utforsket tema, vil bruken av teorier være begrenset. En del av oppgaven vil bygge opp under allerede etablert lærestoff, men store deler av den vil også ta i bruk nyere forskningsteori, og da særlig for å underbygge valg av nøkkeltall. I tillegg vil anvendt teori blant annet handle om hvordan aksjepriser reagerer på endringer i oljepris. I løpet av de siste par årene er det gjort en del forskning på nettopp dette området, og særlig oljeinvestorer har stor interesse av slik informasjon. Det er også viktig å være klar over at aksjemarkedene som regel heller ikke er perfekte, og forskning har blant annet avdekket at analytikernes reaksjon på ny informasjon er asymmetrisk (Asche, Misund, Mohn, & Osmundsen, 2006).

#### ***3.1 Efficient Market Hypothesis***

”Efficient Market Hypothesis” (EMH) antar at aksjenes markedspris reflekterer kunnskap og forventninger til alle investorer (Johnston, 1992). Denne hypotesen sier at det ikke er mulig for investorer å oppnå avkastning høyere enn gjennomsnittlig markedsavkastning, med mindre investorene har tilgang på innsideinformasjon. Et marked er effektivt dersom ”all the available information is instantly processed when it reaches the market and it is immediately reflected in a new value of prices of the assets traded” (Mantegna & Stanley, 2000, s. 9). Et

effektivt marked er imidlertid et idealisert system, og i virkelighetens markeder finnes alltid ineffektivitet.

Alt avhengig av hvilken informasjon markedsprisen reflekterer, antar EMH tre grader av markedseffektivitet (Johnston, 1992; Vinod & Reagle, 2005):

1. **Svak form for effektivitet** gjelder dersom aksjens markedspris kun reflekterer historisk informasjon, noe som gjerne er tilfellet i markeder hvor det er dyrt å hente frem oppdatert økonomisk informasjon til enhver tid. Svak form for effektivitet har imidlertid blitt mindre vanlig med tiden, ettersom teknologien har gjort det lettere å få tak i økonomiske nyheter raskere. Dersom reserveanslagene knyttet til et felt øker uten at det kommer direkte kunngjøringer fra de involverte selskapene om dette, er det i slike markeder usikkert om selskapenes aksjepris vil stige.
2. **Middels form for effektivitet** gjelder dersom aksjens markedspris reflekterer all historisk informasjon og i tillegg alle forventninger om bedriften. Denne markedsformen kan forklare fenomenet med høyere aksjepris til tross for dårlige nyheter (og omvendt). Investorene kan gjerne forvente at selskapet leverer dårlige kvartalstall, men når tallene først blir offentliggjort er de ikke så dårlige som først forventet. Dette kan føre til at aksjeprisen, til tross for dårlige nyheter, stiger.
3. **Sterk form for effektivitet** gjelder dersom aksjens markedspris reflekterer all tilgjengelig informasjon. I et slikt marked kan investoren aldri tjene tilleggsprofitt, og nettopp på bakgrunn av dette karakteriseres denne markedsformen som idealet. Virkelighetens markeder inneholder imidlertid ineffektivitet, da de normalt karakteriseres som middels effektive.

Tilhengerne av EMH mener at endringen i aksjepris er en funksjon av både avkastningskrav, ny informasjon og nye forventninger blant investorene. På bakgrunn av dette mener de at aksjepriser ikke kan predikeres, og derfor at aksjeprisutviklingen best kan forklares som "random walk" (Vinod & Reagle, 2005, s. 25). "Random walk" beskriver aksjeprisutviklingen som uforutsigbar, og historiske priser og trender anses ubrukelige i arbeidet med å forklare fremtidig prisutvikling.

Det finnes imidlertid også motstandere av EMH og "random walk" modellen. Johnston (1992) peker på at hovedgrunnen til hvorfor hypotesen ikke er universalt akseptert, er først og fremst forutsetningen som sier at alle investorer øyeblikkelig mottar og registrerer all ny informasjon. Til tross for at vi lever i en elektronisk tidsalder, er forutsetningen diskutabel. I tillegg peker motstanderne på paradokset hvorfor aksjeanalytikerne fortsatt har arbeid, da deres investeringsbeslutninger først og fremst er basert på analyse av pristrender. Paradokset gjør det vanskelig å argumentere for at pristrender ikke har betydning for fremtidig markedsoppførsel. Tilhengerne av EMH hevder at markedets aksjepris reflekterer selskapers underliggende verdier, men motstanderne mener dette er urealistisk ettersom selskaper ved oppkjøp normalt betaler en premie over markedsverdi. Hadde aksjeprisen reflektert underliggende verdier, ville ikke slike oppkjøpspremier eksistert.

### ***3.2 Oljeprisens påvirkning på aksjepris***

Hovedsakelig som en konsekvens av kraftig økonomisk vekst både i OECD- området og i andre land med fremvoksende økonomi, har trenden de siste par år vært en stadig stigende oljepris. Tilleggsfaktorer som har bidratt til vekst i oljeprisen, har vært mindre produksjon, større markedsmakt til OPEC, samt krig i Irak og uro i Mexicogolfen (Asche et al., 2006). I andre halvdel av 2008 ble imidlertid veksttrenden avbrutt, da verden opplevde et oljeprisfall på nærmere 74 % i løpet av en periode på mindre enn et halvt år: Fra 146,01 USD/bbl den 04.07.08 til 38,45 USD/bbl den 29.12.08 (Castro & Maksumic, 2009a). Det ligger sammensatte forklaringer bak et slikt dramatisk fall, men de fleste analytikere er enige om at finanskrisen, med konsekvenser som lavere oljeforbruk og generell svikt i etterspørselen, var en sterkt medvirkende årsak.

Verden opplevde imidlertid også oljeprisfall på slutten av 1990-tallet og da hovedsakelig som en konsekvens av den økonomiske krisen i Asia. Oljeprisfallet førte til at også verdien av oljeaksjer ble redusert, men da ikke i samme grad som reduksjonen i oljepris (Asche, Misund, Mohn, & Osmundsen, 2004). Forskere mener at forklaringen bak den imperfekte korrelasjonen mellom oljepris og aksjeverdi, var at markedet forventet at oljeprisen etter hvert skulle vende tilbake til sitt historiske gjennomsnitt: "mean reversion" (Asche, Misund et al., 2004, s. 6). Med positive forventninger innbakt i aksjeprisen tilsier middels form for markedseffektivitet at fallet i aksjepris derfor ikke vil være like dramatisk som fallet i oljepris.

Forskerne Sættem og Gjerde bekrefter sammenhengen mellom oljeprisfall og fall i aksjeverdi, og viser med signifikante korrelasjonskoeffisienter at norske børsnoterte foretak drar fordel av høyere oljepris gjennom positive endringer i aksjepris (Gjerde & Sættem, 1999). Disse resultatene samsvarer også med forskningsarbeid fra andre land, hvor blant annet Jones & Kaul (1996) viser at det amerikanske og kanadiske aksjemarkedet reagerer rasjonelt på endringer i oljepris. Rasjonelt betyr i denne sammenheng at oljeprisøkning (-fall) fører til høyere (lavere) reelle kontantstrømmer både i dag og i fremtiden, noe som igjen resulterer i høyere (lavere) aksjepris (C. M. Jones & Kaul, 1996).

Jones og Kaul (1996) feiler imidlertid med å finne denne formen for rasjonalitet i det japanske eller britiske markedet. I disse landene fører nemlig oljeprisfall til større endringer i aksjepriser enn hva som kan rettferdiggjøres av påvirkningen på reelle kontantstrømmer. Andre forskere hevder imidlertid at korrelasjonen mellom egenkapitalverdi og oljepris på det britiske markedet i stor grad er signifikant (El-Sharif, Brown, Burton, Nixon, & Russell, 2005).

Til tross for at forskere ofte benytter ulike design for å komme frem til samme konklusjon, kan man generelt si at det finnes god støtte for at oljeprisvolatilitet påvirker aksjepris. Noen viser direkte at oljeprisen påvirker aksjepriser gjennom effekten på forventet fremtidig inntjening (D. W. Jones, Lelby, & Paik, 2004), mens andre bruker multifaktor modeller for å bevise det signifikant positive forholdet mellom oljepriser og aksjeavkastning i olje- og gasselskaper (Sadorsky, 2001). Som regel tar forskerne utgangspunkt i studier av et enkelt land, men noen finner også på global basis at endringer i oljepris predikerer aksjeavkastning (Pollet, 2002).

### ***3.3 GAAP versus non-GAAP***

Uavhengig av design gir de samstemte forskningsresultatene høy sannsynlighet for at oljeprisfallet i siste halvdel av 2008 har medført lavere aksjepriser også for norske oljeselskaper. Det er imidlertid fortsatt vanskelig å si noe om hvordan selskapets underliggende verdier påvirkes. I og med at reserveverdier ofte utgjør mesteparten av selskapets verdi, er det vanlig å anta at oljeprisfall betyr fall i underliggende verdier siden

reserver nå blir vurdert til en lavere pris enn før (Wright & Gallun, 2005). Det er imidlertid vanskelig å si noe om graden av korrelasjon mellom disse variablene.

Faller oljeprisen med 50 %, vil perfekt korrelasjon bety at også selskapsverdien har blitt halvert. Fører ineffektive aksjemarkeder til en reduksjon i aksjeprisen på kun 30 % og vi antar at selskapet på forhånd er definert oppkjøpskandidat, vil dette bety at differansen mellom underliggende verdier og aksjepris blir mindre. I dette tilfellet må man betale mer for mindre, og selskapet blir derfor en mindre aktuell oppkjøpskandidat. Studerer man historien til Revus, er det imidlertid vanskelig å akseptere perfekt korrelasjon mellom oljepris og selskapsverdi. Bakgrunnen for dette er hovedsakelig fordi Wintershall, til tross for oljeprisfall, kjøper Revus til en pris som er over dobbelt så høy som hva aksjeprisen tilsier. Vi mener derfor det må være faktorer tilstede som forstyrrer korrelasjonen.

Nøkkeltallsanalysen vil forsøke å avdekke de sentrale forhold ved oppkjøpsselskapene som kan bidra til endring i relativ verdiutvikling. Nøkkeltallene vil ta utgangspunkt i tradisjonelle, regnskapsbaserte forholdstall, og i tillegg inkludere andre operasjonelle og finansielle indikatorer. Vi definerer GAAP- nøkkeltall som størrelser tatt direkte fra regnskapet basert på historisk kost, mens nøkkeltall karakterisert som non-GAAP som alternative forholdstall ofte foretrukket av oljeanalytikere og derfor typisk funnet i analytikernes rapporter (Misund & Osmundsen, 2007). Man vet ikke bakgrunnen for analytikernes preferanser, men nyere forskning har avdekket at resultatstørrelsens forklaringskraft har blitt redusert de siste par år (Francis & Schipper, 1999). Skandalene knyttet til kreativ regnskapsføring ved årtusenskiftet har også ført til generell diskusjon om regnskapets pålitelighet (Penman, 2004).

Noen forskere går så langt som å hevde at E&P- selskapenes regnskapsinformasjon fungerer dårlig i forhold til å reflektere sanne, økonomiske resultater (McCormack & Vytheeswaran, 1998). Andre forklarer at bakgrunnen for denne svakheten er selskapenes unike operative karakteristika (Deakin & Deitrick, 1982; Quirin, Berry, & Bryan, 2000; Wright & Gallun, 2005):



1. Høy risiko og ofte lav sannsynlighet for å gjøre kommersielle funn.
2. Ofte lang tid mellom når selskapet får tildelt lisenser og begynner å produsere.
3. Ikke nødvendigvis korrelasjon mellom kostnader og resultat.
4. Reserveverdier kan ikke balanseføres, først og fremst fordi de er usikre størrelser
5. Nye funn kan ikke registreres som inntekt på grunn av for stor usikkerhet i reserveestimat, men har allikevel stor fremtidig inntektseffekt.
6. Høye kostnader og høy risiko resulterer som regel i at selskaper samarbeider.

Til tross for at forskere mener at analyse basert på historisk kost regnskap innebærer åpenbare svakheter, argumenterer ledelsen i mange bedrifter for å fortsette med rapportering av regnskapstall, da de mener at markedet hovedsakelig responderer på regnskapsinformasjon (Johnston, 1992). Særlig volatile aksjepriser i perioder med regnskapsavleggelse bidrar til å bekrefte ledelsens meninger. I tråd med den effektive markedshypotesen observeres høy volatilitet dersom bedriftens resultat avviker mye fra forventningene. Når man skal studere relativ verdiutvikling, det vil si aksjeprisens utvikling i forhold til utviklingen i underliggende verdier, blir det derfor ikke riktig å ignorere regnskapstallene.

I analytikerrapporter finner man ofte et svært variert utvalg av nøkkeltall (Hennie, 2009). Rapportene inkluderer GAAP- størrelser som salgsinntekter og resultat før skatt, i tillegg til non-GAAP størrelser som EBITDA og ulike former for operasjonelle indikatorer. Enkelte forskere mener at operasjonelle indikatorer, som produksjon og antall lisenser, gir tilleggsinformasjon om selskapsverdien utover hva som avdekkes i regnskapet (Quirin et al., 2000). Målet for analytikerne er å finne selskapets underliggende verdi, for ut ifra denne å gi investorene anbefaling om enten kjøp eller salg. For å få med seg alle forhold som kan ha betydning for selskapsverdien, blir det derfor viktig å kombinere ulike former for nøkkeltall.

## **4.0 Bakgrunn**

### ***4.1 Motiv bak oppkjøp og fusjon***

Forskere peker på at oppkjøp og fusjoner skjer i bølger som først og fremst er et resultat av sjokk som industrien utsettes for (Andrade, Mitchell, & Stafford, 2001; Mitchell & Mulherin,

1996). Bølger defineres som "periods of time characterized by relativelt large numbers of mergers reported simultaneously in many industries" (Reid, 1968, s. 15). Et eksempel på sjokk kan være plutselige oljeprisfall, som f.eks. det oljeindustrien opplevde fra juli til desember 2008. Den mest merkbare konsekvensen av oljeprisfallet på slutten av 1990-tallet var reduksjonen i antallet aktører på norsk sokkel, noe som hovedsakelig kom som en konsekvens av at selskaper kjøpte hverandre opp. Tidligere visepresident i Norsk Hydro, Petter Nore, peker på at oppkjøp og fusjoner historisk sett har spilt en stor rolle i forhold til det å forme oljeindustrien (Nore, 2003). Vi har altså ingen grunn til å tro at utfallet blir annerledes denne gangen.

En fusjon kjennetegnes ved at to eller flere bedrifter frivillig går sammen og danner et nytt selskap. Et oppkjøp er annerledes ved at det her er et overtakende selskap som kjøper innholdet i og rettighetene til et overdragende selskap, som deretter forsvinner (Kinserdal, 2005a). Oppkjøp kan skje enten ved makt eller ved at partene blir enige, og blir man enige kan oppkjøpet betraktes som en fusjon. (Mott, 2005).

Hovedmotivet bak oppkjøp og fusjon er som oftest at et selskap ønsker å "ekspandere innenfor sitt eget kjerneområde med den hensikt å styrke og beskytte sin posisjon i markedet" (Boye & Meyer, 2008, s. 14). Det finnes to hovedformer for integrasjon: Vertikal og horisontal integrasjon (Boye & Meyer, 2008; Brealey, Myers, & Allen, 2006; Mott, 2005). Å ekspandere horisontalt vil si å kjøpe opp eller fusjonere med andre selskaper innenfor samme virksomhetsgren. Noreco foretok en horisontal ekspansjon i 2007 gjennom oppkjøpet av det børsnoterte E&P- selskapet Altinex ASA. Vertikal ekspansjon defineres som ekspansjon "oppstrøms mot leverandørene eller nedstrøms mot kundene" (Boye & Meyer, 2008, s. 16)

I oljebransjen er det mest vanlig med horisontale ekspansjoner, og dette til tross for at høy oljepris, sammen med økt konkurranse og pressede priser på innsatsfaktorer, gjerne har stimulert til sterkere ønsker om kontroll av leverandørleddet. Fordelen ved horisontal ekspansjon, er at man oppnår større markedsmakt og bedriften får en "sterkere forhandlingsposisjon overfor sine leverandører" (Boye & Meyer, 2008, s. 29). Andre fordeler ved horisontal ekspansjon er at man får tilgang til komplementære ressurser som sammen med egne ressurser gir bedriften konkurransefortrinn.

Til tross for at man vanskelig kan forestille seg alle motivene bak Wintershall sitt oppkjøp av Revus, er det stor grunn til å tro at et av dem var å rekvirere spesialkompetanse. I tillegg handlet det kanskje også om å oppnå breddefordeler, for i større grad å sikre seg mot volatil oljepris. Breddefordeler kan handle om at overtakende selskap, gjennom oppkjøp, overtar overdragende selskaps prosjekter, som i utgangspunktet gjerne er mer lønnsomme og robuste mot lav oljepris enn hva bedriftens egne prosjekter er. Andre breddefordeler som kan motivere til oppkjøp, er kostnadsbesparelser: Et år etter fusjonen mellom Chevron og Texaco, kunne selskapet vise til kostnadsbesparelser lik USD 1,8 mrd. per år (Brealey et al., 2006).

Den offisielle bakgrunnen for Wintershall sitt tilbud til Revus var selskapenes sammenfallende strategier, som besto av letevirsomhet samt oppbygging av lisensportefølje. Wintershall la også vekt på at Revus sin operasjonelle og geologiske kompetanse ville utfylle selskapets allerede eksisterende planer (Wintershall, 2008). Studerer man fusjonstilbudet som Noreco fremstilte til Det Norske 03.02.09, er det hovedsakelig ønsket om å stå sterkere finansielt og industrielt som pekes på som bakgrunnen for tilbudet.

Noreco ville, med fusjonsforslaget til Det Norske, øke aksjonærenes verdier ved å skape et ledende og uavhengig olje- og gasselskap i Nordsjøen (Norwegian Energy Company ASA, 2009). Nore (2003) mener at dette er typisk for selskaper i oljeindustrien, hvor det hersker en sterk tro på korrelasjon mellom selskapsstørrelse og aksjonærverdi. Bransjen mener at gjennom å øke selskapsstørrelsen vil synergieffekter bidra til å redusere kostnader, samt spre risiko, sikre bedre tilgang på leteareal, kompetanse og muligheter globalt (Nore, 2003). Internasjonale empiriske studier viser imidlertid at overdragende selskap i oppkjøp eller fusjon generelt har en tendens til å gjøre det bedre enn overtakende selskap (Brealey et al., 2006; Nore, 2003). Eventuelle budrunder kan nemlig føre til at kjøpsprisen blir mye høyere enn på forhånd først antatt, og overtakende selskap er som regel så mye større enn overdragende at man vanskelig kan observere ekspansjonseffekten på aksjeprisen.

#### ***4.2 Tiltakende konkurranse på norsk kontinentalsokkel***

Som et resultat av fusjoner og oppkjøp i kjølvannet av oljeprisfallet på slutten 1990-tallet, ble virksomheten på norsk sokkel dominert av kun 12 selskaper ved årtusenskiftet. Disse selskapene fokuserte hovedsakelig på produksjon og leting etter omfattende

petroleumsforekomster (Helgesen, 2008). For å få aktiviteten opp igjen og bedre konkurranseforholdene satte norske myndigheter i gang årlige Nordsjø- tildelinger (NST) i 1999. Denne tildelingen ble gjennomført en gang per år frem til 2002. Fra og med 2003 ble NST erstattet av TFO (Tildeling Forhåndsdefinerte Områder), og områdene omfattet av ordningen ble nå utvidet til også å gjelde deler av Norskehavet og Barentshavet (Oljedirektoratet, 2007).

TFO fokuserer først og fremst på tildeling av leteareal i modne områder, og målet er å fremme raskere utforskning. Myndighetene har interesse av å snarest mulig påvise og utvinne mesteparten av ressursene i de modne områdene, først og fremst ettersom "levetida til den eksisterende infrastrukturen er avgrensa" (Tofte et al., 2008, s. 30). Resultatet av NST og TFO var at de ga større grad av forutsigbarhet enn tidligere, og da særlig i forhold til hvilke områder som var tilgjengelige i modne deler av sokkelen for kommende år. Nettopp dette bidro til å gjøre det attraktivt for nye og mindre selskaper å etablere seg på norsk sokkel.

Et annet tiltak som bidro til økt aktivitet på sokkelen, var endringen i petroleumsbeskatning som kom i 2005. Lovendringen innebar prinsippet om at oljeselskaper får skattefradrag for alle letekostnader, uavhengig av hvorvidt selskapet produserer eller ikke (Finansdepartementet, 2004). Letekostnader tas til fradrag mot "alminnelig inntekt og i særskattegrunnlaget", noe som til sammen gir et skattefradrag på 78 % (Finansdepartementet, 2004, s. 121). Myndighetenes intensjoner bak endringen var å få til en "bedre ressursutnyttelse på sokkelen, bl.a. i form av høyere leteaktivitet" (Finansdepartementet, 2004, s. 121). Kun gjennom økt leteaktivitet kunne man oppfylle målene med olje- og gasspolitikken som var å sikre at petroleumsressursene gav størst mulig verdiskapning.

Ifølge tall fra Oljedirektoratet var myndighetenes tiltak vellykkede. Antallet tildelinger til nye selskaper på sokkelen økte nemlig fra kun en tildeling i 1999 til 99 tildelinger i TFO 2006 (Oljedirektoratet, 2007). Tidligere administrerende direktør i Revus, Harald Vabø, peker spesielt på skattereglene som effektive, og mener disse bidro til både økt leteaktivitet samt bedre tilgang på areal og rigger (Helgesen, 2008). Ved siden av myndighetenes tiltak, gjengis også stabilt høye oljepriser som en av forklaringsårsakene til hvorfor leteaktiviteten de siste par årene har vært så høy (Oljeindustriens Landsforening (OLF), 2007).

### **4.3 Om E&P- virksomhet**

Som et resultat av innføringen av nye tildelingsordninger, i tillegg til ny form for skattlegging og stabilt høye oljepriser, økte antallet E&P- selskaper på norsk sokkel. Et E&P- selskap defineres som et selskap som driver med leting etter og produksjon av olje og gass.

Hovedformålet med letevirksomheten er å finne nye petroleumsforekomster av kommersiell verdi. For å kunne lete på norsk sokkel må selskapet imidlertid ha utvinningstillatelse. En utvinningstillatelse gir "einerett til undersøking, leiteboring og utvinning av petroleum innanfor det geografiske området for løyvet" (Tofte et al., 2008, s. 28). En slik tillatelse tildeles gjennom konsesjonsrunder, og en form for slike konsesjonsrunder er den årlige tildelingen av forhåndsdefinerte områder (TFO).

De fleste nye E&P- selskaper (deriblant Noreco og Det Norske) satser på å få tildelt lisenser gjennom TFO. Grunnlaget for disse preferansene er fordi de modne områdene har "kjend geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur" (Tofte et al., 2008, s. 30). I tillegg er det svært sannsynlig å gjøre funn i disse områdene, men da ikke særlig store funn. Ettersom nye aktører som regel verken har den kapital eller kompetanse som kreves for å lete i umodne områder, passer de modne områdene bra.

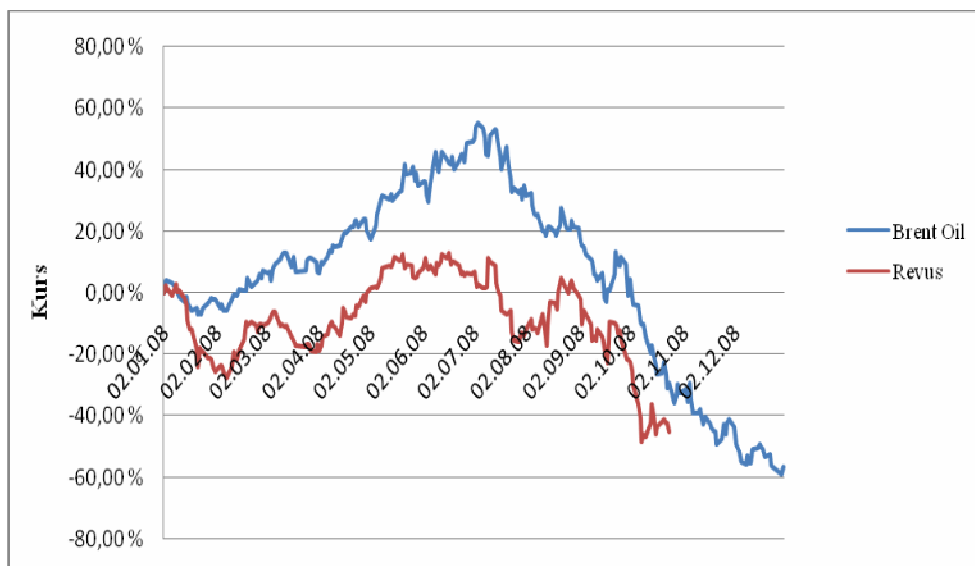
I tillegg har de nye selskapene helt andre muligheter for å gjøre lønnsom drift på små funn som større selskaper ikke finner kommersielle. Tilgangen på nye aktører vil derfor føre til en bedre utnyttelse av de eksisterende ressurser på norsk kontinentalsokkel. Det er imidlertid knyttet betydelig større risiko til selskapsporteføljer bestående av kun marginale prosjekter, og de nye selskapene må derfor innkalkulere volatil oljepris som en betydelig risikofaktor. Et så dramatisk oljeprisfall som det verden opplevde fra juli til desember 2008 kan derfor medføre at selskapene får problemer med å vise til lønnsomme prosjekter. Løsningen for mange blir dermed enten konkurs eller aksept av eventuelle oppkjøpstilbud. Hvorvidt tilbudet er godt eller dårlig, avhenger i all hovedsak av selskapets underliggende verdier i forhold til gjeldende aksjepris i markedet.

### **4.3.1 Revus Energy ASA**

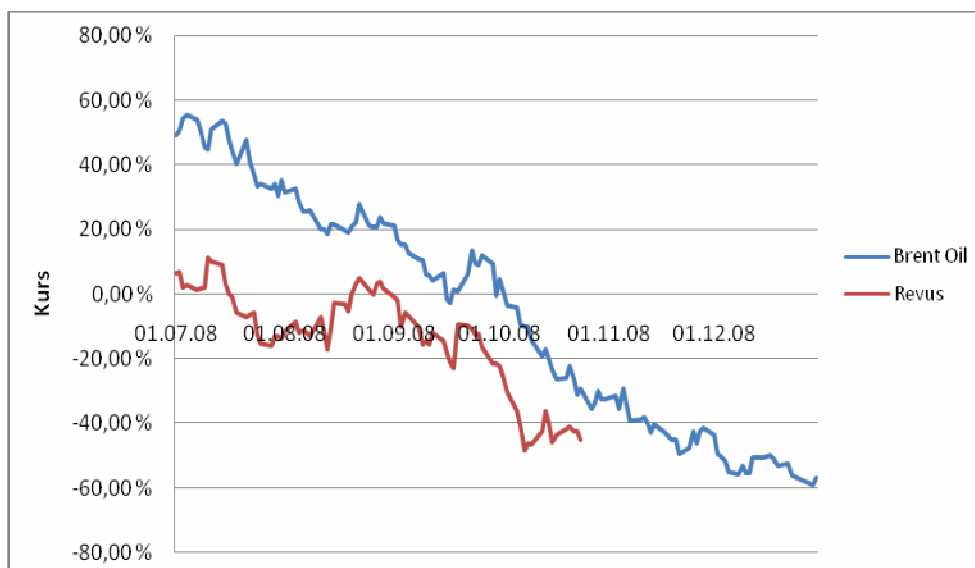
Revus Energy ASA var et norsk, uavhengig E&P- selskap som fokuserte på leting og utvinning av olje og gass. Selskapet ble etablert i desember 2002, og notert på Oslo Børs i juni 2005. Revus sitt hovedfokus var modne områder på den norske sokkelen, men Revus opererte også på britisk sokkel fra 2007. I desember 2008 ble selskapet kjøpt opp av det tyske oljeselskapet Wintershall som betalte NOK 110 per aksje, det vil si de verdsatte selskapet til i overkant av NOK 5,0 mrd. Dette representerte en premie på 145 % i forhold til hva aksjeprisen var den 24.10.08, og også en premie på 16 % i forhold til selskapets "all time high" lik NOK 95 per aksje (Wintershall, 2008).

Antall registrerte aksjer i Revus per 24.10.08 var 45 814 779, og aksjeprisen lik NOK 44,90. Markedet verdsatte Revus til i overkant av NOK 2,0 mrd., mens Wintershall sitt tilbud var i overkant av NOK 5,0 mrd. Oppkjøper mente altså at underliggende verdier i Revus var langt høyere enn hva aksjeprisen skulle tilsi, det vil si at i henhold til vår definisjon var selskapet en klar oppkjøpskandidat. Også markedet var enige i dette, som i lang tid før oppkjøpet kom med klare signaler på at Revus var et selskap som det burde investeres i (DnB Nor Markets, 2008; Lydersen & Andersen, 2007).

Det er ikke uvanlig at selskaper selges til overpris, men det som er spesielt med tilbudet fra Wintershall er at det kommer på slutten av et år hvor Revus aksjen har stupt med i overkant av 45 % (fra NOK 81,75 den 02.01.08 til NOK 44,90 den 24.10.08). Mesteparten av reduksjonen i aksjepris tilskrives perioden fra og med tredje kvartal og frem til annonseringen av oppkjøpet. Aksjeprisen falt i denne perioden med 48,4 % (fra NOK 87,00 den 01.07.08 til NOK 44,90 den 24.10.08) og fallet i aksjepris korrelerer i stor grad med oljeprisfallet på 52,5 % i samme periode (fra 140,14 USD/bbl den 01.07.08 til 66,56 USD/bbl den 24.10.08) (Castro & Maksumic, 2009a).



Figur 4.3.1.1 Prosentvis endring aksjepris Revus vs. Brent Oil (2008)



Figur 4.3.1.2 Prosentvis endring aksjepris Revus vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)

Følger man resonnementet med at en oppkjøpskandidat kjennetegnes av å ha underliggende verdier høyere enn aksjepris og setter som forutsetning perfekt korrelasjon mellom oljepris og underliggende verdier, vil et sterkere fall i oljepris enn aksjeverdi føre til at underliggende verdier reduseres med mer enn hva aksjeprisen reduseres med. Selskapet blir altså en mindre aktuell oppkjøpskandidat fordi man må betale mer for mindre. I og med at Wintershall valgte å betale en pris til Revus sine aksjonærer som var mer enn dobbelt så stor som børstnotert verdi, tyder ting på at Revus, til tross for oljeprisfall, fortsatt var en høyaktuell oppkjøpskandidat. Man kan derfor stille spørsmålstegn til hvorvidt forutsetningen om perfekt

korrelasjon mellom oljepris og underliggende verdier er holdbar: Det virker nemlig som om også andre faktorer hadde innvirkning på Revus sin selskapsverdi og derfor utliknet noe av oljeprisfallets negative effekt.

En av disse faktorene kan f.eks. være sterk resultatvekst de siste par år: Revus viser til et resultat etter skatt i 2007 på MNOK 356, samtidig med at resultatet etter skatt i 2006 er negativt (MNOK -41,1) (Castro & Maksumic, 2009c). Uten å studere tallene nærmere kan dette se ut som en sterk positiv vekst, men resultatet i 2007 skjuler at selskapet har gevinst knyttet til salg av lisenser på MNOK 446 (Revus Energy ASA, 2007, 2008b). Trekker man salget direkte fra resultatet viser regnskapet faktisk et dårligere resultat i 2007 (MNOK -90) enn i 2006. Revus har altså likevel ikke vist resultatvekst i perioden, og det må derfor være andre faktorer tilstede som kan forklare hvorfor selskapsverdien, på tross av oljeprisfall, er så mye høyere enn hva aksjeprisen skulle tilsi.

En annen faktor som kan bidra til å forstyrre korrelasjonen mellom oljepris og underliggende verdier, kan være funn som selskapet har gjort forut for oppkjøpstilbudet. I løpet av 2007 og 2008 var Revus med på å gjøre to store funn på feltene Jordbær og Luno i Nordsjøen. Revus hadde selv store eierandeler i disse feltene (henholdsvis lik 20 % og 30 %), og ledelsen mente funnet på Jordbær sannsynligvis var det største funnet i Nordsjøen på flere år (Revus Energy ASA, 2008b). Til tross for at markedet også reagerer på funn ved å prise aksjen høyere, vil gjerne stor usikkerhet knyttet til størrelsen på funnene samt middels effektive aksjemarkeder bidra til at aksjeprisen ikke øker like mye som de underliggende verdier. Funn kan altså utlikne noe av den negative effekten som oljeprisfall har på underliggende verdier og dette uten at aksjeprisen reflekterer hele den positive effekten.

Vekst i underliggende verdier kan også komme som en konsekvens av at selskapets virksomhet ekspanderer. I fjerde kvartal 2007 kjøpte Revus opp det britiske selskapet Palace Exploration Company Ltd, og som en konsekvens av oppkjøpet, ekspanderte selskapets letevirsomhet også til britisk sokkel. Revus så på utvidelsen som naturlig ettersom den gikk ut på å bevege seg vestover over grensen inn i en region med omtrent samme geologi og aktører som på norsk sokkel. Bakgrunnen for utvidelsen var ambisjoner om å bli et større, uavhengig selskap i Nordsjøen (Revus Energy ASA, 2008b). En slik ekspansjon gjør normalt selskapet mer solid ettersom det blir mindre avhengig av utviklingen kun på norsk sokkel. Dette kan føre til økning i underliggende verdier og får man ikke optimal reaksjon i



aksjemarkedene vil forskjellen mellom underliggende verdier og aksjepris øke. Selskapet vil igjen bli en mer aktuell oppkjøpskandidat.

### ***4.3.2 Det Norske Oljeselskap ASA***

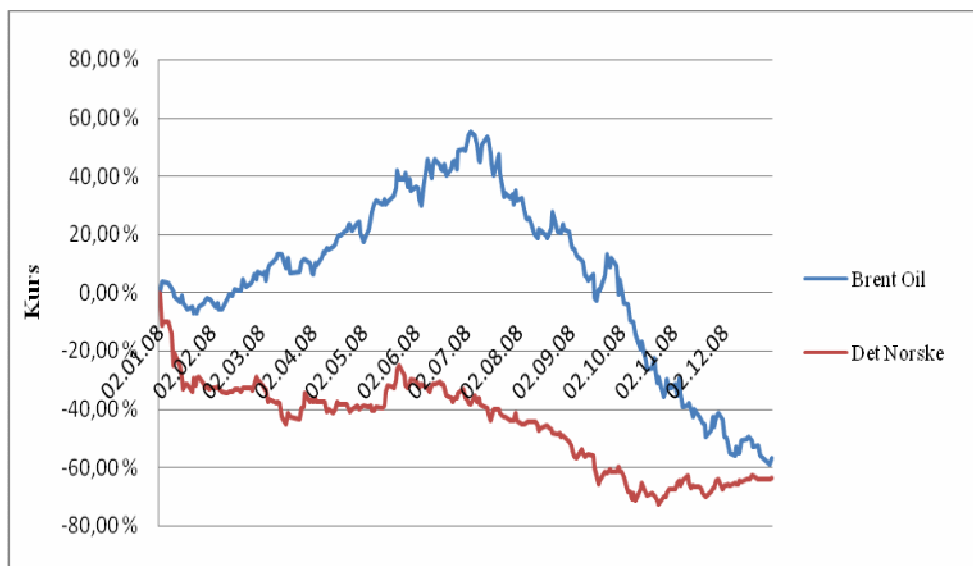
Det Norske Oljeselskap ASA er et oppstrømsselskap som er ”involvert i leting, utbygging og drift av olje- og gassfelt på den norske kontinentalsokkel” (Det Norske Oljeselskap ASA, 2008, s. 62). Selskapet er et resultat av sammenslåingen av oljeselskapet Pertra ASA og den norske delen av DNO International ASA som var organisert gjennom Noil Energy ASA. Fusjonen fant sted på slutten av 2007, og etter sammenslåingen skiftet selskapet navn til Det Norske Oljeselskap ASA. Selskapet var da allerede børsnotert, ettersom Pertra ASA ble notert på Oslo Børs på slutten av 2006 (Det Norske Oljeselskap ASA, 2008).

Flere analytikere mener at Det Norske er blant de mest høyaktuelle oppkjøpskandidatene på norsk sokkel (Haukenes, 2009; Lydersen & Andersen, 2007; Nyheim, 2009). Analysesjef i Orion Securities, Stig Myrseth, viser til selskapets solide balanse og markedets lave vurdering som hovedgrunner til hvorfor selskapet lanseres som oppkjøpskandidat (Haukenes, 2009). Andre oljeanalytikere, som f.eks. Christian Yggeseth i Platou Markets, mener derimot Det Norske ikke er klar oppkjøpskandidat fordi de ”mangler funn av en størrelse som er interessant for eventuelle kjøpere” (Schultz, 2008). Yggeseth mener at hovedgrunnen til hvorfor Revus ble kjøpt opp, var fordi ”de hadde 2 interessante funn i porteføljen”, noe Det Norske mangler (Schultz, 2008).

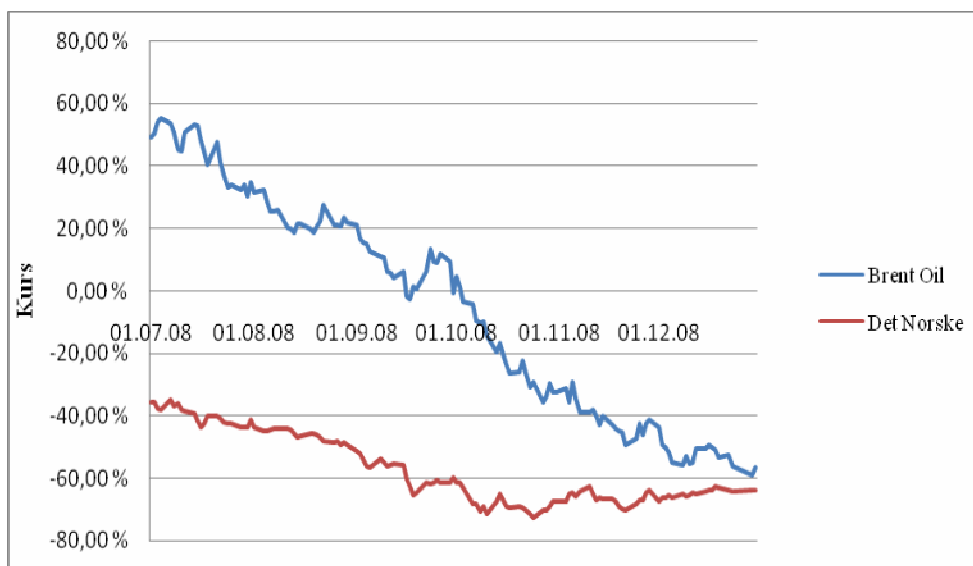
Lav vurdering av aksjemarkedet betyr lave aksjepriser i forhold til selskapets underliggende verdier, og det er nettopp dette som kjennetegner en oppkjøpskandidat. Solid balanse kan være et resultat av god inntjening de siste par år, hvor egenkapitalen gjerne er blitt styrket gjennom resultatoverføringer. Ser man imidlertid på resultatet etter skatt for Det Norske, er dette negativt i alle årene fra 2005 til 2007 (Det Norske Oljeselskap ASA, 2007, 2008). Det er først i 2008 at selskapet har positivt resultat (MNOK 225,5), men dette er hovedsakelig en effekt av salg av lisenser i fjerde kvartal 2008 for MNOK 1.490 (Det Norske Oljeselskap ASA, 2009b). Trekker man bort effektene av salget, får man et negativt resultat også i 2008, og det blir derfor ikke riktig å konkludere med at selskapets solide balanse er et resultat av sterk bunnlinje i regnskapet (Castro & Maksumic, 2009c).

Myrseth peker på at bakenforliggende faktorer til den sterke balansen er at selskapet har mye kontanter og deltar i et stort antall lisenser. De har altså et omfattende leteprogram, og skal "bore mer enn en brønn per måned det kommende året" (Haukenes, 2009). Dette innebærer store muligheter for å finne olje, men også store forpliktelser. Seniorrådgiver Kent Vincent Pedersen i analyseselskapet Econ Pöyry, peker på at det er nettopp selskaper med store forpliktelser som kan ende opp som oppkjøpskandidater, og da særlig i de tilfeller hvor den finansielle evnen er strukket og man har problemer med å følge opp forpliktelsene (Gundersen, 2009a). Med fallende oljepris blir refinansiering vanskelig, ettersom selskapets verdi i så stor grad følger svingningene i oljeprisen og markant fall i oljepris i de fleste tilfeller vil bety markant fall i verdi.

Av grafene under ser man at aksjeprisen til Det Norske i stor grad følger oljeprisutviklingen. Fra og med tredje til og med fjerde kvartal 2008 faller Det Norske sin aksjepris med hele 43,2 % (fra NOK 51,25 den 01.07.08 til NOK 29,10 den 30.12.08). Oljeprisen faller i samme periode med 71,1 % (fra 140,14 USD/bbl den 01.07.08 til 40,56 USD/bbl den 30.12.08). For hele 2008 ser man en reduksjon i aksjeprisen lik 63,6 % (fra NOK 80,00 den 02.01.08 til NOK 29,10 den 30.12.08), mens oljeprisen faller med 56,9 % (fra 94,07 USD/bbl den 02.01.08 til 40,56 USD/bbl den 30.12.08) (Castro & Maksumic, 2009a). Studerer man særlig perioden fra og med tredje til og med fjerde kvartal 2008 og antar samtidig at oljepris og underliggende verdier er perfekt korrelert, vil Det Norske være en mindre klar oppkjøpskandidat på slutten av året enn halvveis inn i det. Vi antar fortsatt middels effektive aksjemarkeder i henhold til den effektive markedshypotesen (EMH).



Figur 4.3.2.1 Prosentvis endring aksjepris Det Norske vs. Brent Oil (2008)



Figur 4.3.2.2 Prosentvis endring aksjepris Det Norske vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)

Revus sin historie indikerer at perfekt korrelasjon mellom underliggende verdier og oljeprisfall er lite sannsynlig. Det finnes altså faktorer som forstyrrer korrelasjonen, som f.eks. salg av lisenser. Salg av lisenser kan være positivt for selskapsverdien, og da særlig for et selskap som har så store boreforpliktelser som Det Norske. I løpet av fjerde kvartal 2008 solgte Det Norske lisenser for MNOK 1.490, noe som bidro til å forbedre likviditetssituasjonen, men tappet samtidig selskapet for eksisterende og potensielle ressurser (Det Norske Oljeselskap ASA, 2009b). Effekten på underliggende verdier er derfor vanskelig å anslå, og er blant annet avhengig av hvordan selskapets likviditetssituasjon var på forhånd.

Aksjemarkedets reaksjon avhenger av hvorvidt investorene anser behovet for likvider eller ressurser størst: Er selskapet i en presset situasjon likviditetsmessig, kan salget være positivt i den forstand at aksjonærene ser at ledelsen reagerer, men negativt dersom oppfatningene i markedet er at de kvitter seg med viktige ressurser.

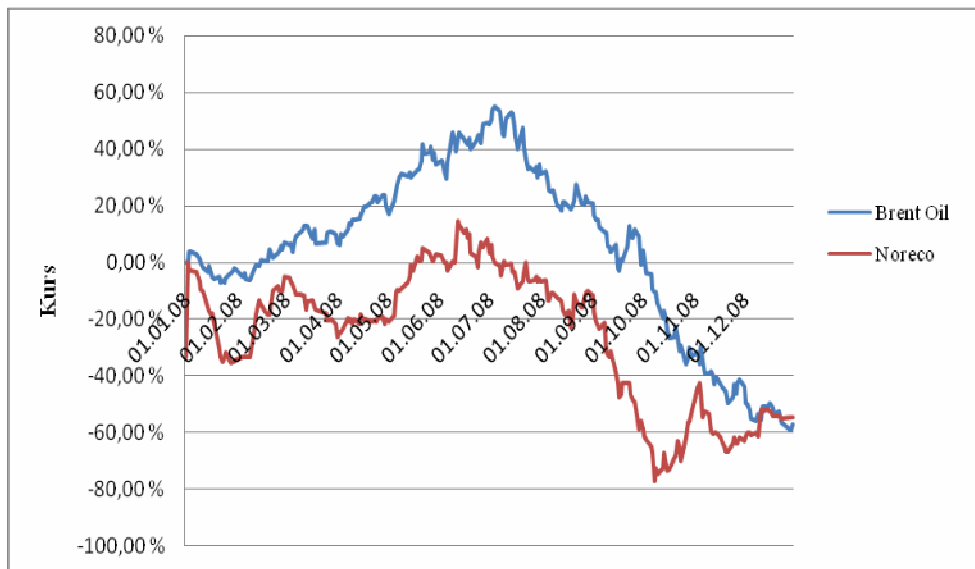
### ***4.3.3 Norwegian Energy Company ASA***

Norwegian Energy Company ASA er et ”uavhengig, norsk olje – og gasselskap”, som ble etablert i januar 2005 (Norwegian Energy Company ASA, 2008, s. 2). Bakgrunnen for etableringen var å kunne utnytte muligheter i Nordsjøen som de store aktørene ikke fant kommersielle. Selskapet har som mål å ”lete etter, utvikle og produsere olje og gass i Nordsjøen” (Norwegian Energy Company ASA, 2008, s. 2). I 2007 kjøpte Noreco opp oljeselskapet Altinex ASA, og selskapets virksomhet ekspanderte dermed også til Danmark og Storbritannia. Siden Noreco ikke hadde produksjonslisenser fra før av, var det oppkjøpet av Altinex som førte til at selskapet ble oljeprodusent.

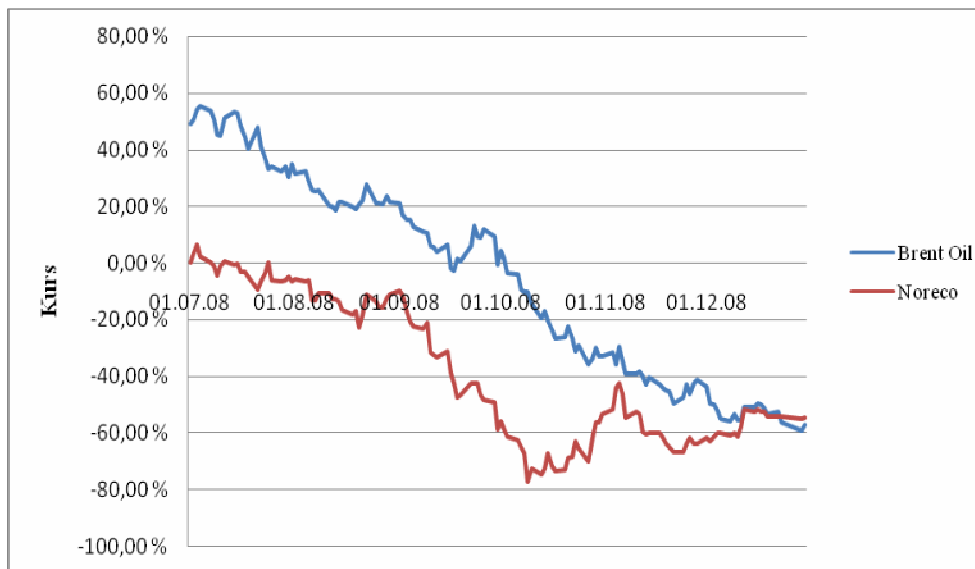
Noreco utgjør, sammen med Det Norske, de to heteste oppkjøpskandidatene blant oljeselskapene på norsk sokkel (Bjørheim, 2008; Gundersen, 2009b; Hennie, 2009). Det var lenge spekulasjoner om sammenslåing av disse to selskapene, og i begynnelsen av februar 2009 bekreftet Noreco spekulasjonene ved at de formelt kom med et fusjonstilbud til Det Norske. Bakgrunnen for forslaget var å skape et selskap som stod sterkere både industrielt og finansielt, og som hadde en ”sterk og velbalansert portefølje av produserende felt, nye funn og letelisenser i Norge, Danmark og Storbritannia” (Norwegian Energy Company ASA, 2009). Det Norske var imidlertid negativ til forslaget, først og fremst med bakgrunn i at selskapet nettopp hadde fått nytt styre, og de mente det derfor ikke var rett tidspunkt med slike samtaler. De sa seg imidlertid åpne for konsolidering og så positivt på ”interessen for selskapet i markedet” (Det Norske Oljeselskap ASA, 2009a).

I likhet med Det Norske har også Noreco hatt negativt resultat etter skatt i årene 2005, 2006 og 2007 (Norwegian Energy Company ASA, 2007, 2008). Det er altså ikke solid bunnlinje som gjør selskapet til en attraktiv oppkjøpskandidat. Aksjeprisen fra og med tredje kvartal til og med fjerde kvartal 2008 falt med hele 56,1 % (fra NOK 31,00 den 01.07.08 til NOK 13,60 den 30.12.08), samtidig med en reduksjon i oljeprisen i samme periode på 71,1 %. Noreco sin

totale reduksjon i aksjepris i løpet av 2008 var på 56,3 % (fra NOK 29,98 den 02.01.08 til NOK 13,60 den 30.12.08) (Castro & Maksumic, 2009a).



Figur 4.3.3.1 Prosentvis endring aksjepris Noreco vs. Brent Oil (2008)



Figur 4.3.3.2 Prosentvis endring aksjepris Noreco vs. Brent Oil (Q3 2008-Q4 2008)

Hadde oljeprisfall og underliggende verdier vært perfekt korrelert ville verdien av Noreco blitt redusert med i overkant av 56 % i løpet av 2008 (tilsvarende oljeprisfallet). Aksjeprisen til Noreco reduseres imidlertid også med omtrent 56 % i samme periode, det vil si at differansen mellom underliggende verdier og aksjepris holder seg tilnærmet konstant. Noreco har derfor verken blitt mer eller mindre aktuell oppkjøpskandidat på slutten av året enn i

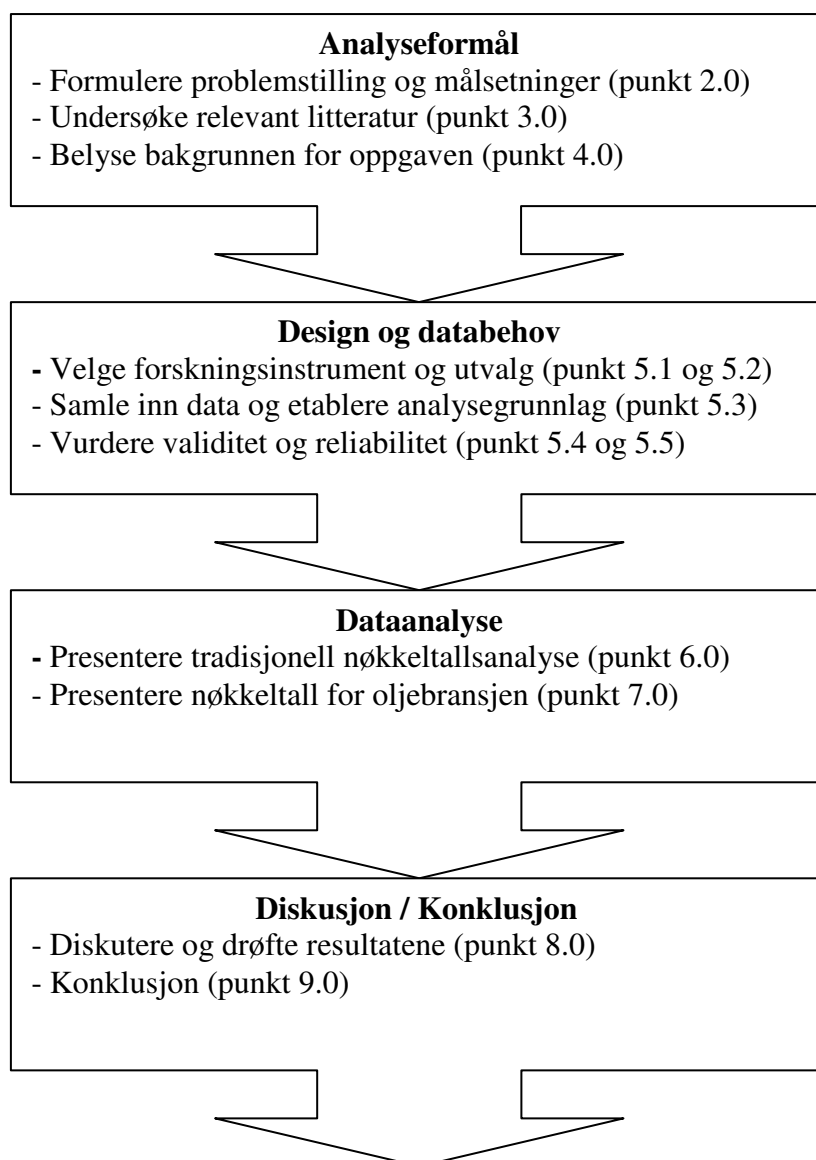
forhold til på begynnelsen. Til tross for at den prosentvise endringen i aksjepris og oljeprisfall er såpass lik, ser vi ut ifra grafene at perfekt korrelasjon er en urealistisk forutsetning. Det må derfor finnes faktorer som forstyrrer forholdet mellom aksjepris og underliggende verdier, og da gjerne andre forhold enn de vi allerede har nevnt i beskrivelsen av Det Norske og Revus.

Tilbud om oppkjøp av konkurrenter kan være en slik faktor. Aksjeprisen til Noreco økte nemlig med hele 20 % den dagen Wintershall annonserte sitt tilbud i forbindelse med oppkjøpet av Revus (Andreassen, 2008). Denne økningen reflekterer hovedsakelig det faktum at investorene antar selskapene som relativt like, og en slik nyhet øker derfor sannsynligheten for at også Noreco sine aksjer er underpriset. Dette medfører at etterspørselen etter Noreco-aksjer stiger, noe som også gir høyere aksjepris. I dette tilfellet er ikke kursøkningen en refleksjon av endringer i selskapets underliggende verdier, og Noreco blir derfor dyrere og samtidig en mindre aktuell oppkjøpskandidat.

## **5.0 Metode**

Generelt kan vi si at en metode er ”en planmessig framgangsmåte for å nå et bestemt mål” (Grønmo, 2004, s. 27). Målet er å oppnå kunnskap og teorier som er holdbare og pålitelige innenfor et bestemt fagområde, hvor metodene angir hvordan vi skal komme frem til kunnskapen og hvordan vi skal utvikle teoriene. Det er også viktig å ”sikre at kunnskapen og teoriene oppfyller kravene til vitenskapelig kvalitet og relevans på det aktuelle fagområdet” (Grønmo, 2004, s. 27). Metodevalget har generelt mye å si for resultatene av den empiriske analysen.

Som utgangspunkt for metodedelen, bruker vi det tilpassede forskningsopplegget skissert under (Grimen, 2004; Gripsrud & Olsson, 1999):



Et forskningsdesign kan forstås som en slags overordnet plan for hvordan undersøkelsen skal gjennomføres, og handler blant annet om hvilket utvalg som skal ligge til grunn for den empiriske analysen samt hvilke data og forskningsinstrument man velger å ta i bruk.

### ***5.1 Forskningsinstrument***

I arbeidet med å belyse problemstillingen velger vi å bruke regnskapsanalyse, nærmere bestemt nøkkeltallsanalyse, som forskningsinstrument. En regnskapsanalyse defineres som en ”systematisk bruk av regnskapsdata for å kartlegge og belyse de bakenforliggende økonomiske forhold i bedriften” (Kinserdal, 2005b, s. 161). Man skiller ofte mellom ekstern

og intern analyse, hvor brukertilgangen til virksomhetsdata avgjør hvilken type man kan foreta. Analytikere, som kun har tilgang til offisielle regnskap og beretninger, foretar det man kaller eksterne analyser, mens eiere og ledelse som regel har nok informasjon til å foreta mer detaljerte, interne analyser.

Formålet med analysen setter grenser for valg av forskningsinstrument. Hovedformålet med denne oppgaven er å finne oppkjøpsselskapenes relative verdiutvikling, da både sett i forhold til tidligere prestasjoner og sammenlignet med bransjen. For å sikre et mest mulig nyansert bilde av utviklingen i selskapsverdi, var det derfor viktig å velge en analysemetode som på en oversiktlig måte kunne belyse ulike egenskaper ved selskapene. Den største fordelen med nøkkeltallsanalyse er at det er en relativt hurtig analysemetode, noe som gjør det mulig for analytikere med innleveringsfrister å etablere sammenligningsgrunnlag. Med bakgrunn i tidsbegrensninger som oppstår som en konsekvens av et stort utvalg, ble det naturlig for oss å velge nøkkeltallsanalyse som forskningsinstrument.

Bakgrunnen for hvorfor vi valgte å etablere vårt eget sammenligningsgrunnlag, var hovedsakelig fordi vi manglet informasjon om bransjegjennomsnitt for E&P- selskapene på norsk sokkel. Når man skal undersøke selskaper som i utgangspunktet er spesielle med det at de karakteriseres som oppkjøpsselskaper, er det vanskelig å si noe om hvorvidt tallene er gode eller dårlige uten å ha en bransje å sammenligne mot. Sammenligningsgrunnlag ble også nødvendig ettersom vi ville belyse på hvilke måter oppkjøpsselskapene skilte seg fra bransjen. Vi mener at eventuelle likheter eller forskjeller i forhold til bransjen vil bidra til å gi et mer nyansert bilde av den overordnede problemstillingen.

Analysen vår tar utgangspunkt i 19 nøkkeltall som vi mener gir grunnlag for å si noe om utviklingen i selskapers underliggende verdier i forhold til aksjepris. Nøkkeltallene er valgt både med bakgrunn i resultater fra senere tids forskning, samt hva analytikere og bedrifter velger å sette fokus på i egne rapporter. Til tross for senere tids kritikk mot kvaliteten knyttet til E&P- selskapenes regnskapstall, har vi valgt å inkludere tradisjonelle nøkkeltall i analysen. For å konkludere med hvorvidt et selskap har blitt en mer eller mindre aktuell oppkjøpskandidat, blir en av analysens hovedpunkter å studere aksjeprisens utvikling. Ettersom aksjeprisen, uavhengig av bransje, er såpass volatil omkring tidspunktet for regnskapsrapportering, er det gjerne grunnlag for å mene at de tradisjonelle nøkkeltallene gir



mer informasjon om aksjeprisens utvikling enn hva de mer spesifikke, oljerelaterte nøkkeltallene gir.

Den første delen av analysen består av ni tradisjonelle, regnskapsbaserte nøkkeltall:

- Likviditetsgrad 2
- Arbeidskapital
- Egenkapitalprosent
- Gjeldsgrad
- Anleggsprosent
- Rentedekningsgrad inklusiv valutaposter
- Rentedekningsgrad eksklusiv valutaposter
- Totalkapitalrentabilitet
- Egenkapitalrentabilitet

Den andre delen av analysen består av ti spesifikke, oljerelaterte nøkkeltall:

- Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt (RoACE)
- Letekostnader
- Lisenser
- Produksjon
- Investeringer
- Reserveerstatningsrate (Reserve replacement ratio)
- Produksjonskostnader
- Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation (EBITDA)
- Cash flow from operations (CFO)
- Debt- adjusted cash flow (DACF)

## 5.2 Utvalg

Utvalget vårt består av 17 E&P- selskaper som, per mars 2008, drev med leting og produksjon på norsk sokkel (Castro & Maksumic, 2009b):

BP NORGE AS  
CHEVRON NORGE AS  
DONG E&P NORGE AS  
DET NORSKE OLJESELSKAP ASA  
ENDEAVOUR ENERGY NORGE AS  
ENI NORGE AS  
ENTERPRISE OIL NORGE AS  
HESS NORGE AS  
IDEMITSU PETROLEUM NORGE AS  
LUNDIN NORWAY AS  
NORECO ASA  
NORSKE AEDC AS  
RWE DEA NORGE AS  
REVUS ENERGY ASA  
SVENSKA PETROLEUM EXPLORATION AS  
TALISMAN ENERGY NORGE ASA  
TOTAL E&P NORGE AS

Av disse 17 selskapene, karakteriseres tre av dem oppkjøpsselskaper: Revus er allerede blitt kjøpt opp, mens Noreco og Det Norske er aktuelle oppkjøpskandidater:

DET NORSKE OLJESELSKAP ASA  
NORECO ASA  
REVUS ENERGY ASA

Oppgavens problemstilling er å undersøke hvorvidt oljeprisfallet fra tredje til fjerde kvartal 2008 gjorde Det Norske og Noreco til mer eller mindre aktuelle oppkjøpskandidater. For å få et representativt gjennomsnitt å sammenligne med, var det nødvendig å finne de selskaper som drev med samme type virksomhet som oppkjøpsselskapene. Vi tok utgangspunkt i Olje- og energidepartementets oversikt over operatører og rettighetshavere på norsk sokkel (Tofte et al., 2008, s.219-220). Denne oversikten bestod av 57 olje- og gasselskaper. Gjennom aktiv bruk av selskapenes hjemmesider og rapporter, delte vi først selskapene inn etter hvorvidt de

driver med olje eller kun med gass, og deretter om de karakteriseres som integrerte selskaper, E&P- selskaper eller leteselskaper (Castro & Maksumic, 2009b).

Av utgangspunktet på 57 selskaper trakk vi først ut fire selskaper vi ikke fant informasjon om, og i tillegg to selskaper som ikke lengre eksisterte fordi de var blitt kjøpt opp av eller hadde fusjonert med noen av de andre selskapene. Ytterligere seks gass- selskaper ble ekskludert fordi vi antar at denne typen virksomhet ikke er sammenlignbar i forhold til resten av utvalget. I tillegg ble ni leteselskaper ekskludert, og dette hovedsakelig fordi leteselskaper normalt ikke har inntekter og den mest synlige effekten av oljeprisfall derfor uteblir. Seks selskaper var integrerte selskaper, og disse ble ekskludert fordi de reduserer sin eksponering mot volatil oljepris ved å fordele aktivitetene utover verdikjeden. For de integrerte selskapene antas nemlig et oljeprisfall som skader oppstrømsporteføljen, å være fordelaktig for nedstrømsaktiviteten (Asche, Mohn, & Osmundsen, 2004). Etersom Petoro har et spesielt ansvar for å sikre og ivareta statens økonomiske engasjement i oljevirkosomheten, ble også disse ekskludert.

I og med at vi ville sammenligne oppkjøpselskapenes prestasjoner i forhold til bransjens utvikling over tid, ble et krav for å inngå i utvalget at selskapet måtte ha tilgjengelig årsregnskap for årene 2005, 2006 og 2007. Etter at regnskapene ble hentet fra Brønnøysundregistrene, viste det seg imidlertid at hele syv selskaper manglet årsregnskap for alle tre år (Castro & Maksumic, 2009b). Etter hvert som vi gjennomgikk regnskapene, fant vi i tillegg ut at fire selskaper fulgte regnskapsregler for små foretak, og et selskap var børsnotert og derfor fulgte de internasjonale regnskapsreglene (IFRS) (Castro & Maksumic, 2009b). Til tross for at oppkjøpselskapene er børsnoterte og derfor følger IFRS, ble det satt som kriterium at for å inngå i bransjeutvalget måtte selskapet følge norske regnskapsregler. Etersom regnskapsloven åpner for at små foretak kan følge forenklede regnskapsregler, valgte vi å ekskludere også disse selskapene. Resultatet var at vi satt igjen med en bransje på 14 selskaper, hvor ingen var børsnotert eller morselskap i konsern, og hvor alle hadde tilgjengelig årsregnskap tilbake til 2005.

## ***5.3 Datainnsamling og analysegrunnlag***

### ***5.3.1 Datainnsamling***

Ved å velge nøkkeltallsanalyse som forskningsinstrument, blir analytikerens primære informasjonskilde selskapenes regnskap. For våre 14 bransjeselskap var årsregnskapene tilgjengelige via Brønnøysundregistrene. Regnskapene til de børsnoterte oppkjøpsselskapene kunne lastes direkte ned fra selskapenes hjemmesider (Det Norske Oljeselskap ASA; Norwegian Energy Company ASA; Revus Energy ASA). Med bakgrunn i at oljeprisfallet defineres fra tredje til fjerde kvartal, ble det nødvendig å analysere oppkjøpsselskapene også på kvartalsbasis. Kvartalsregnskapene ble, i likhet med årsregnskapene, hentet fra selskapenes hjemmesider.

### ***5.3.2 Analysegrunnlag***

Generelt preges oljebransjen av stadige omstruktureringer, noe som ofte også skjer uavhengig av oljeprisnivå. I vårt utvalg er det særlig oppkjøpsselskapene som gjennomgår slik omstrukturering, hvor de enten kjøper andre selskaper eller selv blir kjøpt opp. Fusjon eller oppkjøp fører normalt til store endringer i overtakende selskaps balanse og resultat. Gjennom oppkjøpet av Altinex ASA i første kvartal 2007, endret Noreco karakter ved at selskapet gikk fra å være et rent leteselskap uten inntekt, til å bli oljeprodusent med over MNOK 400 i inntekt. I tillegg medførte oppkjøpet at selskapets balansesum økte fra nærmere MNOK 173 i første kvartal 2007, til i overkant av NOK 9,0 mrd. i tredje kvartal 2007 (Castro & Maksumic, 2009c).

Før man kan foreta en regnskapsanalyse er det viktig å vurdere og eventuelt korrigere regnskapet for transaksjoner som i vesentlig grad påvirker regnskapstallene (Eklund & Knutsen, 2003). I og med at et enkelt års regnskap gir lite informasjon om bedriftens økonomi, studerer analytikerne utviklingen i regnskapstallene. Det er derfor viktig å sørge for at periodene man sammenligner virkelig er sammenlignbare, slik at nøkkeltallene virkelig måler utviklingen og ikke er et resultat av faktorer som analytikeren har glemt å korrigere for. Det er imidlertid vanskelig å korrigere for store oppkjøp som i vesentlig grad endrer selskapets

virksomhet. I og med at både regnskapet og balansen til Noreco i så stor grad påvirkes av oppkjøpet av Altinex ASA, velger vi å korrigere regnskapet ved å eliminere regnskapstallene før oppkjøpet. For Noreco var oppkjøpets regnskapsmessige effekter sluttgjort i løpet av de to første kvartalene av 2007, og analysen av selskapet vil derfor strekke seg fra og med tredje kvartal 2007 til og med fjerde kvartal 2008. Analysen vil også inkludere årene 2007 og 2008.

I likhet med Noreco foretok også Det Norske et oppkjøp i 2007, da de i fjerde kvartal kjøpte selskapet Noil Energy AS. I motsetning til Noreco, var Det Norske oljeproducent allerede før oppkjøpet, og av denne grunn observeres ikke like store endringer i regnskapstallene. Sammenligner man imidlertid balansesummene for henholdsvis tredje og fjerde kvartal 2007, observeres store forskjeller: I tredje kvartal 2007 hadde Det Norske en balansesum på nærmere NOK 1,0 mrd., mens tre måneder senere hadde den økt til i overkant av NOK 6,4 mrd. (Castro & Maksumic, 2009c). Vi korrigerer for dette på samme måte som for Noreco, og analysen av Det Norske vil derfor strekke seg fra og med fjerde kvartal 2007 til og med fjerde kvartal 2008. Analysen vil også inkludere årene 2007 og 2008.

En av målsetningene våre med analysen er å identifisere eventuelle fellestrekk mellom utviklingen til Revus de to siste årene før oppkjøp og oppkjøpskandidatenes utvikling. Behovet for sammenligningsgrunnlag gjør det derfor vanskelig å korrigere for oppkjøp som Revus har foretatt ved å eliminere regnskapsperioder. I fjerde kvartal 2007 kjøpte Revus det britiske oljeselskapet Palace Exploration Company Ltd. Oppkjøpet førte til en dobling av selskapets balansesum: Fra omtrent NOK 2,5 mrd. i fjerde kvartal til nærmere NOK 5,0 mrd. i første kvartal 2008 (Castro & Maksumic, 2009c). Hadde vi fulgt samme prosedyre som for Noreco og Det Norske, burde Revus sine regnskapstall for 2007 blitt ekskludert. Dette hadde imidlertid gitt oss et svært tynt sammenligningsgrunnlag, siden analysen av Revus dermed ville dekket kun tre første kvartalene av 2008. På grunn av at Revus ble kjøpt opp, mangler selskapets regnskapstall for fjerde kvartal og for året 2008.

Til tross for at regnskapet normalt gjennomgår store endringer ved oppkjøp og fusjon, kan korreksjoner gjerne være unødvendig dersom selskapet ekspanderer med liknende virksomhet. Man må imidlertid være klar over at uten korreksjon blir nøkkeltallsutviklingen mindre pålitelig, og analysen vil altså inneholde åpenbare målefeil. Hadde analysen vært uten målefeil, kunne man automatisk konkludert med at lavere avkastning var et resultat av dårligere kapitalforvaltning i selskapet. Med mindre pålitelig analyse blir det imidlertid

vanskelig å komme med en slik konklusjon, da det like gjerne kan være kapitaløkning som en følge av oppkjøp som fører til lavere avkastning. Til tross for denne tvetydigheten, velger vi å beholde Revus sine regnskapstall for 2007. Ettersom oppkjøpsselskapene opererer i et særlig dynamisk miljø, mener vi en analyse basert på to år vil gi et tilstrekkelig bilde over utviklingen. Analysen av Revus vil derfor strekke seg fra og med første kvartal 2007 til og med tredje kvartal 2008, og derfor også inkludere årene 2007 og 2008.

#### **5.4 Validitet**

Validitet handler om hvorvidt man måler det man har til hensikt å måle, og man kan definere begrepet som ”datamaterialets gyldighet i forhold til de problemstillingene som skal belyses” (Grønmo, 2004, s. 231). I praksis er det vanskelig å oppnå perfekt validitet, og det finnes heller ikke ”enkle kriterier for hva som kan betraktes som tilfredsstillende validitet” (Grønmo, 2004, s. 237). I denne analysen blir det relevant å diskutere i hvilken grad utvalget og datamaterialet egner seg til å belyse og besvare analysens målsetninger. Grunnlaget som danner utgangspunkt for diskusjonen, er hvorvidt det er hensiktsmessig å sammenligne oppkjøpsselskapenes utvikling fra 2007 til 2008 med bransjens utvikling fra 2005 til 2007.

Bakgrunnen for hvorfor vi har fått forskyvning i periodene, er hovedsakelig fordi siste frist for innlevering av regnskap til Brønnøysundregistrene er 01.08. Vi har altså ikke hatt tilgang til bransjens regnskap for 2008. Til tross for at innleveringsfristen er såpass sent, offentliggjør oppkjøpsselskapene sine årsregnskap allerede i mars. Samtidig setter oppkjøpsselskapenes dynamiske miljø grenser for hvor langt tilbake man bør trekke analysen, og for våre tre selskaper fremstår de siste to år som en relativt fornuftig avgrensning. Vi mener imidlertid at bransjens miljø ikke kan karakteriseres som like dynamisk, og at disse selskapene derfor opererer under sammenlignbare forhold fra 2005 til 2007.

At bransjen følger andre regnskapsregler enn hva oppkjøpsselskapene gjør, stiller også spørsmål knyttet til datamaterialets validitet. Bransjen følger norske regnskapsregler, mens oppkjøpsselskapene følger internasjonale regnskapsregler (IFRS). Validiteten hadde gjerne blitt styrket om bransjen også fulgte internasjonale regnskapsregler, og samtidig var selvstendige selskaper som oppkjøpsselskapene. Korrigering hadde imidlertid eliminert sammenligningsgrunnlaget.

Validitetsspørsmålet handler også om hvorvidt nøkkeltallene vi har valgt, gir grunnlag for å trekke konklusjoner om oppkjøpsselskapenes utvikling i underliggende verdier og aksjepris. Til tross for at forskere viser at forklaringskraften til ulike regnskapsposter har blitt redusert de siste par år, har vi valgt å inkludere tradisjonelle nøkkeltall fordi vi antar disse gir mest informasjon om selskapers aksjeprisutvikling. I tillegg har vi inkludert nøkkeltall som forskere mener gir tilleggsinformasjon om oljeselskapenes underliggende verdier utover de tradisjonelle regnskapsstørrelsene. Disse nøkkeltallene er først og fremst operasjonelle indikatorer som inngår i det vi kaller non-GAAP nøkkeltall. Ved siden av å basere oss på forskning og analytikerrapporter, har nøkkeltallene også blitt valgt ut ifra hva selskaper selv fokuserer på i sin egen rapportering. Ettersom valg av nøkkeltall baserer seg på hva både forskere, analytikere og ledelse mener gir best informasjon om relativ verdiutvikling, mener vi validiteten knyttet til valg av nøkkeltall er bra.

## ***5.5 Reliabilitet***

Reliabilitet handler om hvorvidt forskningsinstrumentet inneholder målefeil, det vil si "errors that appear inconsistently from observation to observation during any one measurement attempt or that vary each time a given unit is measured by the same instrument" (Frankfort-Nachmias & Nachmias, 1996, s. 170). Reliabiliteten er dårlig dersom datamaterialet inneholder målefeil. Til tross for at vi aldri kan garantere for målefeil i regnskap, antar vi at regnskap som har revisors godkjenning er en pålitelig kilde å ta utgangspunkt i.

Er undersøkelsen reliabel betyr dette at den gir et riktig bilde av virksomheten, og andre forskere bekrefter våre resultater. Undersøkelsen er mindre reliabel dersom andre forskere får ulike resultater, og dette til tross for at de gjennomfører analysen på samme måte. Vurdering og korrigerende av regnskapsdata er med på å bidra til god reliabilitet i analysen. Til tross for at dette gjerne er avgjørende, er slik vurdering og korrigerende ofte svært arbeidskrevende. Med kun noen måneder disponibelt, og over 60 regnskap å gjennomgå, har vi valgt å korrigere kun de transaksjoner som oppkjøpsselskapene selv definerer "store enkelttransaksjoner". Ettersom bransjegjennomsnittet er et gjennomsnitt for 14 selskaper over tre år, antar vi at store enkelttransaksjoner ikke påvirker gjennomsnittet i like stor grad som for oppkjøpsselskapene. Vi velger derfor ikke å korrigere regnskapstallene for bransjen.

Når vi gjennomgår oppkjøpsselskapenes regnskap, finner vi tre transaksjoner som karakteriseres ”store enkelttransaksjoner”. Vi har da sett bort fra eventuelle oppkjøp som vi allerede har korrigert for. Det Norske har et salg av enkeltlisenser i fjerde kvartal 2008 som gir stor ekstraintekt, samtidig med en kraftig økning i omløpsmidlene. God noteinformasjon gjør det mulig å reversere denne transaksjonen (Castro & Maksumic, 2009c). I tillegg har Revus store gevinster knyttet til salg av anleggsmidler i tredje kvartal 2007 og tredje kvartal 2008. Ettersom Revus ikke oppgir bokførte verdier av de solgte eiendelene, blir det vanskelig å korrigere regnskapet uten å ta forutsetningen om at de solgte anleggsmidlene står uten verdi i balansen. Når gevinsten knyttet til salgene er i overkant av henholdsvis MNOK 450 og MNOK 200, blir dette en svært urealistisk forutsetning, og korrigering derfor umulig.

Samsvar i regnskapsrapporteringen ville derfor bidratt til større grad av reliabilitet i analysen. Hadde Revus sin noteinformasjon vært like god som informasjonen til Det Norske, ville det være mulig for oss å reversere begge gevinstene. Dette ville gjort analysen mer pålitelig, og gitt en jevnere utvikling i nøkkeltallene. Reliabiliteten ville også vært bedre om selskapene hadde fastsatt klare retningslinjer for utarbeidelsen av regnskapene, slik at de var tilnærmet identiske fra en periode til den neste. Mangelfull informasjon har medført at vi har vært nødt til å ekskludere flere selskaper fra enkelte beregninger. Generelt bidrar ulik regnskapspraksis til å svekke analysers reliabilitet, noe som særlig er et problem for eksterne analytikere som ikke kan kreve tilleggsinformasjon.

### ***5.5.1 Analysens forutsetninger***

Ettersom bransjens utvikling registreres fra 2005 til 2007 og oppkjøpsselskapenes utvikling fra 2007 til 2008, gjør sammenligningsbehovet det nødvendig med antagelser om bransjens vekstmønster. Analysens pålitelighet hadde vært bedre om vi hadde hatt tilgjengelig bransjens regnskapstall for 2008, og med utgangspunkt i disse beregnet den eksakte veksten fra 2007 til 2008. Ettersom denne informasjonen ikke er tilgjengelig, antar vi jevn vekst i bransjen fra 2005 til 2007. Dersom bransjens gjennomsnittlige, aritmetiske vekst i perioden er lik 20 %, gir antagelsen om jevn vekst en årlig vekst lik 10 %. I tillegg antar vi at denne veksten vil gjelde et år frem i tid, og bransjegjennomsnittet per 31.12.2008 beregnes derfor med utgangspunkt i følgende formel (Castro & Maksumic, 2009d):



$$(1 + r) \times (\text{Bransjegjennomsnitt per 31.12.2007}) = (\text{Bransjegjennomsnitt per 31.12.2008})$$

$r$  = bransjens årlige, aritmetiske vekst

Bransjegjennomsnittet per 31.12.2007 er lik gjennomsnittet for perioden fra 2005 til 2007, og for å kunne presentere bransjens og oppkjøpselskapenes utvikling i samme graf, ble det nødvendig å anta at gjennomsnittet gjelder for alle kvartal i 2007. For å kunne presentere bransjens kvartalsvise vekst i løpet av 2008 i samme graf, ble det i tillegg nødvendig med forutsetningen om geometrisk vekst (Castro & Maksumic, 2009d):

$$\left[ \frac{\text{Bransjegjennomsnitt 31.12.2008}}{\text{Bransjegjennomsnitt 31.12.2007}} \right]^{(1/4)} - 1$$

Vi finner bransjegjennomsnittet på slutten av hvert kvartal ved å multiplisere vekstfaktoren (uttrykket inne i den største parentesen) med bransjegjennomsnittet forrige kvartal. Til tross for at reliabiliteten gjerne hadde vært bedre om vi hadde tatt utgangspunkt i virkelig vekst, mener vi at analysens resultater ikke i nevneverdig grad påvirkes av antagelsene våre. Til dette har forskjellen mellom tallene for henholdsvis bransjen og oppkjøpselskapene vært for stor.

Andre faktorer som påvirker reliabiliteten, er måten vi konverterer kvartalstall om til årstall på. Når vi beregner nøkkeltall for kvartalet som er satt sammen av både resultattall og balansetall (som f.eks. total kapitalrentabilitet), blir ikke forholdet mellom teller og nevner korrekt. For første kvartal 2008 er balansetallene summen av total kapitalen per 31.03.08, mens resultatet kun er det som er opptjent fra 01.01.08 til 31.03.08. For å få samsvar mellom teller og nevner, og for å kunne sammenligne kvartalstallene med årstall, har vi valgt å multiplisere resultattallene med fire. Når vi beregner nøkkeltall som kun er kvartalsstørrelser, f.eks. investeringer og EBITDA, multipliseres tallene med fire. Konverteringen har ingen påvirkning på prosentvis vekst i de ulike periodene, men gjør det mulig for oss å sammenligne bransjens tall på årsbasis med de respektive kvartalstallene. Reliabiliteten påvirkes imidlertid, ettersom vi antar at størrelsen basert på kvartalet er representativ for hele året.

Revus ble kjøpt opp i fjerde kvartal 2008, og selskapets nøkkeltall for 2008 vil derfor påvirkes av ufullstendig regnskapsinformasjon som igjen vil ha betydning for veksten fra 2007 til 2008. Revus sine nøkkeltall for 2008 beregnes slik: For nøkkeltall som har sitt utgangspunkt i kun balansestørrelser, samt en kombinasjon av balanse- og resultatstørrelser, er verdien i 2008 lik verdien per 30.09.2008. For nøkkeltall som utelukkende er basert på resultatstørrelser, er verdien i 2008 lik summen av resultatstørrelsene fra første til tredje kvartal 2008. Revus sin vekst i 2008 har vi definert som veksten fra første kvartal til tredje kvartal 2008. Vi mener imidlertid antagelsene har liten påvirkning på analysens reliabilitet, ettersom dette er vanskelig å korrigere for på andre måter.

## **6.0 Tradisjonell nøkkeltallsanalyse**

Målet med tradisjonell nøkkeltallsanalyse er bruk av forholdstall for å avdekke selskapers bakenforliggende stilling og utvikling. Det finnes et uendelig antall nøkkeltall, men den tradisjonelle analysen fokuserer vanligvis på noen få for å belyse selskapets likviditet, finansiering og soliditet, samt rentabilitet. Gjennom nøkkeltallsanalysen får man en unik mulighet til sammenligning.

For å kunne svare på hvorvidt oljeprisfallet har ført til at et selskap har blitt en mer eller mindre aktuell oppkjøpskandidat, blir et hovedpoeng å belyse aksjeprisens utvikling. Til tross for at enkelte forskere hevder at analyse basert på historisk kost regnskap innebærer åpenbare svakheter, observeres likevel en umiddelbar reaksjon i aksjemarkedet ved resultatpresentasjon. Reaksjonen er avhengig av aksjemarkedenes effektivitet, men uavhengig av hvilken type virksomhet man studerer. Ettersom de tradisjonelle nøkkeltallene i stor grad er generelle i sin anvendelse og derfor gjelder uavhengig av virksomhet, velger vi å anta at disse gir mer informasjon om aksjeprisens utvikling enn hva de oljerelaterte nøkkeltallene gir.

### **6.1 Likviditet**

Når man skal analysere en bedrifts likviditet, skal man undersøke ”bedriftens evne til å kunne dekke sine løpende betalingsforpliktelser” (Hoff, 2000, s. 323). God likviditet er avgjørende for at bedriften skal overleve. Som analytiker må man være oppmerksom på at det ikke alltid

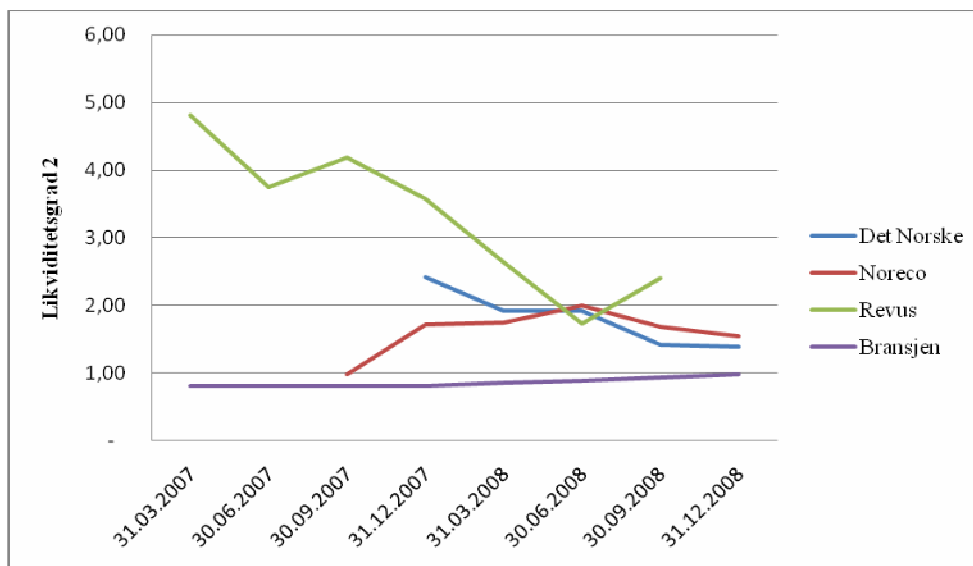
er sammenheng mellom god likviditet og god lønnsomhet i en bedrift: Bedriften kan være lønnsom, men likevel ha problemer med å generere nok likvider, noe som gjør den mer utsatt for konkurs enn om den hadde god likviditet, men ikke var særlig lønnsom. I en tradisjonell likviditetsanalyse beregnes nøkkeltallene med utgangspunkt i omløpsmidler som i løpet av et år blir gjort om til likvider, og kortsiktig gjeld som forfaller innen et år.

### ***6.1.1 Likviditetsgrad 2***

Likviditetsgrad 2 defineres som mest likvide omløpsmidler delt på kortsiktig gjeld, og forholdstallet gir informasjon om bedriftens umiddelbare evne til å generere kontanter fra sine likvide eiendeler. Et generelt krav til likviditetsgrad 2 er at det bør være større enn 1, det vil si at de mest likvide omløpsmidlene bør være av samme størrelse som den kortsiktige gjelda. Dette strenge finansieringskravet pekes på som hovedgrunnen til hvorfor nøkkeltallet ofte kalles ”acid test ratio” (Hoff, 2000, s. 325).

Med mest likvide omløpsmidler menes ”omløpsmidler som i løpet av 0-3 måneder kan omgjøres til likvider” (Hoff, 2000, s. 324). Vi har definert uttrykket som summen av selskapenes fordringer og bankinnskudd/ kontanter. Ettersom forskuddsbetalte kostnader normalt ikke tilbakebetales, har vi valgt å ekskludere disse fra omløpsmidlene. Mindreuttak av petroleum er ikke direkte kontanter, men fordring som utliknes i forhold til de samarbeidende selskaper gjennom neste års produksjon. Vi velger derfor å trekke denne posten ut fra beregningen, og for å holde en konsekvent linje må også meruttak av petroleum trekkes ut. Til tross for at varelageret er en relativt ubetydelig post i E&P- selskapenes regnskap, ekskluderes den fra beregningen med bakgrunn i at den er vanskelig å omgjøre til kontanter innen tre måneder.

Resultatene våre ved utregning av likviditetsgrad 2 er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.1.1.1 Likviditetsgrad 2

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
31.03.2007	-	-	4,82	0,81
30.06.2007	-	-	3,75	0,81
30.09.2007	-	0,98	4,19	0,81
31.12.2007	2,43	1,72	3,59	0,81
31.03.2008	1,93	1,75	2,65	0,85
30.06.2008	1,92	2,00	1,74	0,89
30.09.2008	1,42	1,68	2,41	0,93
31.12.2008	1,39	1,55	-	0,98

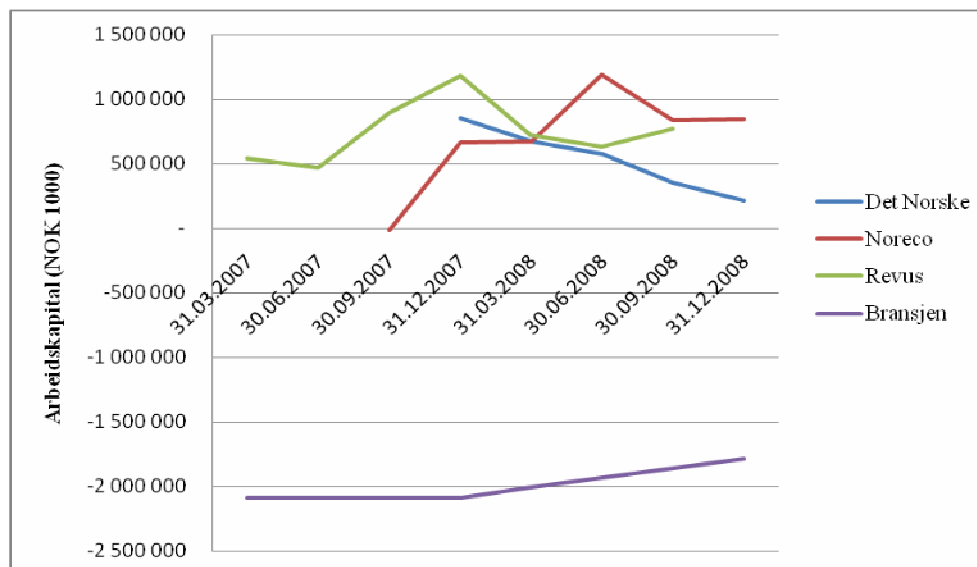
Tabell 6.1.1.1 Datagrunnlag likviditetsgrad 2

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige likviditetsgrad 0,81, og veksten i nøkkeltallet lik 41,77 %. Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige likviditetsgrad i perioden fra 2007 til 2008 var 2,18, og veksten var negativ (-30,57 %). Av oppkjøpselskapene sank likviditetsgraden mest for Det Norske (-42,93 %) og Revus (-32,93 %). Oljeprisfallet fra tredje til fjerde kvartal 2008 førte til en svak reduksjon i likviditetsgraden for både Det Norske (-2,33 %) og Noreco (-7,64 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

### 6.1.2 Arbeidskapital

Arbeidskapitalen defineres som forskjellen mellom bedriftens omløpsmidler og kortsiktige gjeld. Endringer i arbeidskapitalen kan gi ledelsen signaler om hvordan likviditetsutviklingen i bedriften er. Økonomer er relativt samstemte i at arbeidskapitalen aldri bør være negativ, ettersom negativ arbeidskapital normalt indikerer at bedriften har betalingsproblemer – ”om den ikke har betydelig ubenyttet kassekreditt å flyte på” (Hoff, 2000, s. 326). Positiv arbeidskapital indikerer at anleggsmidlene er fullt ut finansiert med langsiktig kapital, summen av egenkapital og gjeld, samtidig som også en del av omløpsmidlene finansieres av den langsiktige kapitalen. God finansieringsstruktur tilsier at omtrent halvparten av omløpsmidlene bør ha langsiktig finansiering.

Til tross for at enkelte økonomer mener at innfallsvinkelen ikke alltid er velegnet, har vi valgt å se på arbeidskapitalens absolutte størrelse (Drange & Mauland, 1993). Ofte regnes arbeidskapitalen i prosent av sum driftsinntekter, men for vårt formål ser vi den absolutte størrelse som like velegnet. Vi har ikke foretatt korrigeringer i balansepostene som ligger til grunn for beregningen. Resultatene våre ved utregning av arbeidskapitalen er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.1.2.1 Arbeidskapital

<b>2007-2008</b>	<b>Det Norske</b>	<b>Noreco</b>	<b>Revus</b>	<b>Bransjegjennomsnitt</b>
31.03.2007	-	-	540 953	(2 085 314)
30.06.2007	-	-	465 970	(2 085 314)
30.09.2007	-	(15 905)	888 957	(2 085 314)
31.12.2007	856 825	665 813	1 178 528	(2 085 314)
31.03.2008	676 248	676 370	723 890	(2 005 986)
30.06.2008	577 260	1 193 290	631 604	(1 929 676)
30.09.2008	355 929	838 626	768 782	(1 856 269)
31.12.2008	217 748	848 059	-	(1 785 654)

*Tabell 6.1.2.1 Datagrunnlag arbeidskapital*

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige arbeidskapital negativ (MNOK - 2.085), og veksten i nøkkeltallet lik 28,73 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige arbeidskapital i perioden fra 2007 til 2008 var tilnærmet lik MNOK 752, og veksten var negativ (-31,50 %). Noreco var det eneste av oppkjøpsselskapene med positiv vekst i arbeidskapitalen i perioden (31,89 %). Oljeprisfallet bidro i stor grad til reduksjonen i arbeidskapital for Det Norske (-38,82 %), mens for Noreco var påvirkningen minimal (1,12 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

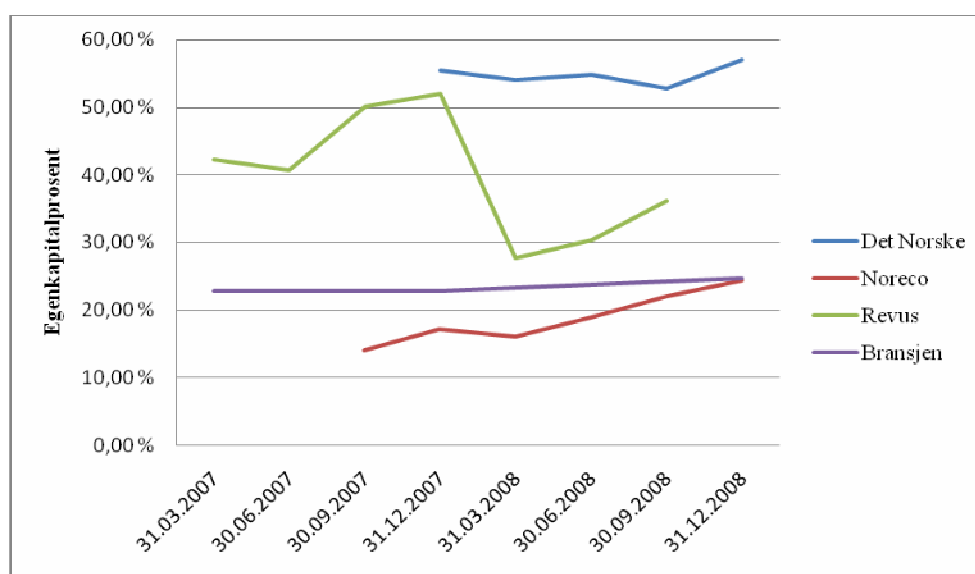
## **6.2 Finansiering og soliditet**

En finansierings- og soliditetsanalyse belyser selskapets sammenheng mellom anskaffelse og anvendelse av midler. I tillegg til å gi informasjon om bedriftens likviditet, belyser arbeidskapitalen også finansieringsstrukturen. I og med at anleggsmidler og en del av omløpsmidlene kun langsomt omdannes til kontanter, tilsier god finansieringsstruktur at midlene bør finansieres med kapital ”som ikke forutsetter hurtig tilbakebetaling” (Drange & Mauland, 1993, s. 99). Den langsiktige kapitalen kjennetegnes imidlertid som lite fleksibel, og man bør derfor være forsiktig med å bruke den til å finansiere bedrifter som opererer i svært dynamiske miljø. Raskt omskiftelige tider krever nemlig stor finansiell handlefrihet, noe som også gjør det viktig å balansere den langsiktige kapitalens sammensetning.

## 6.2.1 Egenkapitalprosent

Egenkapitalprosenten gir et uttrykk for bedriftens soliditet, og er definert som egenkapital i forhold til total kapital. Dette nøkkeltallet sier noe om ”hvor stor del av eiendelene som kan gå tapt før långiverne og de øvrige kreditorer berøres” (Hoff, 2000, s. 338). Bedrifter med stor andel egenkapital tåler relativt store svingninger i ytre risikofaktorer. Hvor stor egenkapitalprosenten bør være er avhengig av hvor ”kapitalintensiv virksomheten er, og hvor stor den generelle forretningsmessige risiko er” (Hoff, 2000, s. 339).

Ettersom Norske AEDC er det eneste selskapet i bransjen som viser til negativ egenkapital i alle tre år, velger vi å ekskludere selskapet fra beregningen. Bransjegenomsnittet tar derfor utgangspunkt i kun 13 selskaper. Resultatene våre ved utregning av egenkapitalprosenten er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.2.1.1 Egenkapitalprosent

<b>2007-2008</b>	<b>Det Norske</b>	<b>Noreco</b>	<b>Revus</b>	<b>Bransjegjennomsnitt</b>
31.03.2007	-	-	42,33 %	22,83 %
30.06.2007	-	-	40,70 %	22,83 %
30.09.2007	-	14,06 %	50,11 %	22,83 %
31.12.2007	55,45 %	17,11 %	52,03 %	22,83 %
31.03.2008	54,10 %	16,06 %	27,63 %	23,30 %
30.06.2008	54,84 %	18,95 %	30,35 %	23,78 %
30.09.2008	52,75 %	22,05 %	36,09 %	24,27 %
31.12.2008	57,07 %	24,32 %	-	24,77 %

Tabell 6.2.1.1 Datagrunnlag egenkapitalprosent

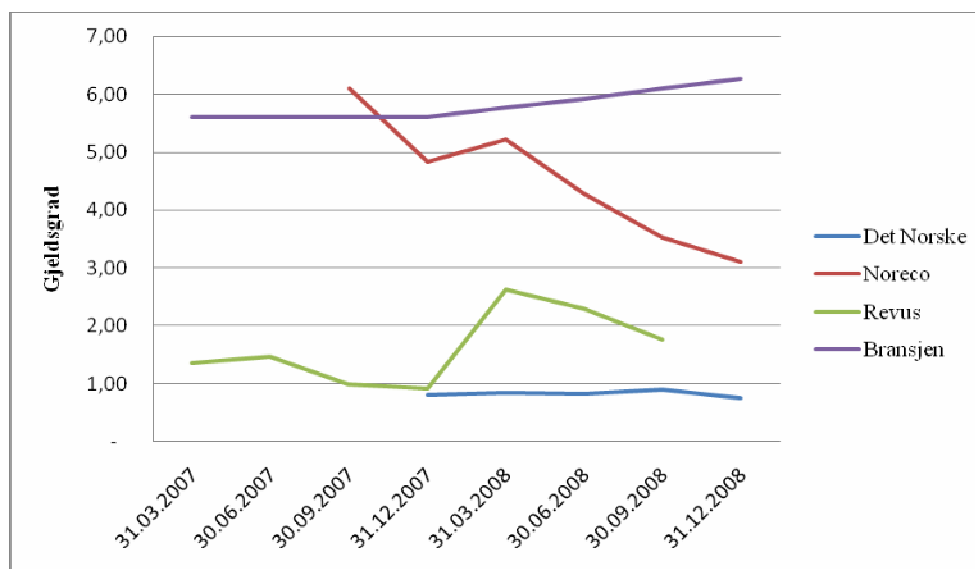
I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige egenkapitalprosent lik 22,83 %, og veksten i nøkkeltallet lik 16,99 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige egenkapitalprosent i perioden fra 2007 til 2008 var lik 40,21 %, og veksten var negativ (-4,98 %). Av oppkjøpsselskapene var det kun Revus som viste til negativ vekst i egenkapitalprosenten i perioden (-30,63 %), mens Noreco sin egenkapitalprosent økte mest (50,18 %). Fra tredje til fjerde kvartal 2008 økte egenkapitalprosenten i gjennomsnitt med 9,25 % (Castro & Maksumic, 2009c).

## 6.2.2 Gjeldsgrad

Gjeldsgraden er definert som gjeld i forhold til egenkapital, og gir informasjon om bedriftens sammensetning av den langsiktige kapitalen. Nøkkeltallet informerer om i hvilken utstrekning ledelsen er villig til å finansiere den daglige drift med gjeld heller enn egenkapital, og er derfor av stor interesse for kreditorer og investorer (Bragg, 2007). Dersom bedriftens investeringer gir en høyere avkastning enn gjennomsnittlig lånerente, vil høyere gjeldsgrad gi høyere egenkapitalavkastning. Stor andel gjeld i forhold til egenkapital vil imidlertid gjøre bedriften "svært sårbar overfor tilbakeslag" (Drange & Mauland, 1993, s. 94). Høy gjeldsgrad vil altså redusere kredittverdigheten og dermed også muligheten for gunstig finansiering. Mye gjeld er imidlertid positivt i gode tider, ettersom kreditorer kun krever faste lånekostnader fra bedriften, mens egenkapitalinvestorer ofte har en tendens til å forvente høyere utbytte i gode tider. I dårlige tider blir den faste størrelsen på lånekostnadene ofte problematisk, og egenkapitalfinansiering anses da som mest gunstig.



Vi har ikke foretatt korrigeringer i balansepostene som ligger til grunn for beregningene, men også her har vi utelatt Norske AEDC på grunn av selskapets negative egenkapital alle tre år. Bransjegjennomsnittet tar derfor utgangspunkt i kun 13 selskaper. Gjeld defineres som summen av avsetning for forpliktelser, kortsiktig og langsiktig gjeld. Resultatene våre ved utregning av gjeldsgraden er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.2.2.1 Gjeldsgrad

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
31.03.2007	-	-	1,36	5,61
30.06.2007	-	-	1,46	5,61
30.09.2007	-	6,11	1,00	5,61
31.12.2007	0,80	4,84	0,92	5,61
31.03.2008	0,85	5,23	2,62	5,77
30.06.2008	0,82	4,28	2,29	5,93
30.09.2008	0,90	3,54	1,77	6,10
31.12.2008	0,75	3,11	-	6,27

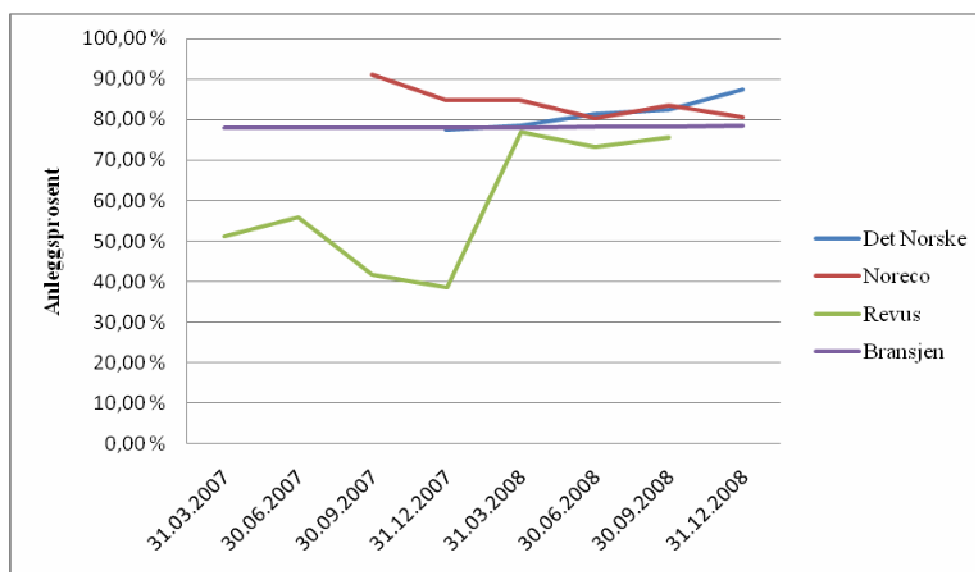
Tabell 6.2.2.1 Datagrunnlag gjeldsgrad

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige gjeldsgrad 5,61, og veksten i nøkkeltallet lik 23,69 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige gjeldsgrad i perioden fra 2007 til 2008 var 2,08, og veksten var negativ (-18,31 %). Revus nærmest fordoblet sin gjeldsgrad i perioden (92,03 %), mens gjeldsgraden ble redusert med henholdsvis 39,89 % og 6,38 % for Noreco og Det Norske. Fra tredje til fjerde kvartal 2008 ble gjeldsgraden, i gjennomsnitt, redusert med 14 % (Castro & Maksumic, 2009c).

### 6.2.3 Anleggsprosent

Anleggsprosent defineres som anleggsmidler i forhold til total kapital, og bidrar til å belyse hvordan bedriften anvender sine midler. Serviceselskaper kjennetegnes av å ha relativt lav anleggsprosent, mens oljeselskaper som regel har stor andel anleggsmidler i forhold til total kapital. Har et selskap høy anleggsprosent er andelen omløpsmidler relativt lav, noe som isolert sett reduserer sannsynligheten for positiv arbeidskapital.

Vi har ikke foretatt korrigeringer i balansepostene som ligger til grunn for beregningen. Resultatene våre ved utregning av anleggsprosenten er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.2.3.1 Anleggsprosent

<b>2007-2008</b>	<b>Det Norske</b>	<b>Noreco</b>	<b>Revus</b>	<b>Bransjegjennomsnitt</b>
31.03.2007	-	-	51,12 %	78,08 %
30.06.2007	-	-	55,88 %	78,08 %
30.09.2007	-	91,03 %	41,73 %	78,08 %
31.12.2007	77,38 %	84,80 %	38,58 %	78,08 %
31.03.2008	78,48 %	84,79 %	76,80 %	78,21 %
30.06.2008	81,28 %	80,42 %	73,06 %	78,35 %
30.09.2008	82,42 %	83,40 %	75,52 %	78,48 %
31.12.2008	87,46 %	80,69 %	-	78,62 %

*Tabell 6.2.3.1 Datagrunnlag anleggsprosent*

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige anleggsprosent 78,08 %, og veksten i nøkkeltallet var lik 1,37 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige anleggsprosent i perioden fra 2007 til 2008 var 74,04 %, og veksten var lik 21,43 %. Anleggsprosenten til Revus nærmest fordoblet seg i perioden (95,77 %), mens Noreco opplevde en svak nedgang i nøkkeltallet (- 4,76 %). Oppkjøpskandidatenes gjennomsnittlige anleggsprosent ble i liten grad påvirket av oljeprisfallet (1,44 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

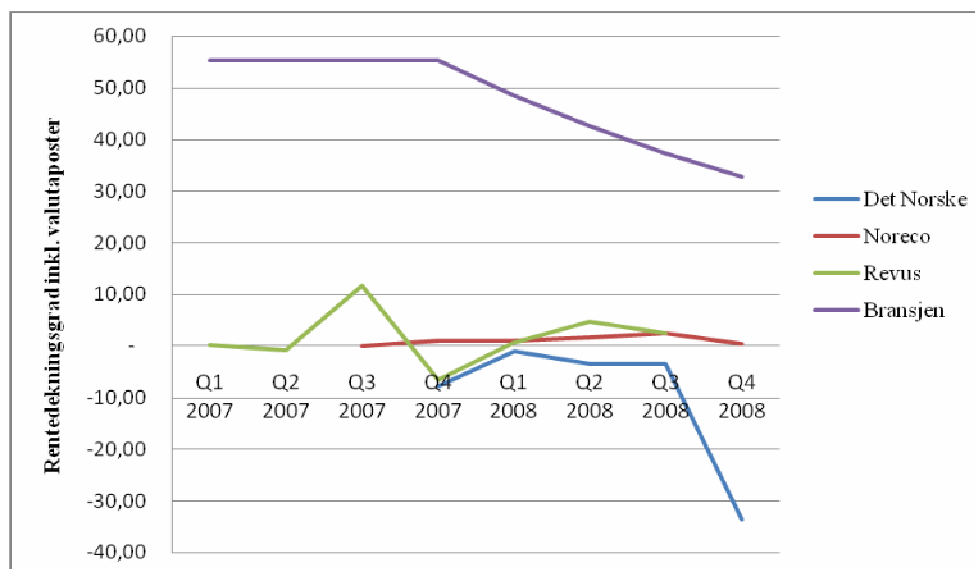
#### **6.2.4 Rentedeckningsgrad**

Rentedekningsgrad defineres som summen av driftsresultat og finansinntekter, dividert med finanskostnader, og nøkkeltallet gir informasjon om i hvilken grad bedriften er i stand til å betale sine rentekostnader. Høy rentedekningsgrad indikerer at bedriften er lite sårbar overfor tilbakeslag i profitt eller renteøkning, og at den kan klare å ta på seg større låneforpliktelser. Mott (2005) mener at rentedekningsgraden bør ligge mellom to og tre for at bedriften skal ha noe å gå på, mens Hoff (2000) mener at en fornuftig størrelse er mellom fem og ti.

For å forsøke å belyse i hvilken grad oljeselskapene er eksponert i forhold til volatile valutakurser, har vi valgt å beregne rentedekningsgraden både inklusiv og eksklusiv valutaposter. Denne form for volatilitet antas nemlig å påvirke både bedriftenes lønnsomhet og soliditet, og representerer derfor en betydelig risikokilde for selskapene. Resultatene vi kommer frem til kan hjelpe til med å belyse oppkjøpskandidatenes eksponering i forhold til andre risikokilder, som f.eks. volatil oljepris. Vi foretar ingen korrigeringer i tallmaterialet som ligger til grunn for beregningene.

### 6.2.4.1 Rentedeckningsgrad inkl. valutaposter

Resultatene våre ved utregning av rentedeckningsgrad inklusiv valutaposter er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.2.4.1.1 Rentedeckningsgrad inkl. valutaposter

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	0,04	55,39
Q2 2007	-	-	(0,83)	55,39
Q3 2007	-	0,06	11,60	55,39
Q4 2007	(7,76)	1,01	(6,61)	55,39
Q1 2008	(1,07)	1,02	0,51	48,55
Q2 2008	(3,50)	1,66	4,69	42,56
Q3 2008	(3,59)	2,45	2,40	37,30
Q4 2008	(33,56)	0,46	-	32,70

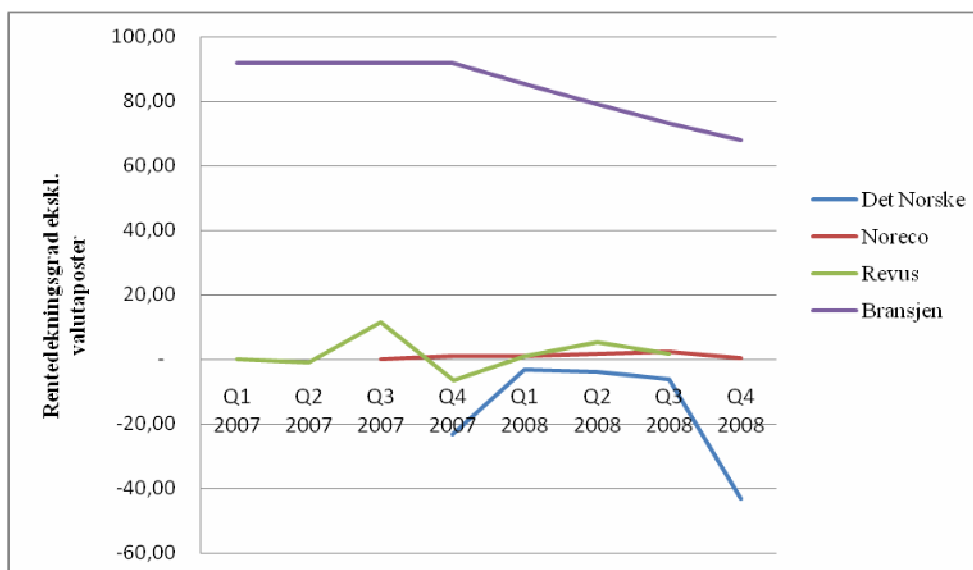
Tabell 6.2.4.1.1 Datagrunnlag rentedeckningsgrad inkl. valutaposter

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige rentedeckningsgrad inklusiv valutaposter 55,39, og veksten i nøkkeltallet var negativ (-81,93 %). Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige rentedeckningsgrad i perioden fra 2007 til 2008 var negativ (-2,18), og i likhet med bransjen var veksten negativ (-3,70 %). Av oppkjøpselskapene var Noreco selskapet med sterkest positiv utvikling i perioden (210,17 %), mens Det Norske var selskapet med sterkest negativ utvikling (-23,86 %). Oljeprisfallet bidro til reduksjonen for Det Norske,

og også Noreco opplevde en reduksjon i nøkkeltallet fra tredje til fjerde kvartal 2008 (-81,30 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

#### 6.2.4.2 Rentedeckningsgrad ekskl. valutaposter

Resultatene våre ved utregning av rentedeckningsgraden eksklusiv valutaposter er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.2.4.2.1 Rentedeckningsgrad ekskl. valutaposter

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	0,04	91,71
Q2 2007	-	-	(0,83)	91,71
Q3 2007	-	0,06	11,60	91,71
Q4 2007	(23,37)	1,01	(6,61)	91,71
Q1 2008	(3,26)	1,02	0,92	85,03
Q2 2008	(3,96)	1,66	5,25	78,84
Q3 2008	(6,32)	2,45	1,51	73,10
Q4 2008	(43,32)	0,46	-	67,77

Tabell 6.2.4.2.1 Datagrunnlag rentedeckningsgrad ekskl. valutaposter

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige rentedeckningsgrad eksklusiv valutaposter 91,71, og veksten i nøkkeltallet var negativ (-52,20 %). Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige rentedeckningsgrad i perioden fra 2007 til 2008 var negativ (-7,21), men

veksten var lik 55,80 %. Av oppkjøpsselskapene var Revus det eneste selskapet med negativ vekst (-3,37 %), mens veksten for Det Norske var lik 49,56 %. Oljeprisfallet fra tredje til fjerde kvartal 2008 førte til dramatisk reduksjon i nøkkeltallet for Det Norske (-585,49 %), og Noreco sin rentedekningsgrad ble også redusert (-81,30 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

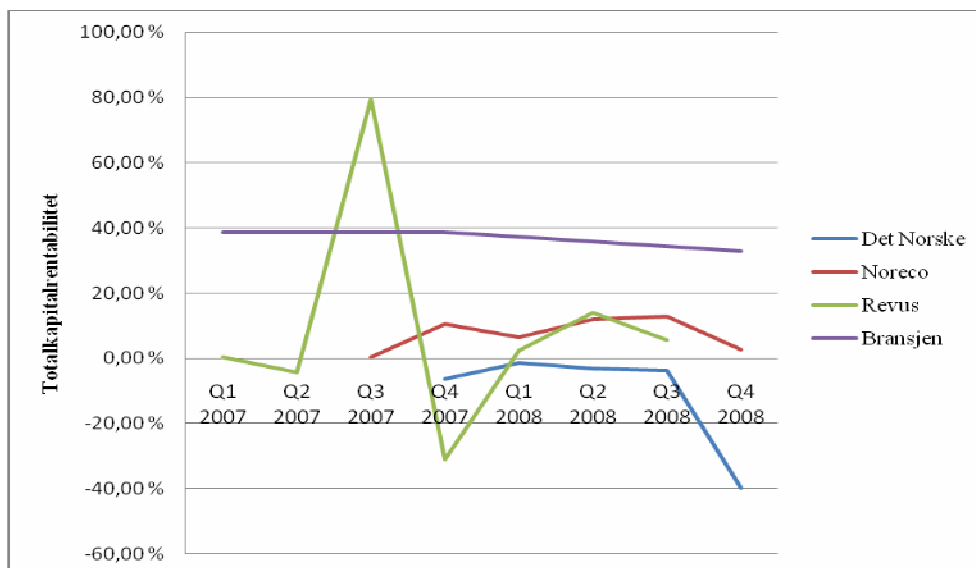
### **6.3 Rentabilitet**

Rentabilitet måler avkastning på investert kapital i virksomheten, det vil si ”bedriftens evne til å skape inntjening ved å bruke de eiendeler den disponerer” (Eklund & Knutsen, 2003, s. 138). Hvilken avkastning investorene krever, er blant annet avhengig av investeringens risikoprofil, som igjen er avhengig av bedriftens finansieringsstruktur. Bedrifter med høy gjeldsgrad viser normalt til en verre risikoprofil enn selskaper med et mer balansert forhold mellom egenkapital og gjeld. Etersom periodens resultat inngår i rentabilitetsberegningene, er det stor sannsynlighet for at markedet svarer på negativ resultatvekst ved å prise aksjen lavere. Reaksjonen er imidlertid avhengig av i hvilken grad det faktiske resultatet avviker fra forventningene.

#### **6.3.1 Totalkapitalrentabilitet (TKR)**

Totalkapitalrentabiliteten gir informasjon om hvilken avkastning bedriftens eiendeler gir, og da uavhengig av ”finansieringsstruktur, selskapsform og beskatning” (Drange & Mauland, 1993, s. 92). Det finnes ingen fasit for størrelsen på totalkapitalrentabiliteten, men generelt bør den være på nivå med hva bedriften i gjennomsnitt betaler for sine lån. Hoff (2000) mener at bedriften bør tilstrebe en TKR som omtrent ligger 5 % høyere enn gjennomsnittlig lånerente. Er TKR lavere enn dette, vil bedriften ikke tjene nok ”til å forrente den samlede kapital som arbeider i selskapet” (Hoff, 2000, s. 317).

Totalrentabilitet defineres som summen av driftsresultat og finansinntekter, dividert med gjennomsnittlige eiendeler. Vi har ikke foretatt korrigeringer i postene som ligger til grunn for beregningen, og resultatene våre ved utregning av totalkapitalrentabiliteten er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.3.1.1 Totalkapitalrentabilitet

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	0,22 %	38,59 %
Q2 2007	-	-	-4,44 %	38,59 %
Q3 2007	-	0,49 %	79,41 %	38,59 %
Q4 2007	-6,43 %	10,57 %	-31,06 %	38,59 %
Q1 2008	-1,43 %	6,45 %	2,43 %	37,06 %
Q2 2008	-3,20 %	11,98 %	13,99 %	35,59 %
Q3 2008	-3,64 %	12,75 %	5,53 %	34,18 %
Q4 2008	-39,76 %	2,77 %	-	32,83 %

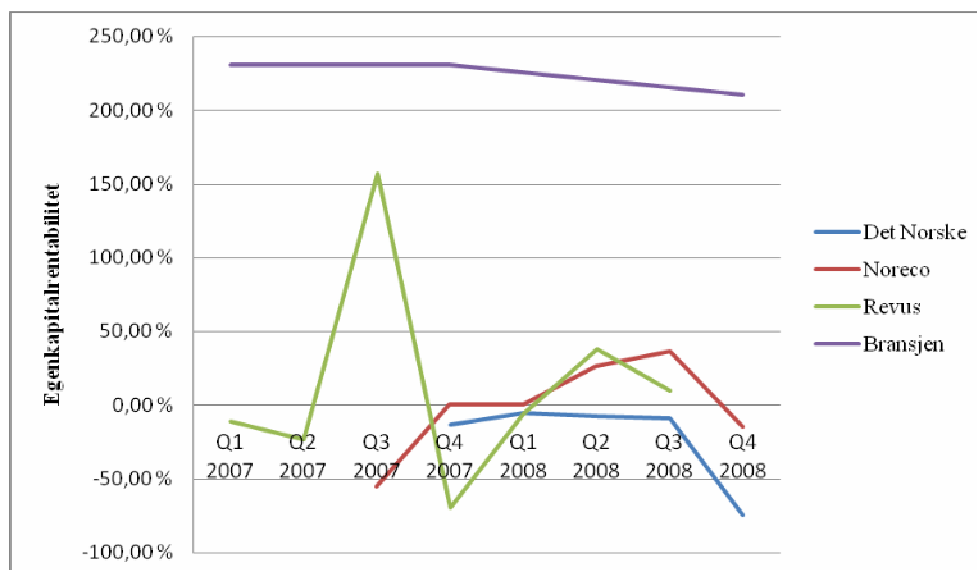
Tabell 6.3.1.1 Datagrunnlag total kapitalrentabilitet

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige total kapitalrentabilitet lik 38,59 %, og veksten i nøkkeltallet var negativ (-29,87 %). Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige total kapitalrentabilitet i perioden fra 2007 til 2008 var lik 0,96 %, og som for oppkjøpsselskapene var veksten negativ (-53,04 %). Noreco økte sin avkastning på total kapital med 354,43 % i perioden, mens Det Norske opplevde en omtrent like stor negativ vekst (-259,89 %). Oljeprisfallet førte til at total kapitalrentabiliteten for Det Norske sank fra -3,64 % i tredje kvartal 2008 til -39,76 % i fjerde kvartal 2008, mens samme nøkkeltall for Noreco ble redusert med 78,25 % (Castro & Maksumic, 2009c).

### 6.3.2 Egenkapitalrentabilitet (EKR)

Egenkapitalrentabiliteten (EKR) er et uttrykk for eiernes avkastning på investeringen i bedriften, og defineres som resultat før skatt dividert med gjennomsnittlig egenkapital. Avkastningen på egenkapital er et uttrykk for hva som i prinsippet etterlates til investorene, men da først etter at øvrige kreditorer har fått sitt. EKR blir høyere desto større forskjell det er mellom bedriftens totale avkastning på kapital (TKR) og den gjennomsnittlige lånerenten. EKR påvirkes også av forholdet mellom gjeld og egenkapital i bedriften: Gitt at TKR er høyere enn lånerenten, vil mer gjeld i forhold til egenkapital føre til høyere egenkapitalrentabilitet.

Ettersom egenkapitalen til Norske AEDC er negativ i alle tre år, har vi valgt å ekskludere selskapet også fra denne beregningen. Bortsett fra dette har vi ikke gjort korrigeringer i regnskapspostene som ligger til grunn for beregningen, og resultatene våre ved utregning av egenkapitalrentabiliteten er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 6.3.2.1 Egenkapitalrentabilitet



2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
Q1 2007	-	-	-11,40 %	230,34 %
Q2 2007	-	-	-23,53 %	230,34 %
Q3 2007	-	-54,99 %	157,13 %	230,34 %
Q4 2007	-13,10 %	0,97 %	-69,84 %	230,34 %
Q1 2008	-5,06 %	0,72 %	-6,55 %	225,27 %
Q2 2008	-7,55 %	26,94 %	37,90 %	220,32 %
Q3 2008	-8,65 %	36,75 %	9,72 %	215,48 %
Q4 2008	-74,83 %	-14,18 %	-	210,74 %

Tabell 6.3.2.1 Datagrunnlag egenkapitalrentabilitet

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige egenkapitalrentabilitet lik 230,34 %, og veksten i nøkkeltallet var negativ (-17,02 %). Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige egenkapitalrentabilitet fra 2007 til 2008 var negativ (-3,50 %), men veksten var lik 83,52 %. Revus og Noreco økte sin avkastning på egenkapital i perioden med henholdsvis 158,59 % og 177,20 %, mens Det Norske sine egenkapitalinvestorer fikk redusert sin avkastning (-247,82 %). Oljeprisfallet førte til en dramatisk nedgang i gjennomsnittlig egenkapitalrentabilitet for oppkjøpskandidatene (-451,98 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

## 7.0 Nøkkeltall for oljebransjen

Til tross for at vi antar at tradisjonell regnskapsinformasjon påvirker selskapers aksjepris, er gjerne den samme informasjonen meningsløs i forhold til fastsettelse av selskapsverdi. Flere forskere mener at E&P- selskapenes unike, operative karakteristika gjør at store deler av selskapsverdien ligger i fremtidige kontantstrømmer heller enn i dagens regnskapsinformasjon (Deakin & Deitrick, 1982; Quirin et al., 2000; Wright & Gallun, 2005). Av denne grunn er den ideelle vurderingsmetoden for fastsettelse av E&P- selskapenes verdi basert på neddiskonterte kontantstrømmer. En slik vurderingsmetode er imidlertid arbeidskrevende, og oljeanalytikere velger derfor ofte nøkkeltall heller enn fundamentalanalyse i arbeidet med å fastsette selskapsverdi.

I denne delen av analysen presenterer vi nøkkeltall som er spesifikke for oljebransjen, og som forskere mener gir tilleggsinformasjon om selskapers underliggende verdier utover hva tradisjonell regnskapsinformasjon gir. Nøkkeltallene er satt sammen av både finansielle

størrelser og operasjonelle indikatorer, og er basert på hva ledelse og analytikere fokuserer på i egne rapporter.

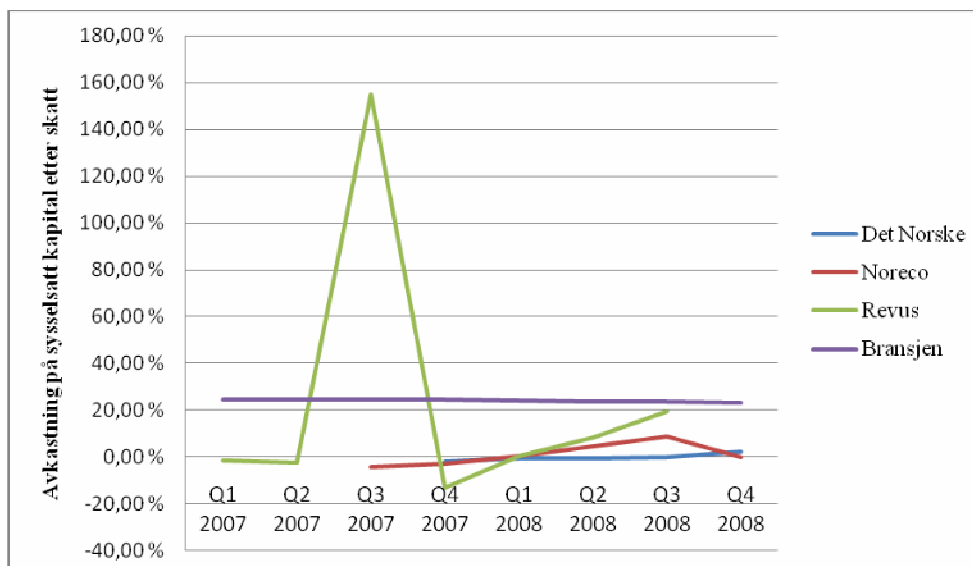
## **7.1 Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt (RoACE)**

Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt defineres som summen av årsresultat og netto finansielle poster etter skatt, dividert med gjennomsnittlig sysselsatt kapital (Asche et al., 2006; Hoff, 2000). Sysselsatt kapital defineres som differansen mellom total kapital og rentefri gjeld, hvor rentefri gjeld er summen av kortsiktig gjeld og avsetning for forpliktelser. I samsvar med hvordan Total E&P Norge beregner sin sysselsatte kapital, antas selskapers utbytte som egenkapital heller enn kortsiktig gjeld (Total E&P Norge AS, 2008, s. 10). Uavhengig av hvorvidt konserngjeld er langsiktig eller kortsiktig, antas gjelden å være rentebærende.

Flere analytikere betrakter RoACE (Return on Average Capital Employed) som det viktigste prestasjonsmålet i oljeindustrien (Asche et al., 2006). Til tross for at nøkkeltallet beregnes med utgangspunkt i regnskapstall, er en generell oppfatning at RoACE er en god indikator på finansiell ytelse, og bidrar til å forenkle resultatsammenligningen mellom selskaper (Norsk Hydro ASA, 2004). RoACE blir først og fremst benyttet som internt prestasjonsmål, og belyser av denne grunn gjerne selskapers underliggende verdier på en bedre måte enn de allerede presenterte lønnsomhetsberegninger.

Ettersom oljeselskaper kan føre letetekostnader mot alminnelig inntekt og i særskattegrunnlaget, blir det relevante skattefradraget på finansielle poster lik 78 %. I tråd med forskning fra Misund og Osmundsen (2007), ble bransjens effektive skattesats sjekket ved å dele skattekostnaden det enkelte år med resultatet før skatt. Lundin Norway skilte seg fra den øvrige bransjen ved at de fikk tilbake på skatten alle tre år, og selskapet ble derfor eliminert fra beregningen. Med utgangspunkt i 13 selskaper, ble bransjens gjennomsnittlige, effektive skattesats i perioden fra 2005 til 2007 tilnærmet lik 75 % (Castro & Maksumic, 2009c).

Resultatene våre ved utregning av avkastning på sysselsatt kapital etter skatt er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.1.1 Avkastning på sysselsatt kapital etter skatt

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	-1,27 %	24,74 %
Q2 2007	-	-	-2,10 %	24,74 %
Q3 2007	-	-4,46 %	154,78 %	24,74 %
Q4 2007	-1,99 %	-3,09 %	-13,00 %	24,74 %
Q1 2008	-0,77 %	0,13 %	0,60 %	24,32 %
Q2 2008	-0,66 %	4,30 %	8,22 %	23,91 %
Q3 2008	-0,15 %	8,55 %	19,50 %	23,50 %
Q4 2008	2,37 %	-0,06 %	-	23,11 %

Tabell 7.1.1 Datagrunnlag avkastning på sysselsatt kapital etter skatt

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige RoACE etter skatt lik 24,74 %, og veksten i nøkkeltallet var negativ (-13,19 %). Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige RoACE etter skatt i perioden fra 2007 til 2008 var lik 6,02 %, og veksten var negativ (-5,56 %).

RoACE økte med 266,68 % for Noreco i perioden, mens Revus opplevde en svak reduksjon i nøkkeltallet (-10,45 %). Oljeprisfallet førte til en reduksjon i RoACE for Noreco lik 100,73 %, mens for Det Norske økte nøkkeltallet fra -0,15 % til 2,37 % (Castro & Maksumic, 2009c).

## 7.2 Operasjonell effektivitet

For E&P- selskaper handler operasjonell effektivitet om evnen til å få selskapets reserver til å vokse (Antill & Arnott, 2000). I den forbindelse er det viktig å belyse leteaktivitet og

produksjon, men også investeringer som kan bidra til å f.eks. effektivisere prosesser. Hovedformålet med leteaktiviteten er å gjøre nye funn, mens produksjonen bidrar til å redusere eksisterende reserver. Ettersom reserver hovedsakelig utgjør E&P- selskapenes verdi, vil et operasjonelt effektivt selskap som stadig gjør nye funn, ha en høyere verdi enn et selskap som er mindre effektivt. Av denne grunn antar vi at underliggende verdier i stor grad er korrelert med den operasjonelle effektiviteten.

## ***7.2.1 Letekostnader og lisenser***

### ***7.2.1.1 Letekostnader***

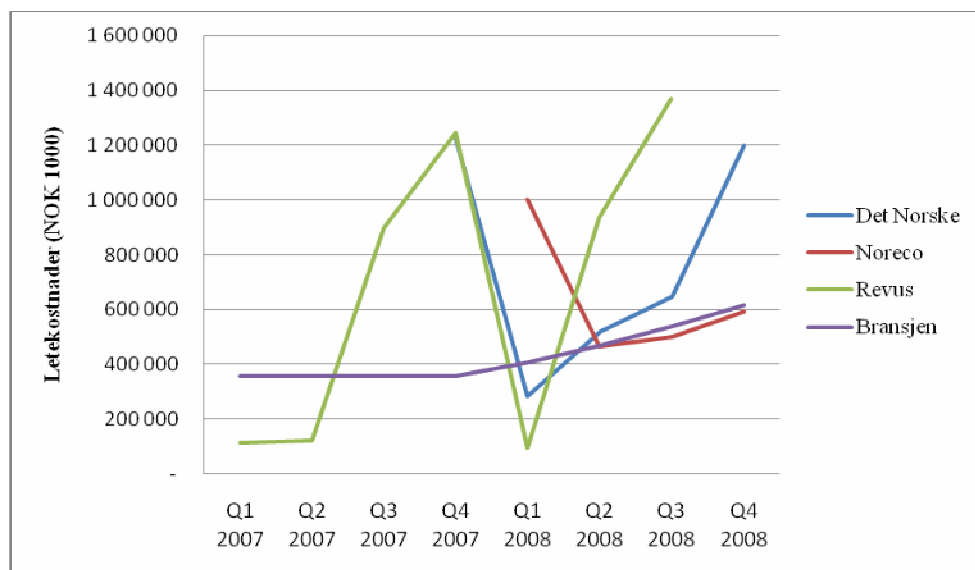
Størrelsen på letekostnadene bidrar til å belyse omfanget av bedriftens leteaktivitet. Oljeselskaper har to godkjente måter å regnskapsføre letekostnader på (Dale & Skjellevik, 2007; Misund & Osmundsen, 2007):

- **FC (full cost)- metoden** innebærer balanseføring av alle kostnader knyttet til leteaktiviteten.
- **SE (successful effort)- metoden** innebærer balanseføring av kostnader knyttet til letebrønner, og resultatføring av alle andre letekostnader. Utgifter knyttet til letebrønner balanseføres ”inntil det er avklart om letebrønner inneholder drivverdige forekomster av olje og gass” (Dale & Skjellevik, 2007, s. 495).

Alle selskaper i utvalget, med unntak av Endeavour Energy Norge, regnskapsfører letekostnader i henhold til SE- metoden. Endeavour er imidlertid eliminert fra beregningen fordi regnskapet ikke gir informasjon om letekostnader, og dette til tross for at selskapet holder et betydelig antall lisenser. Elimineringen er positiv i den forstand at vi unngår eventuelle målefeil som oppstår ved bruk av de ulike regnskapsmetodene. Til tross for at Norske AEDC kun har en lisens og det derfor er større sannsynlighet for at de faktisk ikke har letekostnader, ekskluderes også dette selskapet med bakgrunn i at regnskapet ikke informerer om størrelsen på kostnadene. I og med at BP Norge oppgir letekostnader både i 2005 og 2006, og antall lisenser øker fra 15 i 2006 til 23 i 2007, er det stor sannsynlighet for at selskapet

også har letekostnader i 2007. Selskapet ekskluderes fra beregningen med bakgrunn i at de ikke oppgir størrelsen på kostnadene i sistnevnte regnskapsår.

Vi beregner letekostnader som summen av hva som har blitt kostnadsført og balanseført det enkelte år. Mangel på noteinformasjon gjør det umulig å registrere Noreco sine letekostnader i 2007. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.2.1.1.1 Letekostnader

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	112 304	356 429
Q2 2007	-	-	120 368	356 429
Q3 2007	-	-	896 728	356 429
Q4 2007	1 227 408	-	1 246 404	356 429
Q1 2008	285 420	1 001 596	94 456	408 480
Q2 2008	521 300	464 368	938 596	468 131
Q3 2008	646 512	498 984	1 369 416	536 494
Q4 2008	1 200 308	590 740	-	614 840

Tabell 7.2.1.1.1 Datagrunnlag letekostnader

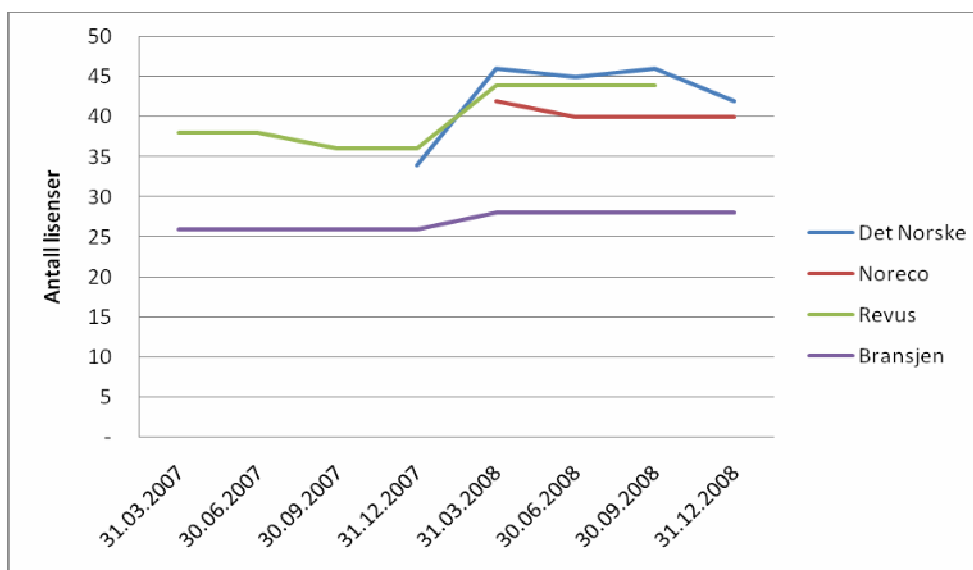
I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige letekostnader tilnærmet lik MNOK 356, og kostnadsveksten lik 145 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige letekostnader i perioden fra 2007 til 2008 var tilnærmet lik MNOK 665, og kostnadsveksten var negativ (-8,86 %). Revus sine letekostnader var tilnærmet uendret i perioden (1,12 %), mens for Det Norske sank letekostnadene med 16,86 %. Fra tredje til fjerde kvartal 2008 økte

letekostnadene med henholdsvis 85,66 % for Det Norske og 18,39 % for Noreco (Castro & Maksumic, 2009c).

### 7.2.1.2 Lisenser

Registrering av lisenser bidrar til å belyse hvorvidt letekostnadene har økt som et resultat av generelt høyere priser på innsatsfaktorer, eller som et resultat av høyere leteaktivitet. Vi setter som forutsetning at letekostnader påløper umiddelbart etter at et selskap har fått tildelt nye lisenser. For bransjen er antall lisenser registrert med utgangspunkt i Olje- og energidepartementets oversikt over operatører og rettighetshavere på norsk sokkel (Tofte et al., 2006, 2007, 2008, 2009). Denne oversikten viser lisenser per 31.03, men vi antar at dette er representativt for 31.12 foregående år, og løser samtidig problemet med at få selskaper informerer om antall lisenser i årsregnskapene. Ulempen ved antagelsen er at antallet per 31.12 blir høyere enn virkelig antall, noe som har sin bakgrunn i at tildeling av forhåndsdefinerte områder skjer på begynnelsen av året. For oppkjøpselskapene er antall lisenser registrert med utgangspunkt i selskapenes kvartalsregnskap.

Mangel på noteinformasjon gjør det umulig å registrere Noreco sine lisenser i tredje kvartal 2007. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.2.1.2.1 Antall lisenser

<b>2007-2008</b>	<b>Det Norske</b>	<b>Noreco</b>	<b>Revus</b>	<b>Bransjegjennomsnitt</b>
31.03.2007	-	-	38	26
30.06.2007	-	-	38	26
30.09.2007	-	-	36	26
31.12.2007	34	-	36	26
31.03.2008	46	42	44	28
30.06.2008	45	40	44	28
30.09.2008	46	40	44	28
31.12.2008	42	40	-	28

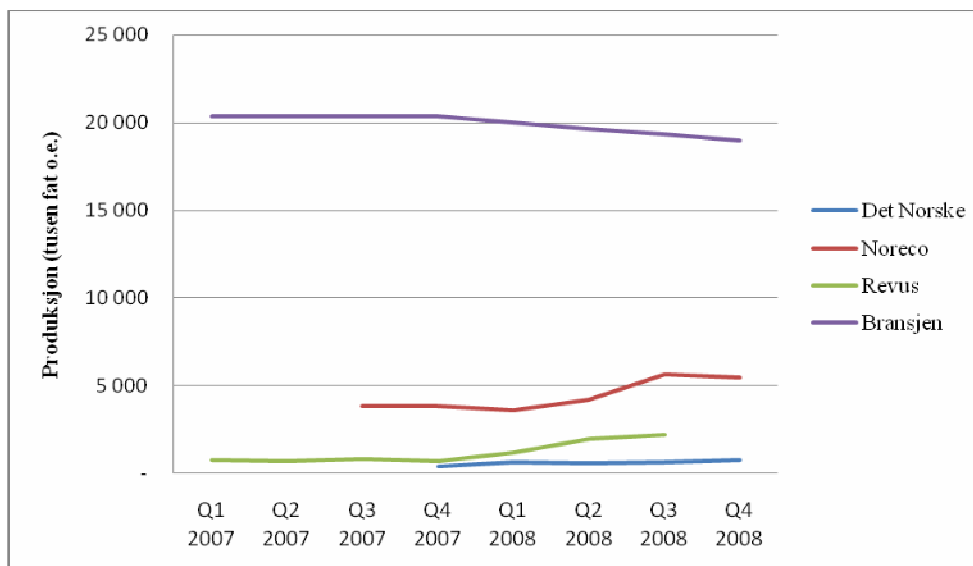
*Tabell 7.2.1.2.1 Datagrunnlag lisenser*

I og med at Olje- og energidepartementets oversikt for 2009 gir informasjon om bransjeselskapenes lisenser per 31.03.09, er bransjegjennomsnittet for 2008 basert på virkelig antall lisenser. I perioden fra 2005 til 2007 hadde selskapene i bransjen, i gjennomsnitt, 26 lisenser hver, og veksten i lisenser var lik 25,98 %. Oppkjøpsselskapene hadde, i gjennomsnitt, 38 lisenser hver, og veksten var omtrent lik som for bransjen (22,33 %). Både Revus og Det Norske fikk tildelt åtte nye lisenser i perioden, mens Noreco fikk tildelt syv lisenser. I perioden med oljeprisfall solgte Det Norske fire lisenser, mens Noreco beholdt alle (Castro & Maksumic, 2009c).

## **7.2.2 Produksjon**

Quirin et al. (2000) mener at produksjonsvekst gir tilleggsinformasjon om selskapers underliggende verdier, og da utover regnskapstall og andre bokførte størrelser. Vi har valgt å registrere produksjonen i tusen fat oljeekvivalenter, og i konverteringen mellom antall kubikkmeter og fat oljeekvivalenter har vi benyttet oss av regelen om at 1 Sm<sup>3</sup> o.e. = 6,29 fat o.e. (Tofte et al., 2008, s. 225). For å få et uttrykk for produksjonen per år, har produksjonen per dag blitt multiplisert med 365. Vi har funnet produksjonen per kvartal ved å multiplisere produksjonen per dag med antall dager i det aktuelle kvartalet.

Mangelfull produksjonsinformasjon gjør det nødvendig å ekskludere Norske AEDC fra beregningen. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.2.2.1 Produksjon

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	744	20 365
Q2 2007	-	-	692	20 365
Q3 2007	-	3 808	784	20 365
Q4 2007	408	3 824	684	20 365
Q1 2008	628	3 584	1 188	20 004
Q2 2008	576	4 204	1 992	19 650
Q3 2008	660	5 668	2 228	19 302
Q4 2008	784	5 484	-	18 960

Tabell 7.2.2.1 Datagrunnlag produksjon

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige produksjon tilnærmet lik 20 millioner fat oljeekvivalenter, og produksjonsveksten var negativ (-13,79 %).

Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige produksjon i perioden fra 2007 til 2008 var tilnærmet lik 2 millioner fat, og veksten var lik 46,34 %. Det Norske mer enn fordoblet sin produksjon i perioden (119,93 %), og også Revus opplevde en sterk positiv produksjonsvekst (86,23 %).

Fra tredje til fjerde kvartal 2008 falt Noreco sin produksjon (-3,25 %), mens produksjonen til Det Norske økte med 18,79 % (Castro & Maksumic, 2009c).

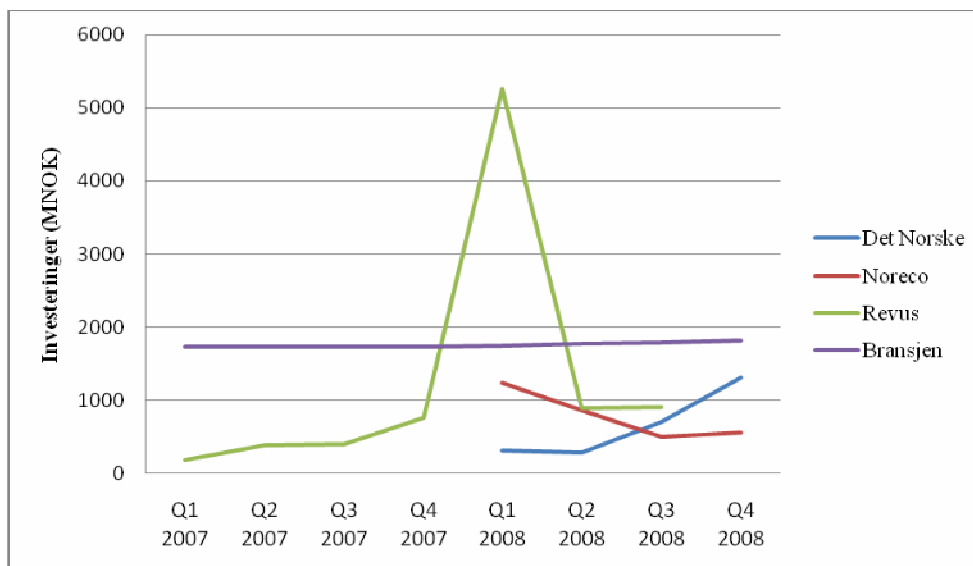


### **7.2.3 Investeringer**

Analytikere er generelt av den oppfatning at oljeprisfall demper investeringslysten til selskapene på norsk sokkel (Mohn, 2008). Virkningen er imidlertid usikker, da investeringene de siste par år har stagnert til tross for høyt nivå på oljeprisen. Forskere forklarer denne usikkerheten med bakgrunn i at nivået på oljeprisen og investeringer har ”decoupled over the last few years”, og at de økte inntektene forårsaket av høy oljepris heller har blitt reflektert gjennom økt dividende enn høyere investeringsnivå (Asche, Misund, Mohn, & Osmundsen, 2007, s. 468). Det økte presset fra finansmarkedene pekes på som årsaken til utviklingen, og presset har blant annet medført endring i ledelsens fokus: Fra langsiktig produksjons- og reservevekst til kortsiktig inntjening (Asche et al., 2007).

Populariteten knyttet til det kortsiktige lønnsomhetsmålet RoACE reflekterer endringen i fokus. Asche et al. (2007) finner imidlertid ikke støtte for RoACE som betydningsfull i forhold til å gi investorene informasjon om selskapsverdi, og mener at bakgrunnen for dette kan være at investorene aldri har akseptert det kortsiktige fokuset. Investeringsnivå kan derfor gi mer informasjon om underliggende verdier enn hva kortsiktige rentabilitetstall gir.

Vi registrerer investeringer i varige driftsmidler og immaterielle eiendeler med utgangspunkt i selskapenes kontantstrømoppstilling. Mangel på informasjon gjør det umulig for oss å registrere Det Norske og Noreco sine investeringer i 2007. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.2.3.1 Investeringer

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
Q1 2007	-	-	187	1733
Q2 2007	-	-	383	1733
Q3 2007	-	-	410	1733
Q4 2007	-	-	764	1733
Q1 2008	312	1239	5263	1753
Q2 2008	283	867	901	1773
Q3 2008	708	510	905	1793
Q4 2008	1308	565	-	1814

Tabell 7.2.3.1 Datagrunnlag investeringer

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige investeringsnivå lik MNOK 1.733, og veksten i investeringene var lik 9,34 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige investeringer i perioden fra 2007 til 2008 var lik MNOK 736, og investeringene nærmest tredoblet seg i perioden (160,68 %). Av oppkjøpsselskapene økte Revus sine investeringer i størst grad (305,73 %), og Det Norske sine investeringer minst (72,84 %). Veksten i investeringer for Det Norske kan i stor grad tilskrives perioden med oljeprisfall, hvor selskapets investeringer økte med 84,85 %. Som en kontrast økte investeringene til Noreco med 10,86 % (Castro & Maksumic, 2009c).

## 7.2.4 Reserveerstatningsrate

Reserveerstatningsraten (RRR = reserve replacement ratio) defineres som tilgang på nye, sikre reserver det enkelte år dividert med produksjon, og gir informasjon om hvor lenge selskapet kan produsere med utgangspunkt i eksisterende reserver. Til tross for at mange selskaper karakteriseres som effektive i produksjon og leting, vil reservene reduseres dersom produksjonen ikke erstattes. Quirin et al (2000) viser, med utgangspunkt i amerikanske oljeselskaper, at RRR gir tilleggsinformasjon om selskapers underliggende verdier. Andre forskere kommer med samme konklusjon, men tar da utgangspunkt i regnskapsinformasjon fra kanadiske oljeselskaper (Teall, 1992).

Regnskapslovens § 7-34 krever at oljeselskaper skal opplyse om antatte reserver, mens det i dag ikke finnes slike krav i IFRS. Dale & Skjellevik (2007) mener imidlertid det vil være naturlig for selskapene å opplyse om reserver, da dette er viktig informasjon for både långivere og investorer. Vår bransje følger den norske regnskapsloven, og oppgir derfor reserveinformasjon. Ettersom eksterne analytikere verken får vite hvordan beregningene utføres eller hvilken sannsynlighet som legges til grunn, fremstår informasjonen som mangelfull. For å klare å utarbeide reserveanslag på identisk grunnlag, har vi valgt å benytte Olje- og energidepartementets oversikt over reserver fra felt som allerede er i produksjon og felt under utbygging (Tofte et al., 2006, 2007, 2008, 2009). Ettersom selskapene vanligvis har omfattende reserver knyttet til felt under planlegging og letelisenser for øvrig, blir reserveanslagene våre relativt beskjedne.

Av oppkjøpsselskapene som følger IFRS, er det kun Det Norske som oppgir reserveinformasjon i sine kvartalsrapporter, men da bare sporadisk. For disse selskapene blir derfor RRR kun beregnet på årsbasis og med utgangspunkt i samme informasjonsgrunnlag som for bransjen. Olje- og gassreserver finnes ved å summere oljereserver (mill. Sm<sup>3</sup>), gassreserver (mrd. Sm<sup>3</sup>), reserver fra kondensat (mill. Sm<sup>3</sup>) og NGL- reserver (mrd. Sm<sup>3</sup>). Ettersom reservenes benevnelse er millioner Sm<sup>3</sup> og 1 tonn NGL = 1,9 Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter, må NGL- reservene multipliseres med 1,9 før de kan summeres med de øvrige reservene.

Med bakgrunn i at Norske AEDC oppgir mangelfull produksjonsinformasjon, må selskapet ekskluderes fra beregningen. Resultatene for den øvrige bransjen gir en gjennomsnittlig

reserveerstatningsrate i perioden fra 2005 til 2007 lik 2,20, og nøkkeltallet vokser fra 0,15 til 7,88 i løpet av treårsperioden. For oppkjøpsselskapene reduseres den gjennomsnittlige reserveerstatningsraten fra 19,79 i 2007 til 0,15 i 2008. Ettersom Noreco ikke har reserver knyttet til felt i produksjon eller felt under utbygging i 2006, er gjennomsnittet for 2007 kun beregnet med utgangspunkt i reserveerstatningsraten for Det Norske og Revus. I tillegg blir Revus kjøpt opp og har av denne grunn ikke egne reserver per 31.12.08, noe som gjør at gjennomsnittet for 2008 kun er beregnet med utgangspunkt i reserveerstatningsraten for Det Norske og Noreco.

### **7.3 Finansiell effektivitet**

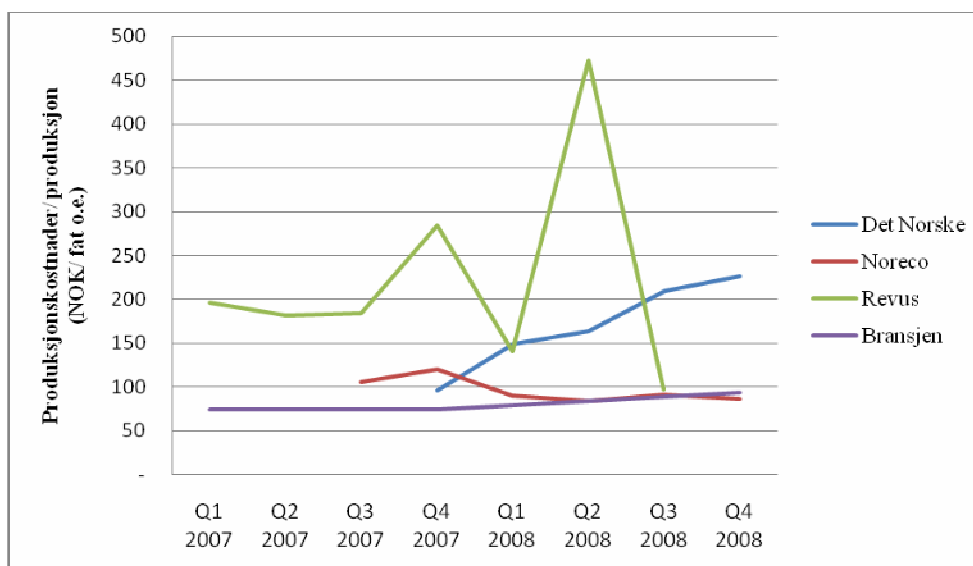
I likhet med nedgangstider generelt medfører oljeprisfall økte krav til selskapers ledelse om å redusere kostnader, samtidig som å øke inntekter og forbedre den kontantstrømgenererende evnen. Ettersom E&P- selskaper er involvert i færre produksjonsfelt og utviklingsprosjekter enn de integrerte selskapene, er de gjerne i større grad utsatt for risiko knyttet til kostnadsoverskridelser (Antill & Arnott, 2000). Til tross for at stordriftsfordeler medfører at bransjens finansielle effektivitet bør være høyere enn for oppkjøpsselskapene, blir selskaper som i større grad enn andre kan karakteriseres som finansielt effektive mindre utsatt for risiko knyttet til kostnadsoverskridelser. Av denne grunn antar vi at underliggende verdier i stor grad er korrelert med finansiell effektivitet.

#### ***7.3.1 Produksjonskostnader***

I denne analysen presenteres produksjonskostnader i forhold til selskapets totale produksjon. Produksjonskostnader defineres på ulike måter, men er i all hovedsak kostnader knyttet til leie, drift og vedlikehold av produksjonsinstallasjoner. I og med at oppkjøpsselskapene presenterer produksjons- og transportkostnader som en samlepost i regnskapene, gjør behovet for sammenligningsgrunnlag det nødvendig å ekskludere de selskaper i bransjen som rapporterer kun transportkostnader eller kun produksjonskostnader. Selskapene som ekskluderes fra utvalget blir da Chevron Norge, Dong E&P Norge, Endeavour Energy, Enterprise Oil Norge,

Lundin Norway, Norske AEDC og Talisman Energy Norge. Bransjegjennomsnittet blir dermed et gjennomsnitt for kun syv selskaper.

Resultatene våre ved beregning av produksjonskostnader i forhold til produksjon er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.3.1.1 Produksjonskostnader/ produksjon

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
Q1 2007	-	-	196	75
Q2 2007	-	-	182	75
Q3 2007	-	105	184	75
Q4 2007	96	120	284	75
Q1 2008	149	90	141	79
Q2 2008	163	84	473	84
Q3 2008	209	91	97	89
Q4 2008	226	86	-	94

Tabell 7.3.1.1 Datagrunnlag produksjonskostnader/ produksjon

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige produksjonskostnader/ produksjon NOK 75 per fat o.e., og veksten i nøkkeltallet lik 50,16 %. Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige produksjonskostnader/ produksjon i perioden fra 2007 til 2008 var lik NOK 156 per fat o.e., og veksten lik 26,25 %. Av oppkjøpsselskapene opplevde Noreco sterkest økning i produksjonskostnadene (46,22 %), mens Revus var selskapet med minst økning

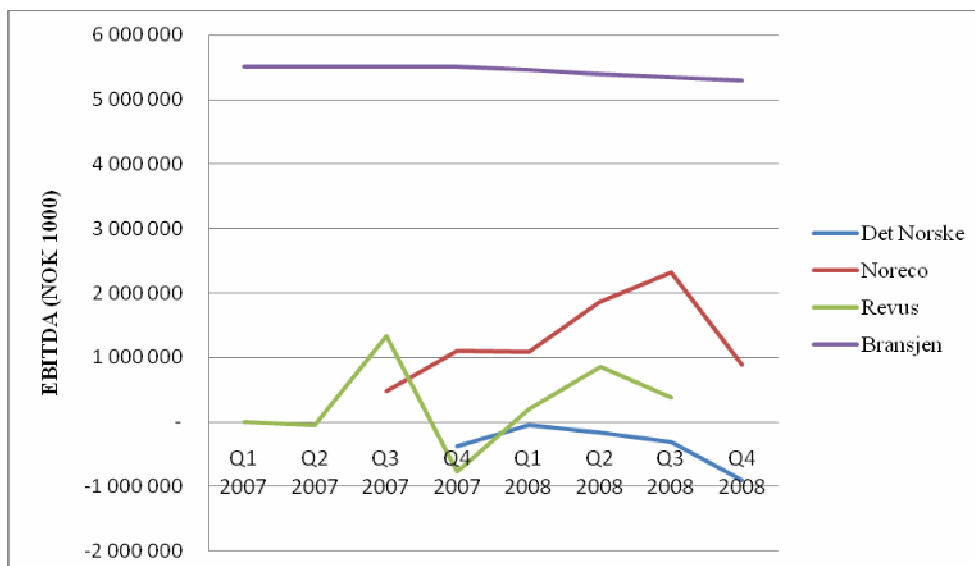
(16,54 %). I gjennomsnitt hadde oljeprisfallet tilnærmet ingen effekt på oppkjøpskandidatenes produksjonskostnader (1,51 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

### **7.3.2 EBITDA**

EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation) er et typisk non-GAAP nøkkeltall som defineres som summen av resultat før skatt og netto rentekostnader samt avskrivninger og eventuelle nedskrivninger. Norsk Hydro (2004) mener EBITDA fungerer som en tilnærming til kontantstrøm fra drift før skatt. Nærings- og handelsdepartementet mener imidlertid at EBITDA er et dårlig mål både på lønnsomhet og kontantstrøm. De mener nøkkeltallet er et dårlig mål på lønnsomhet fordi av- og nedskrivninger er reelle kostnader på lik linje med andre kostnader, og ”signaliserer nødvendige investeringer for å opprettholde årets resultat i fremtidige år” (Nærings- og handelsdepartementet, 2004). Med bakgrunn i at EBITDA ignorerer endringen i arbeids- og anleggskapital, mener departementet at nøkkeltallet gir et relativt dårlig bilde av selskapets kontantstrøm.

Misund & Osmundsen (2007) finner imidlertid støtte for at EBITDA bidrar til å kaste lys over utviklingen i selskapets underliggende verdier. Andre forskere viser at EBITDA fungerer som en tilnærmet like god verdsettelsesmetode som eksakt verdsettelse basert på neddiskonterte kontantstrømmer (Kaplan & Ruback, 1995). I og med at sistnevnte forskerne studerer verdsettelse kun av enkelttransaksjoner, er det diskutabelt hvorvidt resultatene kan overføres til å gjelde verdsettelse av hele selskaper.

Vi gjør ingen korrigeringer i tallene som ligger til grunn for beregningen, og resultatene våre ved beregning av EBITDA er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.3.2.1 EBITDA

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	224	5 516 315
Q2 2007	-	-	(56 388)	5 516 315
Q3 2007	-	480 984	1 327 764	5 516 315
Q4 2007	(378 860)	1 111 532	(778 056)	5 516 315
Q1 2008	(48 108)	1 091 312	186 404	5 459 167
Q2 2008	(163 188)	1 865 432	848 648	5 402 610
Q3 2008	(317 020)	2 319 884	379 712	5 346 640
Q4 2008	(903 040)	884 808	-	5 291 249

Tabell 7.3.2.1 Datagrunnlag EBITDA

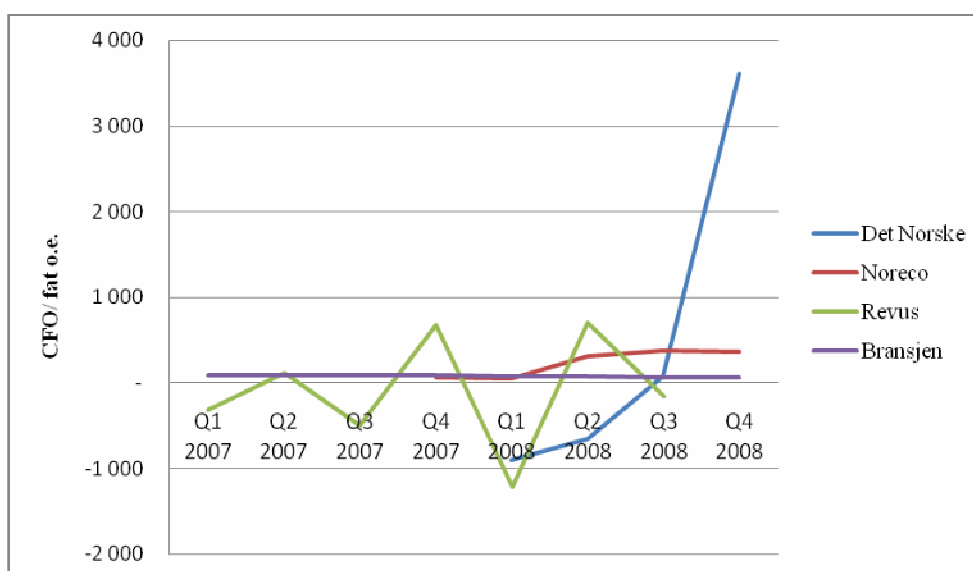
I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige EBITDA lik MNOK 5.516, og veksten var negativ (-8,16 %). Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige EBITDA i perioden fra 2007 til 2008 var tilnærmet lik MNOK 295, og veksten lik 558,48 %. Av oppkjøpsselskapene var det kun Det Norske som opplevde reduksjon i EBITDA i perioden (-64,52 %). I gjennomsnitt hadde oljeprisfallet stor negativ effekt på oppkjøpskandidatenes EBITDA (-123,36 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

### 7.3.3 Cash flow from operations (CFO)

Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter gir en indikasjon på hvor mye penger bedriften har tilgjengelig til investeringsformål, og da etter at øvrige kostnader har blitt betalt. Flere

forskere mener at kontantstrømmer er mer relevante i forhold til å fastsette selskapsverdi enn andre regnskapsstørrelser (Cormier & Magnan, 2002; Misund & Osmundsen, 2007; Quirin et al., 2000). Ettersom dagens kontantstrøm er den beste indikasjon på fremtidige kontantstrømmer, inkluderer også analytikere forholdstall knyttet til kontantstrøm i sine analyser.

Selskaper med større produksjon har ofte høyere operasjonell kontantstrøm, noe vi velger å korrigere for ved å beregne kontantstrøm i forhold til produksjon (CFO/ fat o.e.). Med bakgrunn i mangelfull produksjonsinformasjon fra Norske AEDC, må selskapet ekskluderes fra beregningen. Mangelfull noteinformasjon gjør det i tillegg umulig å beregne CFO for Det Norske i 2007 og for Noreco i tredje kvartal 2007. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.3.3.1 CFO/ fat o.e

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegenomsnitt
Q1 2007	-	-	(319)	91
Q2 2007	-	-	109	91
Q3 2007	-	-	(505)	91
Q4 2007	-	62	675	91
Q1 2008	(898)	43	(1 216)	81
Q2 2008	(656)	302	698	71
Q3 2008	76	375	(163)	63
Q4 2008	3 610	357	-	56

Tabell 7.3.3.1 Datagrunnlag CFO/ fat o.e.

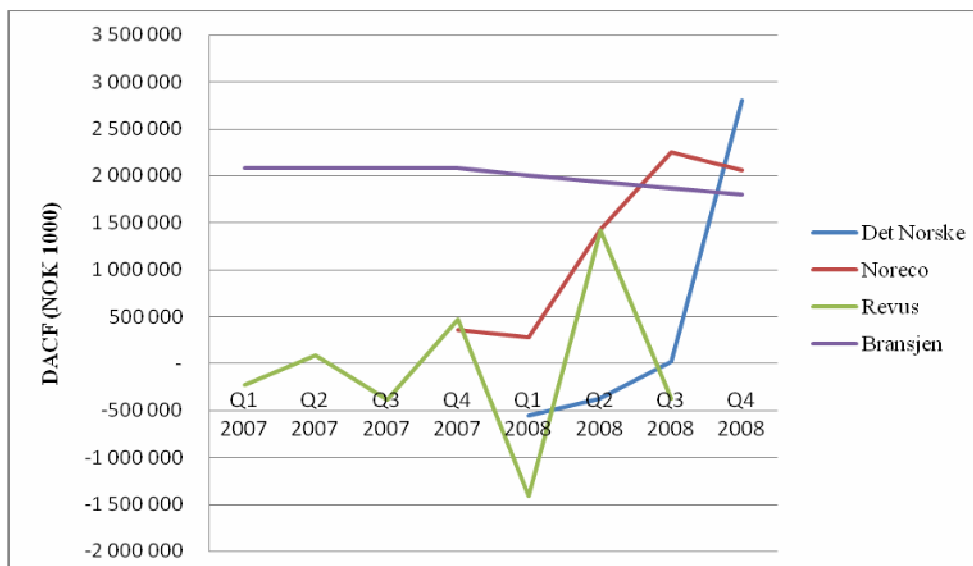


I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige CFO/ fat o.e. lik NOK 91, og veksten var negativ (-76,64 %). Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige CFO/ fat o.e. i perioden fra 2007 til 2008 var lik NOK 327, og veksten var negativ (-12,86 %). Av oppkjøpselskapene sank den operasjonelle kontantstrømmen i perioden for både Det Norske (-30,86 %) og Revus (-134,59 %). Oljeprisfallet førte til en formidabel vekst i nøkkeltallet for Det Norske, mens for Noreco ble nøkkeltallet redusert (-4,81 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

#### ***7.3.4 Debt- adjusted cash flow (DACF)***

Debt- adjusted cash flow (DACF) beregnes ved å summere operasjonell kontantstrøm med netto finansielle poster etter skatt. DACF karakteriseres som et non-GAAP nøkkeltall som man ofte finner i analytikerrapporter og som forskere mener gir tilleggsinformasjon om underliggende verdier (Misund & Osmundsen, 2007). Nøkkeltallet brukes ofte i sammenheng med estimat på selskapsverdien for å få en tilnærming til P/E- tallet. Ettersom P/E- tallet tar utgangspunkt i regnskapsbaserte størrelser som kritiseres for å være uten verdi for E&P-selskaper, er det ønskelig med en slik tilnærming.

Vi setter fokus på DACF for å belyse hvordan netto finansielle poster etter skatt påvirker kontantstrømmen. Mangelfull noteinformasjon gjør det umulig å beregne DACF for Det Norske i 2007 og for Noreco i tredje kvartal 2007. Våre øvrige resultater er presentert under (Castro & Maksumic, 2009c, 2009d):



Figur 7.3.4.1 DACF

2007-2008	Det Norske	Noreco	Revus	Bransjegjennomsnitt
Q1 2007	-	-	(228 871)	2 077 855
Q2 2007	-	-	86 648	2 077 855
Q3 2007	-	-	(385 218)	2 077 855
Q4 2007	-	352 356	466 374	2 077 855
Q1 2008	(557 280)	277 021	(1 411 322)	2 005 026
Q2 2008	(376 733)	1 421 698	1 416 198	1 934 750
Q3 2008	21 547	2 246 622	(372 258)	1 866 937
Q4 2008	2 801 470	2 055 182	-	1 801 500

Tabell 7.3.4.1 Datagrunnlag DACF

I perioden fra 2005 til 2007 var bransjens gjennomsnittlige DACF tilnærmet lik MNOK 2.078, og veksten var negativ (-26,60 %). Oppkjøpselskapenes gjennomsnittlige DACF i perioden fra 2007 til 2008 var lik MNOK 410, og veksten var lik 209,16 %. Av oppkjøpselskapene var Revus det eneste selskapet som opplevde reduksjon i den gjeldsjusterte kontantstrømmen i perioden (-501,53 %), mens Noreco var selskapet med sterkest vekst (379,26 %).

Oljeprisfallet førte til en økning i nøkkeltallet for Det Norske fra tilnærmet MNOK 5 til MNOK 700, mens Noreco sin gjeldsjusterte kontantstrøm ble redusert (-8,52 %) (Castro & Maksumic, 2009c).

## 8.0 Diskusjon og drøfting

Diskusjonen vil ta utgangspunkt i målsetningene knyttet til analysen:

- Har oppkjøpsselskapene spesielle særtrekk i forhold til bransjen, som f.eks. høyere gjeld eller dårligere likviditet?
- Er det noen fellestrekk mellom utviklingen til Revus de to siste årene før oppkjøp og oppkjøpskandidatenes utvikling?
- Hvilken innvirkning har oljeprisfallet på analysen, og påvirker prisfallet begge oppkjøpskandidater på samme måte?

### *8.1 Særtrekk ved oppkjøpsselskapene i forhold til bransjen*

#### *8.1.1 Resultater av den tradisjonelle analysen*

Både den tradisjonelle nøkkeltallsanalysen og den mer spesifikke, oljerelaterte analysen avdekker store forskjeller mellom bransjen og oppkjøpsselskapene. Den tradisjonelle analysen indikerer at oppkjøpsselskapenes likviditet er bedre enn for bransjen: Oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige likviditetsgrad er lik 2,18, mens samme forholdstall for bransjen er 0,81. I tillegg er størrelsen på arbeidskapitalen positiv for oppkjøpsselskapene (MNOK 752), mens den er negativ for bransjen (MNOK -2.085). Bransjen oppfyller derfor ikke kravene til god finansieringsstruktur som tilsier at langsiktig kapital bør være stor nok til å dekke alle anleggsmidler, i tillegg til omtrent halvparten av omløpsmidlene. Svakheter ved beregningen er at selskapenes disponible lånerammer ikke har blitt tatt hensyn til. Ettersom de fleste av selskapene i bransjen er døtre av store internasjonale selskaper, har bransjen trolig større lånemuligheter enn de selvstendige oppkjøpsselskapene. Ved å inkludere disponible lånerammer i beregningen, ville inntrykket av likviditetssituasjonen mest sannsynlig blitt annerledes.

Til tross for at anleggsprosenten indikerer at bransjens anvendelse av midler er omtrent lik som for oppkjøpsselskapene, viser resultatene at det er store forskjeller i finansiering: Egenkapitalprosenten for oppkjøpsselskapene (40,21 %) er nesten dobbelt så høy som for

bransjen (22,83 %), og i tillegg er bransjens gjeldsgrad (5,61) mye høyere enn for oppkjøpsselskapene (2,08). Høy egenkapitalprosent kan indikere at oppkjøpsselskapene er mer solide enn bransjen, noe som igjen kan forklares med bakgrunn i den generelt høyere risikoen knyttet til investering i selvstendige selskaper. Større risiko betyr at selskaper må bygge opp egenkapital for å tiltrekke seg midler fra risikoaverse investorer. Ettersom selskapene i bransjen ikke er børsnotert, er det direkte forholdet til investorene fraværende, og finansierungsstrukturen gjerne annerledes.

For å få et inntrykk av i hvilken grad selskapene er eksponert i forhold til ytre risikofaktorer, har vi valgt å beregne rentedeckningsgrad inklusiv og eksklusiv valutaposter. Bransjens rentedeckningsgrad eksklusiv valutaposter er lik 91,71 og rentedeckningsgraden inklusiv valutaposter lik 55,39. Inkludering av valutaposter fører altså til en reduksjon i nøkkeltallet for bransjen på nærmere 40 %. Oppkjøpsselskapenes rentedeckningsgrad eksklusiv valutaposter er lik -7,21, og inklusiv valutaposter lik -2,18. For oppkjøpsselskapene fører altså inkludering av valutaposter til en forbedring i rentedeckningsgraden på nærmere 70 %. Den negative rentedeckningsgraden indikerer imidlertid at selskapene har problemer med å overholde sine låneforpliktelser, noe som isolert sett øker sannsynligheten for konkurs. Til tross for at resultatene viser at bransjen i større grad enn oppkjøpsselskapene er utsatt for de negative effektene av valutakursendringer, antas bransjens rentedeckningsgrad som såpass solid at selskapene har ingen problemer knyttet til å pådra seg ytterligere låneforpliktelser.

I overensstemmelse med den solide rentedeckningsgraden, er også bransjens totale avkastning på investert kapital (38,59 %) høyere enn for oppkjøpsselskapene (0,96 %). Samtidig er oppkjøpsselskapenes egenkapitalavkastning negativ (-3,50 %), mens bransjen viser til solid avkastning på egenkapital (230,34 %). Investorenes solide egenkapitalavkastning kan forklares med bakgrunn i bransjens forholdsvis høye gjeldsgrad: Gitt at selskapets avkastning på total kapital er høyere enn gjennomsnittlig gjeldsrente, vil mer gjeld i forhold til egenkapital føre til høyere egenkapitalavkastning. Resultatene indikerer at for oppkjøpsselskapene er den gjennomsnittlige lånerenten høyere enn avkastningen på total kapital, noe som igjen fører til at egenkapitalavkastningen blir lavere enn total kapitalavkastningen. Resultatene bekreftes av den negative rentedeckningsgraden som viser at oppkjøpsselskapenes finanskostnader er større enn summen av driftsresultat og finansinntekter.

### ***8.1.2 Resultater av den spesifikke, oljerelaterte analysen***

Forskjellene mellom oppkjøpsselskapene og bransjen reflekteres også i den mer spesifikke, oljerelaterte analysen. Til tross for at oppkjøpsselskapene som regel heller har skatt til gode enn skatt å betale, samt datterselskaper i andre land som medfører at den effektive skattesatsen avviker fra 78 %, bekrefter RoACE forskjellen i selskapenes avkastning: Bransjens gjennomsnittlige RoACE er lik 24,74 %, mens oppkjøpsselskapenes RoACE er lik 6,02 %. Antill & Arnott (2002) mener at RoACE imidlertid ville falt med omtrent 7 % dersom man hadde brukt markedsverdi istedenfor bokført verdi på den sysselsatte kapitalen. De mener at den forholdsvis høye avkastningen er et resultat av eiendeler som har lav eller ingen bokført verdi, men som fortsatt gir betydelige kontantstrømmer. Hadde markedsverdier blitt brukt, ville oppkjøpsselskapenes avkastning på sysselsatt kapital blitt negativ.

Analysen av operasjonell effektivitet reflekterer også forskjeller mellom oppkjøpsselskapene og bransjen: Oppkjøpsselskapenes letekostnader (MNOK 665) er omtrent dobbelt så store som bransjens letekostnader (MNOK 356), noe som først og fremst er et resultat av at oppkjøpsselskapene holder omtrent 50 % flere lisenser. Til tross for at bransjen er underlegen i leteaktivitet, dominerer den produksjonen: Bransjens gjennomsnittlige produksjon er tilnærmet lik 20 millioner fat oljeekvivalenter, mens oppkjøpsselskapene kun produserer to millioner fat. Investeringsnivået til bransjen (MNOK 1.733) er også dobbelt så høyt som for oppkjøpsselskapene (MNOK 736).

Med mindre lav leteaktivitet og høy produksjon kombineres med mange funn, er bransjens operasjonelle effektivitet forholdsvis lav. En betingelse for at bransjen skal klare å opprettholde sitt høye produksjonsnivå, er at nye ressurser må oppdages. Den lave letevirksomheten bidrar til en gjennomsnittlig reserveerstatningsrate lik 2,2, noe som betyr at med utgangspunkt i reserver fra felt i produksjon og felt under utbygging kan bransjen produsere i overkant av ytterligere to år. Våre reserveanslag er imidlertid mangelfulle, ettersom de verken tar hensyn til reserver fra felt under planlegging eller reserver fra letelisenser for øvrig. Til tross for høy leteaktivitet og lav produksjon, reduseres oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige reserveerstatningsrate dramatisk fra 19,79 i 2007 til 0,15 i 2008. Reduksjonen er et kombinert resultat av at Yme sine reserver innkalkuleres fra 2007 av, samtidig som oppkjøpsselskapene viser tilnærmet ingen reservevekst fra 2007 til

2008. Oppkjøpsselskapenes reserver er også, i større grad enn for bransjen, knyttet til felt under planlegging og letelisenser for øvrig.

Den finansielle effektiviteten avdekker også store forskjeller mellom oppkjøpsselskapene og bransjen. Ettersom bransjens produksjon er såpass mye høyere enn oppkjøpsselskapenes produksjon, medfører stordriftsfordeler at bransjens produksjonskostnader (NOK 75 per fat o.e.) kun tilsvarer halvparten av oppkjøpsselskapenes produksjonskostnader (NOK 156 per fat o.e.). Høyere produksjon gir også større inntekter: Bransjens gjennomsnittlige EBITDA er tilnærmet lik MNOK 5.500, mens oppkjøpsselskapenes gjennomsnittlige EBITDA er lik MNOK 295. Til tross for at oppkjøpsselskapenes operasjonelle kontantstrøm (NOK 327 per fat o.e.) er høyere enn for bransjen (NOK 91 per fat o.e.), viser DACF at bransjens kontantstrømgenererende evne er overlegen.

## ***8.2 Fellestrekk mellom utviklingen til Revus og oppkjøpskandidatene***

I denne delen av diskusjonen setter vi Revus sin nøkkeltallsutvikling som standard utvikling for oppkjøpskandidater. Vi antar at eventuelle likheter eller forskjeller mellom henholdsvis Noreco og Revus samt Det Norske og Revus indikerer hvorvidt selskapene blir mer eller mindre aktuelle oppkjøpskandidater. Resultatene våre gjør det imidlertid vanskelig å komme frem til en entydig konklusjon.

I forhold til likviditet er det utviklingen til Det Norske som i størst grad likner Revus sin utvikling: Likviditetsgrad 2 reduseres med henholdsvis 42,93 % for Det Norske og 32,93 % for Revus, og arbeidskapitalen reduseres med 74,59 % for Det Norske og 34,77 % for Revus. Noreco sin utvikling skiller seg ut ved at selskapet viser til en forholdsvis beskjeden reduksjon i likviditetsgrad 2 (-7,69 %) og en positiv vekst i arbeidskapitalen (31,89 %). Revus sin utvikling i egenkapitalprosent og gjeldsgrad er imidlertid forskjellig fra begge oppkjøpskandidatenes utvikling: Mens Revus sin egenkapitalprosent og gjeldsgrad henholdsvis faller med 30,63 % og øker med 92,03 %, øker oppkjøpskandidatenes egenkapitalprosent i gjennomsnitt med 26,56 % og gjeldsgraden reduseres i gjennomsnitt med 23,14 %.

Rentedekningsgraden avslører få likhetstrekk mellom utviklingen til henholdsvis Revus og oppkjøpskandidatene: Revus viser til en vekst lik 54,20 % i rentedekningsgrad inklusiv valutaposter og en reduksjon lik 3,37 % i rentedekningsgrad eksklusiv valutaposter. Ettersom Noreco ikke spesifiserer valutaposter i regnskapet sitt, er selskapets vekst i rentedekningsgrad både inklusiv og eksklusiv valutaposter lik 210,17 %. Det Norske viser til reduksjon i rentedekningsgrad inklusiv valutaposter (-23,86 %) og en økning i rentedekningsgrad eksklusiv valutaposter (49,56 %).

I forhold til avkastning på egenkapital er det utviklingen til Noreco som i størst grad likner Revus sin utvikling: Egenkapitalrentabiliteten øker med henholdsvis 177,20 % for Noreco og 158,59 % for Revus. Beregningene av avkastning på total kapital og sysselsatt kapital bekrefter imidlertid ikke likhetstrekkene: Avkastningen på total kapital er tilnærmet uendret for Revus i perioden (1,21 %), mens for Noreco og Det Norske henholdsvis øker nøkkeltallet med 354,43 % og reduseres med 259,89 %. Avkastningen på sysselsatt kapital reduseres med henholdsvis 10,45 % for Revus og 365,90 % for Det Norske, mens for Noreco øker avkastningen med 266,68 %.

Utviklingen i operasjonell effektivitet avslører heller ikke omfattende likhetstrekk mellom oppkjøpskandidatene og Revus: Noreco sin mangelfulle noteinformasjon gjør det umulig å registrere vekst i leteknader fra 2007 til 2008. Revus sine leteknader er tilnærmet konstant i perioden (1,12 %), mens leteknadene til Det Norske faller med 16,86 %. Antall lisenser øker med omtrent 20 % for alle tre selskaper. I forhold til produksjonsvekst er det utviklingen til Det Norske (119,93 %) som i størst grad likner Revus sin utvikling (86,23 %). Ettersom Noreco sin investeringsvekst er lik 87,41 % og Det Norske sin vekst er lik 72,84 %, fremstår investeringsveksten til Revus i en klasse for seg selv (305,74 %).

Utviklingen i finansiell effektivitet er om mulig enda mer tvetydig enn utviklingen i operasjonell effektivitet: De gjennomsnittlige produksjonskostnadene øker for alle oppkjøpskandidatene. Utviklingen i EBITDA er positiv for Noreco (370,43 %) og Revus (186,65 %), mens den negative utviklingen i CFO/ fat o.e. viser likhetstrekk mellom Revus (-134,50 %) og Det Norske (-30,86 %). I tillegg viser oppkjøpskandidatene en gjennomsnittlig økning i gjeldsjustert kontantstrøm tilnærmet lik 214 %, mens samme nøkkeltall for Revus reduseres med 501,53 %.

Resultatene av analysen støtter derfor ikke opp under antagelsen at den ene oppkjøpskandidaten gjerne har større likhetstrekk med Revus enn den andre. Å sette Revus sin utvikling de to siste år som standard for oppkjøpskandidater, hjelper oss altså ikke med å avgjøre hvorvidt Det Norske eller Noreco fremstår som den mest aktuelle oppkjøpskandidaten.

### ***8.3 Oljeprisfallets påvirkning på oppkjøpskandidatene***

Som et resultat av vanskeligheter med å finne fellestrekk mellom Revus sin utvikling og oppkjøpskandidatenes utvikling, kan konklusjonen gjerne bli at alle oppkjøpskandidater har et unikt utviklingsmønster. Til tross for at endringer i valutakurser har ulik påvirkning på henholdsvis bransje og oppkjøpselskaper, står fortsatt spørsmålet om oljeprisfallets påvirkning på oppkjøpskandidatene åpent. Antar vi at de tradisjonelle nøkkeltallene gir mest informasjon om selskapers aksjeprisutvikling, indikerer resultatene at oljeprisfallet fører til størst reduksjon i aksjeprisen til Det Norske.

#### ***8.3.1 Resultater av den tradisjonelle analysen***

Oljeprisfallet fører til reduksjon i likviditetsgrad 2 for begge oppkjøpskandidater: For Det Norske reduseres nøkkeltallet med 2,33 %, mens reduksjonen for Noreco er lik 7,64 %. Noreco sin arbeidskapital holder seg imidlertid konstant (1,12 %), og dette til tross for at arbeidskapitalen til Det Norske synker med 38,82 % fra tredje til fjerde kvartal 2008. Oljeprisfallet har lik påvirkning på oppkjøpskandidatenes finansieringsstruktur: Økningen i egenkapitalprosent for Det Norske og Noreco er henholdsvis lik 8,18 % og 10,31 %, og reduksjonen i gjeldsgrad er henholdsvis lik 16,01 % og 11,99 %. Siden egenkapitalen øker og gjeldsgraden reduseres, kan resultatene våre indikere at oppkjøpskandidatene blir mer solide som en konsekvens av oljeprisfallet.

Av våre tradisjonelle nøkkeltall, er det rentabiliteten som i størst grad påvirkes av oljeprisfallet: For Det Norske synker avkastningen på total kapital fra -3,64 % i tredje kvartal til -39,76 % i fjerde kvartal, og for Noreco reduseres samme nøkkeltall fra 12,75 % til 2,77 %. Som en konsekvens av størst reduksjon i total kapitalrentabilitet, opplever Det Norske derfor også størst reduksjon i avkastning på egenkapital. Utviklingen i de tradisjonelle nøkkeltallene



indikerer at den totale effekten av oljeprisfall er mest negativ for Det Norske som, i henhold til våre antagelser, derfor vil oppleve størst reduksjon i aksjepris.

### ***8.3.2 Resultater av den spesifikke, oljerelaterte analysen***

Antar vi at oljebransjens spesifikke nøkkeltall gir mest informasjon om selskapsverdi, indikerer resultatene at Det Norske sine underliggende verdier øker mer enn for Noreco. Til tross for at både egenkapital- og totalkapitalrentabiliteten reduseres, opplever selskapet en formidabel økning i avkastning på sysselsatt kapital (1680,26 %). Økningen er hovedsakelig en konsekvens av et forbedret resultat, samtidig som den rentefrie gjelden har blitt erstattet av egenkapital. Først og fremst som en konsekvens av dårligere resultat, reduseres Noreco sin avkastning på sysselsatt kapital fra 8,55 % i tredje kvartal til -0,06 % i fjerde kvartal 2008.

Oppkjøpskandidatenes operasjonelle effektivitet påvirkes også av oljeprisfallet:

Letekostnadene til Det Norske øker med 85,66 % i perioden, samtidig som Noreco sine letekostnader øker med 18,39 %. Produksjonen til Det Norske øker med 18,79 %, mens Noreco sin produksjon reduseres (-3,25 %). Investeringsutvikling gir også informasjon om selskapets underliggende verdier, og Det Norske nærmest fordobler sine investeringer i perioden (84,85 %), mens Noreco sine investeringer kun øker med 10,86 %.

Oljeprisfallets påvirkning på selskapenes finansielle effektivitet er imidlertid mer tvetydig:

For Det Norske øker produksjonskostnadene fra NOK 209 til NOK 226 per fat, noe som isolert sett reduserer den finansielle effektiviteten. Produksjonskostnadene til Noreco er omtrent halvparten av hva de er for Det Norske, og reduseres i tillegg fra NOK 91 til NOK 86 per fat i perioden. Oljeprisfallet fører til reduksjon i EBITDA for begge oppkjøpskandidater, men fallet i EBITDA er over tre ganger så stort for Det Norske (-184,85 %) som for Noreco (-61,86 %). Med utgangspunkt i disse to nøkkeltallene, kan konklusjonen bli at Det Norske sin finansielle effektivitet har blitt redusert i forhold til Noreco. Utviklingen i den kontantstrømgenererende evnen retter imidlertid opp inntrykket: For Det Norske øker den operasjonelle kontantstrømmen nemlig fra NOK 18,90 til NOK 903 per fat oljeekvivalent, samtidig som den gjeldsjusterte kontantstrømmen øker fra omtrent MNOK 5 til MNOK 700. Som en kontrast til denne utviklingen, reduseres Noreco sin operasjonelle kontantstrøm med 4,81 % samtidig som DACF reduseres med 8,52 %.

## ***8.4 Svakheter ved den empiriske analysen***

Den fremste svakheten ved den empiriske analysen er mangelen på korreksjoner, og da først og fremst av Revus sine store enkeltransaksjoner i tredje kvartal 2007 og tredje kvartal 2008. Vi observerer særlig at rentabiliteten påvirkes av at korreksjoner ikke foretas. En annen svakhet ved analysen er den store variasjonen i nøkkeltallene. Variasjonen er hovedsakelig et resultat av at oljevirkosomheten er en kapitalintensiv bransje som i tillegg karakteriseres som svært dynamisk. Med kapitalintensiv bransje mener vi at store pengesummer hele tiden er i omløp, og derfor at vanlige transaksjoner som å kjøpe og selge lisenser ofte gir store utslag i regnskapene. Slike transaksjoner er det imidlertid vanskelig å korrigere for, ettersom de kjennetegnes som en del av selskapets daglige virksomhet.

Restruktureringer og oppkjøp gjør det vanskelig å foreta analyser av E&P- selskaper, og er gjerne en av grunnene til hvorfor analytikere foretrekker å studere de integrerte selskapene. Ettersom de integrerte selskapene som oftest er børsnoterte, utgir de også den mest omfattende regnskapsinformasjonen. God regnskapsinformasjon bidrar til god reliabilitet i analysen. En styrke ved vår analyse er at den tar utgangspunkt i et utvalg som ikke er like grundig utforsket som tilfellet er for de integrerte, børsnoterte selskapene. Analysen kan derfor forhåpentligvis tilføre ny kunnskap. Valg av selskaper skjer imidlertid muligens på bekostning av reliabiliteten som ofte blir dårligere når man ikke kan be om tilleggsinformasjon fra selskapene.

## **9.0 Konklusjon**

Med antagelser om at de tradisjonelle nøkkeltallene gir mest informasjon om utviklingen i aksjepris, og at de oljerelaterte nøkkeltallene gir mest informasjon om utviklingen i selskapers underliggende verdier, fremstår Det Norske som enn mer aktuell oppkjøpskandidat i etterkant av oljeprisfallet. Til tross for ineffektive aksjemarkeder, mener vi aksjonærene vanskelig kan unngå å legge merke til selskapets dramatiske reduksjon i avkastning fra tredje til fjerde kvartal 2008. Aksjonærenes optimale reaksjon blir derfor å prise aksjen lavere. Den spesifikke, oljerelaterte analysen indikerer imidlertid at Det Norske sine underliggende verdier, til tross

for oljeprisfall, øker. Vi får altså en større forskjell mellom underliggende verdier og aksjepris, og selskapet blir derfor en mer aktuell oppkjøpskandidat.

Til tross for oljeprisfall, endrer ikke Noreco sine nøkkeltall seg i like stor grad som for Det Norske. De tradisjonelle nøkkeltallene indikerer imidlertid redusert aksjepris også for Noreco. I og med at selskapets utvikling i RoACE etter skatt er negativ, i likhet med utviklingen i den kontantstrømgenererende evnen, kan dette indikere at de underliggende verdier reduseres. Er reduksjonen i aksjepris og underliggende verdier like stor, vil Noreco verken være en mer eller mindre aktuell oppkjøpskandidat i etterkant av oljeprisfallet.

I vår tidligere diskusjon omkring oppkjøpskandidatene under punkt 4.3, tok vi utgangspunkt i forutsetningen om perfekt korrelasjon mellom oljeprisfall og underliggende verdier. Ettersom resultatene av vår empiriske analyse i stor grad samsvarer med resultatene av diskusjonen, kunne det være interessant med en nærmere studie av korrelasjonen mellom oljeprisvolatilitet og E&P- selskapers underliggende verdier. I tillegg kunne gjerne bruk av andre nøkkeltall gitt et annet fokus, og muligens en mer intuitiv forklaring på hvorfor oppkjøpskandidatenes utviklingsmønstre er såpass forskjellige. Det finnes nemlig et uendelig antall nøkkeltall, og ingen av dem, verken hver for seg eller sammen, klarer å fange opp alle egenskaper ved et selskap.

## Litteraturliste

Andrade, G., Mitchell, M., & Stafford, E. (2001). New evidence and perspectives on mergers. *Journal of Economic Perspectives*, 15(2), 103-120.

Andreassen, K. (2008). Noreco- aksjen stiger på Revus- oppkjøp. Lastet fra [http://www.aftenbladet.no/energi/olje/937070/Noreco-aksjen\\_stiger\\_paa\\_Revus-oppkjoep.html](http://www.aftenbladet.no/energi/olje/937070/Noreco-aksjen_stiger_paa_Revus-oppkjoep.html)

Antill, N., & Arnott, R. (2000). *Valuing oil and gas companies: a guide to the assessment and evaluation of assets, performance and prospects*. Cambridge: Woodhead Publishing Limited.

Asche, F., Misund, B., Mohn, K., & Osmundsen, P. (2004). *Valuation and investment behaviour in the petroleum industry*. Stavanger: Stavanger University College, Faculty of Science and Technology.

Asche, F., Misund, B., Mohn, K., & Osmundsen, P. (2006). Valuation of international oil companies. *The Energy Journal*, 27(3), 49-64.

Asche, F., Misund, B., Mohn, K., & Osmundsen, P. (2007). Is oil supply choked by financial market pressures? *Energy Policy*, 35(1), 467-474.

Asche, F., Mohn, K., & Osmundsen, P. (2004). *Valuation and indicators*. Stavanger: Stavanger University College, Faculty of Science and Technology.

Bjørheim, C. (2008). Tysk selskap kjøper Revus. Lastet fra [http://aftenbladet.no/energi/olje/936748/Tysk\\_selskap\\_kjoeper\\_Revus.html](http://aftenbladet.no/energi/olje/936748/Tysk_selskap_kjoeper_Revus.html)

Boye, K., & Meyer, C. B. (2008). *Fusjoner og oppkjøp*. Oslo: Cappelen akademiske forlag.

Bragg, S. M. (2007). *Business ratios and formulas: a comprehensive guide*. Hoboken, New Jersey: Wiley.

- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2006). *Corporate finance*. Boston, Mass: McGraw-Hill/Irwin.
- Bull, R. (2008). *Financial ratios: How to use financial ratios to maximise value and success for your business*. Amsterdam: Elsevier.
- Castro, C. Ø., & Maksumic, A. (2009a). Aksjepriser og oljepriser: Vedlegg til masteroppgaven. Upublisert og hentes elektronisk fra vedlagt CD. UIS.
- Castro, C. Ø., & Maksumic, A. (2009b). Operatører og rettighetshavere på norsk sokkel (per mars 2008): Vedlegg til masteroppgaven. Upublisert og hentes elektronisk fra vedlagt CD. UIS.
- Castro, C. Ø., & Maksumic, A. (2009c). Regnskap og nøkkeltall: Vedlegg til masteroppgaven. Upublisert og hentes elektronisk fra vedlagt CD. UIS.
- Castro, C. Ø., & Maksumic, A. (2009d). Tabeller og grafer: Vedlegg til masteroppgaven. Upublisert og hentes elektronisk fra vedlagt CD. UIS.
- Cormier, D., & Magnan, M. (2002). Performance reporting by oil and gas firms: contractual and value implications. *Journal of International Accounting, Auditing and Taxation*, 11(2), 131-153.
- Dale, A., & Skjellevik, T. I. (2007). IFRS i olje - og serviceforetak. I Ernst & Young (red.), *IFRS i Norge: Tema- og bransjeartikler* (s. 493-506). Oslo: Ernst & Young.
- Deakin, E., & Deitrick, J. (1982). An Evaluation of RRA and Other Supplemental Oil and Gas Disclosures by Financial Analysts. *Journal of Extractive Industries Accounting*, 1, 63-70.
- Det Norske Oljeselskap ASA. Hjemmeside Det Norske Oljeselskap ASA. Lastet fra <http://www.detnor.no>
- Det Norske Oljeselskap ASA. (2007). *Årsregnskap 2006*.

Det Norske Oljeselskap ASA. (2008). *Årsregnskap 2007*.

Det Norske Oljeselskap ASA. (2009a). Ikke riktig tidspunkt. Lastet fra

[http://www.detnor.no/index.php?option=com\\_content&task=view&id=583&Itemid=3](http://www.detnor.no/index.php?option=com_content&task=view&id=583&Itemid=3)

Det Norske Oljeselskap ASA. (2009b). *Rapport for 4. kvartal 2008*. Trondheim.

DnB Nor Markets. (2008). DnB NOR Markets` anbefalte aksjer uke 3 - 2008. Lastet ned 15.02.09, fra

<https://www.dnbnor.no/portalfront/nedlast/no/markets/anbefalteaksjer/aa0803.pdf>

Drange, A., & Mauland, H. (1993). *Finansregnskap: vurdering og analyse*. Oslo: NKS-forlaget.

Eklund, T., & Knutsen, K. (2003). *Regnskapsanalyse med årsoppgjør: Aktiv bruk av regnskapet*. Oslo: Gyldendal akademisk.

El-Sharif, I., Brown, D., Burton, B., Nixon, B., & Russell, A. (2005). Evidence on the nature and extent of the relationship between oil prices and equity values in the UK. *Energy Economics*, 27(6), 819-830.

Finansdepartementet. (2004). *Skatte- og avgiftsopplegget 2005 - lovendringer*. Lastet ned 10.03.09. fra

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/otprp/20042005/Otprp-nr-1-2004-2005-.html?id=393628>.

Francis, J., & Schipper, K. (1999). Have financial statements lost their relevance? *Journal of Accounting Research*, 37(2), 319-352.

Frankfort-Nachmias, C., & Nachmias, D. (1996). *Research methods in the social sciences*. London: Arnold.

- Gjerde, Ø., & Sættem, F. (1999). Causal relations among stock returns and macroeconomic variables in a small, open economy. *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*, 9(1), 61-74.
- Grimen, H. (2004). *Samfunnsvitenskapelige tenkemåter*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Gripsrud, G., & Olsson, U. H. (1999). *Markedsanalyse*. Kristiansand: Høyskoleforlaget AS.
- Grønmo, S. (2004). *Samfunnsvitenskapelige metoder*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Gundersen, I. (2009a). Analysebyrå: Spår store oljeoppkjøp. Lastet ned 15.02.09, fra [http://aftenbladet.no/energi/olje/971975/Spaar\\_store\\_oljeoppkjoep.html](http://aftenbladet.no/energi/olje/971975/Spaar_store_oljeoppkjoep.html)
- Gundersen, I. (2009b). Oppkjøpene i gang. Lastet ned 13.02.09, fra [http://www.aftenbladet.no/energi/olje/971969/Oppkjoepene\\_i\\_gang.html](http://www.aftenbladet.no/energi/olje/971969/Oppkjoepene_i_gang.html)
- Haukenes, F. (2009). Nye blinkskudd fra Myrseth. Lastet ned 20.03.09, fra [http://www.orapp.no/bors\\_og\\_aksjetips/20090311/nye-blinkskudd-fra-myrseth/](http://www.orapp.no/bors_og_aksjetips/20090311/nye-blinkskudd-fra-myrseth/)
- Helgesen, A. E. (2008). Stadig flere på norsk sokkel. Lastet ned 12.01.09, fra [http://www.petromagasinet.no/modules/module\\_123/proxy.asp?C=33&I=10238&D=2&mid=81](http://www.petromagasinet.no/modules/module_123/proxy.asp?C=33&I=10238&D=2&mid=81)
- Hennie, E. (2009). Noreco - neste selskap ut? Lastet fra [https://www.dnbnor.sg/portalfront/nedlast/no/markets/seminar/2009/090212\\_aha\\_noreco.pdf](https://www.dnbnor.sg/portalfront/nedlast/no/markets/seminar/2009/090212_aha_noreco.pdf)
- Hoff, K. G. (2000). *Bedriftens økonomi*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Johnston, D. (1992). *Oil company: Financial analysis in nontechnical language*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
- Jones, C. M., & Kaul, G. (1996). Oil and the Stock Markets. *The Journal of Finance*, 51(2), 463-491.

- Jones, D. W., Lelby, P. N., & Paik, I. K. (2004). Oil price shocks and the macroeconomy: What has been learned since 1996? *Energy Journal*, 25, 1-32.
- Kaplan, S. N., & Ruback, R. S. (1995). The valuation of cash flow forecasts: An empirical analysis. *The Journal of Finance*, 50, 1059 - 1093.
- Kinserdal, A. (2005a). *Finansiell rapportering og analyse*. Oslo: Cappelen akademisk forlag.
- Kinserdal, A. (2005b). *Grunnleggende regnskapsforståelse*. Oslo: Cappelen akademisk forlag.
- Lydersen, T., & Andersen, T. Ø. (2007). Spår oppkjøpsrush på norsk sokkel. Lastet ned 20.01.09, fra <http://e24.no/boers-og-finans/article1848794.ece>
- Mantegna, R. N., & Stanley, H. E. (2000). *An introduction to econophysics: Correlations and complexity in finance*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- McCormack, J. L., & Vytheeswaran, J. (1998). How to use EVA in the oil and gas industry. *Journal of Applied Corporate Finance*, 11(3), 109-131.
- Misund, B., & Osmundsen, P. (2007). The value relevance of oil majors' financial information: GAAP vs. non-GAAP. I B. Misund (red.), *Valuation of oil and gas companies [Avhandling PhD]*. Stavanger: UIS.
- Mitchell, M. L., & Mulherin, J. H. (1996). The impact of industry shocks on takeover and restructuring activity. *Journal of Financial Economics*, 41(2), 193-229.
- Mohn, K. (2008). Oljeprisen: Korreksjon eller krise? Lastet ned 15.01.09, fra [http://aftenbladet.no/energi/kommentar/692174/Korreksjon\\_eller\\_krise.html](http://aftenbladet.no/energi/kommentar/692174/Korreksjon_eller_krise.html)
- Mott, G. (2005). *Accounting for non-accountants: A manual for managers and students*. London: Kogan Page.



- Nore, P. (2003). *Norsk Hydro's takeover of Saga Petroleum in 1999: A case study*. Oslo: Makt- og demokratiutredningen 1998-2003.
- Norsk Hydro ASA. (2004). Resultatmål som ikke er definert i god regnskapsskikk. Lastet ned 19.04.09, fra [www.hydro.com/library/attachments/no/investor\\_relations/non\\_gaap\\_financial\\_measures\\_no.pdf](http://www.hydro.com/library/attachments/no/investor_relations/non_gaap_financial_measures_no.pdf)
- Norwegian Energy Company ASA. Hjemmeside Norwegian Energy Company ASA. Lastet fra <http://www.noreco.com>
- Norwegian Energy Company ASA. (2007). *Årsregnskap 2006*.
- Norwegian Energy Company ASA. (2008). *Årsregnskap 2007*.
- Norwegian Energy Company ASA. (2009). Noreco fremmer forslag om fusjon av Noreco og Det Norske Oljeselskap. Lastet ned 21.04.09, fra <http://www.noreco.com/nor/Nyheter>
- Nyheim, A. (2009). Fem aksjeknøtter som kan vokse mye. Lastet ned 04.04.09, fra <http://e24.no/boers-og-finans/article2998972.ece>
- Nærings - og handelsdepartementet. (2004). *NOU 2004: 07: Statens forretningsmessige eierskap*. Lastet ned 28.04.09. fra <http://www.regjeringen.no/nn/dep/nhd/Dokument/NOU-ar/2004/NOU-2004-07.html?id=385680>.
- Oljedirektoratet. (2007). Ressursrapporten 2007. Lastet fra [http://www.npd.no/Norsk/Produkter+og+tjenester/Publikasjoner/Ressursrapporter/2007/ress\\_kap1.htm](http://www.npd.no/Norsk/Produkter+og+tjenester/Publikasjoner/Ressursrapporter/2007/ress_kap1.htm)
- Oljeindustriens Landsforening (OLF). (2007). *Høy aktivitet - økende utfordringer. Konjunkturrapport 2007*. Stavanger.

- Penman, S. H. (2004). *Financial statement analysis and security valuation*. Boston: McGraw-Hill/Irwin.
- Pollet, J. (2002). *Predicting asset returns with expected oil price changes*: Harvard University.
- Quirin, J. J., Berry, K. T., & Bryan, D. O. (2000). A Fundamental Analysis Approach to Oil and Gas Firm Valuation. *Journal of Business Finance & Accounting*, 27(7/8), 785-820.
- Reid, S. R. (1968). *Mergers, managers, and the economy*. New York: McGraw-Hill.
- Revus Energy ASA. Hjemmeside Revus Energy ASA. Lastet fra <http://www.revus-energy.no>
- Revus Energy ASA. (2007). *Årsregnskap 2006*.
- Revus Energy ASA. (2008a). News and press releases. Lastet ned 28.02.09, fra <http://www.revus-energy.no/visnyheter.asp?id=323&action=visalle>
- Revus Energy ASA. (2008b). *Årsregnskap 2007*.
- Sadorsky, P. (2001). Risk factors in stock returns of Canadian oil and gas companies. *Energy Economics*, 23, 17-28.
- Schultz, J. (2008). Oppkjøpsrykter rundt Det Norske: Analytiker tror ikke Det Norske blir kjøpt. Lastet ned 19.02.09, fra <http://e24.no/boers-og-finans/article2767390.ece>
- Store Norske Leksikon. (2009). Integrert oljeselskap. Lastet ned 17.02.09, fra [http://www.snl.no/integrert\\_oljeselskap](http://www.snl.no/integrert_oljeselskap)
- Teall, D. H. (1992). Information content of Canadian oil and gas companies' historical cost earnings and reserves disclosures. *Contemporary Accounting Research*, 8, 561-579.
- Tofte, I. E., Moen, T., & Zenker, E. (red.). (2006). *FAKTA Norsk petroleumsvirksomhet 2006*. Oslo: Olje - og energidepartementet.

- Tofte, I. E., Moen, T., & Zenker, E. (red.). (2007). *FAKTA Norsk petroleumsvirksomhet 2007*. Oslo: Olje - og energidepartementet.
- Tofte, I. E., Moen, T., & Zenker, E. (red.). (2008). *FAKTA Norsk petroleumsvirksomhet 2008*. Oslo: Olje - og energidepartementet.
- Tofte, I. E., Moen, T., & Zenker, E. (red.). (2009). *FAKTA Norsk petroleumsvirksomhet 2009*. Oslo: Olje - og energidepartementet.
- Total E & P Norge AS. (2008). *Årsregnskap 2007*.
- Vinod, H. D., & Reagle, D. P. (2005). *Preparing for the worst: Incorporating downside risk in stock market investments*. Hoboken, N.J.: Wiley-Interscience.
- Wintershall. (2008). Voluntary offer to acquire all issued and outstanding shares of Revus Energy ASA made by Wintershall Norwegen Explorations- und Produktions-GmbH. Lastet ned 28.02.09, fra <http://www.wintershall.com/1702.html?&L=0>
- Wright, C. J., & Gallun, R. A. (2005). *International petroleum accounting*. Tulsa, Oklahoma: PennWell.

## Vedlegg 1

### Oversikt over ”Regnskap og nøkkeltall: Vedlegg til masteroppgaven”

<b>EKR:</b>	Oversikt over EKR for bransjen på årsbasis. EKR både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>TKR:</b>	Oversikt over TKR, omløpshastighet og resultatgrad for bransjen på årsbasis. TKR, omløpshastighet og resultatgrad både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>EK-%:</b>	Oversikt over EK-% for bransjen på årsbasis. EK-% både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Gjeldsgrad:</b>	Oversikt over gjeldsgrad for bransjen på årsbasis. Gjeldsgrad både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Anleggsprosent:</b>	Oversikt over anleggsprosent for bransjen på årsbasis. Anleggsprosent både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Likviditetsgrad 2:</b>	Oversikt over likviditetsgrad 2 for bransjen på årsbasis. Likviditetsgrad 2 både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Likviditetsgrad 1:</b>	Oversikt over likviditetsgrad 1 for bransjen på årsbasis. Likviditetsgrad 1 både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Rentedekningsgrad:</b>	Oversikt over rentedekningsgrad inkl. og ekskl. valutaposter for bransjen på årsbasis.

	Rentedekningsgrad inkl. og ekskl. valutaposter både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Arbeidskapital:</b>	Oversikt over arbeidskapital for bransjen på årsbasis. Arbeidskapital både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Sysselsatt kapital:</b>	Oversikt over avkastning på sysselsatt kapital for bransjen på årsbasis. Avkastning på sysselsatt kapital både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Letekostnader og lisenser:</b>	Oversikt over letekostnader og lisenser for bransjen på årsbasis. Letekostnader og lisenser både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Investeringer:</b>	Oversikt over investeringer for bransjen på årsbasis. Investeringer både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>Produksjonskostnader:</b>	Oversikt over produksjon, produksjonskostnader og produksjonskostnader/ produksjon for bransjen på årsbasis. Produksjon, produksjonskostnader og produksjonskostnader/ produksjon både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene.
<b>EPS + PE:</b>	EPS og P/E både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpsselskapene
<b>Reserveerstatningsrate:</b>	Oversikt over reserveerstatningsrate for bransjen på årsbasis. Reserveerstatningsrate på årsbasis for oppkjøpsselskapene.

<b>Effektiv skattesats:</b>	Oversikt over effektiv skattesats for bransjen på årsbasis.
<b>EDITDA – DACF:</b>	Oversikt over EBIDTA, EBIT, EBT, NOPAT, Net Income, FFO, CFO/ fat o.e. og DACF for bransjen på årsbasis. EBIDTA, EBIT, EBT, NOPAT, Net Income, FFO, CFO/ fat o.e. og DACF både på kvartals- og årsbasis for oppkjøpselskapene.
<b>Noreco – Svenska Petroleum:</b>	Årsregnskap for utvalget, inkludert både resultatregnskap, balanse og kontantstrømoppstilling.

## Vedlegg 2

### Oversikt over ”Tabeller og grafer: Vedlegg til masteroppgaven”

<b>EKR:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes egenkapitalrentabilitet per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>TKR:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes total kapitalrentabilitet, omløpshastighet og resultatgrad per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>EK-% + Gjeldsgrad:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes egenkapitalprosent og gjeldsgrad per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Anleggsprosent:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes anleggsprosent per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Likviditetsgrad 1 og 2:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes likviditetsgrad 1 og 2 per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Rentedekningsgrad:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes rentedekningsgrad inkl. og ekskl. valutaposter per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt. Graf over oppkjøpsselskapenes rentedekningsgrad inkl. og ekskl. valutaposter.
<b>Arbeidskapital:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes arbeidskapital per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.

<b>Sysselsatt kapital:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes avkastning på sysselsatt kapital per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Letekostnader og lisenser:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes letekostnader og lisenser per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Investeringer:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes investeringer per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Produksjonskostnader:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes produksjon, produksjonskostnader og produksjonskostnader/produksjon per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt. Graf over oppkjøpsselskapenes produksjon.
<b>EPS + PE</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes EPS og P/E per kvartal.
<b>Funn:</b>	Oversikt over oppkjøpsselskapenes funn per kvartal.
<b>EBITDA, EBIT og EBT:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes EBITDA, EBIT og EBT per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt. Graf over oppkjøpsselskapenes EBITDA, EBIT og EBT.
<b>NOPAT:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes NOPAT per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.
<b>Net Income:</b>	Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes Net Income per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.



**FFO:** Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes FFO per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.

**CFO:** Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes CFO/ fat o.e. per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.  
Graf over oppkjøpsselskapenes CFO/ fat o.e..

**DACF:** Tabell og graf over oppkjøpsselskapenes DACF per kvartal sammenlignet med bransjens gjennomsnitt.

### Vedlegg 3

## Oversikt over ”Aksje- og oljepris: Vedlegg til masteroppgaven”

<b>Det Norske:</b>	Aksjepris f.o.m. notering på Oslo Børs t.o.m. 31.12.2008. Gjennomsnittlig aksjepris per kvartal for 2007 og 2008.
<b>Det Norske vs. Brent Oil 2008:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris for 2008. Graf over prosentvis endring.
<b>Det Norske vs. Brent Oil Q3-Q4:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris fra Q3 (2008) til Q4 (2008). Graf over prosentvis endring.
<b>Noreco:</b>	Aksjepris f.o.m. notering på Oslo Børs t.o.m. 31.12.2008. Gjennomsnittlig aksjepris per kvartal for 2007 og 2008.
<b>Noreco vs. Brent Oil 2008:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris for 2008. Graf over prosentvis endring i aksje- og oljepris for 2008.
<b>Noreco vs. Brent Oil Q3-Q4:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris fra Q3 (2008) til Q4 (2008). Graf over prosentvis endring.
<b>Revus:</b>	Aksjepris f.o.m. 2006 til annonsering av oppkjøp den 27.10.2008. Gjennomsnittlig aksjepris per kvartal for 2007 og 2008.
<b>Revus vs. Brent Oil 2008:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris for 2008. Graf over prosentvis endring.
<b>Revus vs. Brent Oil Q3-Q4:</b>	Prosentvis endring i aksje- og oljepris fra Q3 (2008) til Q4 (2008). Graf over prosentvis endring.

- Verdi vs. Brent Oil (Revus):** Tenkt eksempel: Revus sine underliggende verdier i forhold til aksjepris for 2007 og 2008.
- Gj.sn. oljepris Q1(07)-Q4(08):** Gjennomsnittlig oljepris på kvartals- og årsbasis for 2007 og 2008.
- Oppsummering:** Oversikt over aksje- og oljepris på kvartals- og årsbasis for 2007 og 2008.