

Universitetet i Stavanger
Norsk hotellhøgskole – Institutt for økonomi og ledelsesfag
Master of Science i økonomisk- administrative fag
Stavanger, våren 2009

Verdsetting av olje- og gasselskaper

-

**Olje- og gassreservers verdirelevans:
PSA vs. konsesjonsavtaler**



Universitetet
i Stavanger

av

Ida Texmo Prytz

Veileder: Bård Misund

SAMMENDRAG

Temaet for denne oppgaven er verdsetting av olje- og gasselskaper, ved å se på hvilken betydning olje- og gassreservers underliggende avtaler har for reservenes verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi. Det finnes to hovedformer for avtaler vedrørende olje- og gassreserver; konsesjoner og produksjonsdelingsavtaler (PSA). Sistnevnte er den avtaleformen som dominerer på verdensbasis, og de to avtaleformene har ulike karakteristika. Til tross for at PSA stadig utbredes, er det gjort lite forskning på denne avtaleformen og hvordan den skiller seg fra konsesjoner. Dette dannet utgangspunkt for problemstillingen, som er tredelt. Problemstillingens første del omhandler hvorvidt olje- og gassreservenes verdirelevans varierer ut fra hvilke underliggende avtaler de er tilknyttet. Andre del innlemmer oljeprisen og hvilken effekt oljeprisvolatiliteten har på olje- og gassreservenes verdirelevans ved selskapsverdsetting. Tredje del av problemstillingen omhandler selskapsstørrelse og hvorvidt den innvirker på olje- og gassreservenes verdirelevans. Med utgangspunkt i Ohlsons (1995) verdsettingsmodell, RIV- modellen, ble det ved bruk av statistikkprogrammet Stata utført regresjonsanalyse i henhold til minste kvadraters metode (OLS). Datautvalget bestod av paneldata i form av regnskapsinformasjon fra 189 børsnoterte og internasjonale olje- og gasselskaper i tidsperioden 1993- 2005, til sammen 1578 selskapsår. Resultatene viser at olje- og gassreservenes verdirelevans varierer ut fra hvilken underliggende avtale reservene er tilknyttet, uavhengig av oljepris. Ved lave oljepriser er PSA- belagte reserver mer verdirelevante enn konsesjoner. Strukturen til PSA innebærer at PSA- belagte reservers nåverdi økes ved reduksjon i oljeprisen, mens det motsatte gjelder for konsesjoner. Ved høye oljepriser er konsesjonsbelagte reserver mest verdirelevant, da disse øker sin nåverdi ved oljeprisøkning. PSA- belagte reservers nåverdi reduseres derimot ved høye oljepriser. Selskapsstørrelsen kan ha innvirkning på selskapenes markedsverdi gjennom størrelseeffekten (se Banz, 1981), ved at størrelsen har positiv effekt på markedsverdien til små selskaper. Resultatene fra regresjonen viser at størrelseeffekten inntreffer ved høye oljepriser, men at det ikke eksisterer noen interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelsen. Til tross for at reservenes verdirelevans varierer ut fra underliggende avtaler, eksisterer det homogene rapporteringskrav for olje- og gassreservene, ved at det ikke skiller mellom reservenes ulike avtaler ved regnskapsrapporteringen. Det betyr i praksis at den regnskapsmessige informasjonen angående olje- og gassreservenes verdier ikke nødvendigvis gir et rettviseende bilde.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	2
LISTE MED TABELLER.....	7
LISTE MED FIGURER	8
FORORD.....	9
1. INTRODUKSJON	10
Innledning.....	10
1.1. Tema og problembeskrivelse	10
1.2. Oppgavens formål og problemstilling.....	12
1.3. Struktur.....	12
DEL I BAKGRUNN	
2. BAKGRUNN	15
Innledning.....	15
2.1. Avtaler innenfor olje- og gassindustrien	15
2.2. Konsesjoner.....	15
2.2.3. Skattelegging av profitt ved konsesjoner	16
2.3. Produksjonsdelingsavtaler - PSA	16
2.3.1. PSA og dens kontraktelementer	18
2.3.2. Profittbestemmende faktorer	19
2.3.3. Skattlegging av profitt ved PSA.....	20
Sammendrag kapittel 2.....	20
DEL II TEORI OG LITTERATUR	
3. GENERELL VERDSETTINGSTEORI.....	23
Innledning.....	23
3.1. Hovedmetoder for verdsetting av selskaper	23
3.2. Dividendemodellen	24
3.3. Regnskapsbasert verdsetting: RIV- modellen	25
3.3.1. RIV- modellens tre forutsetninger.....	26
3.3.2. Forutsetning 1.....	26
3.3.3. Forutsetning 2.....	27
3.3.4. Forutsetning 3.....	29
3.3.5. RIV- modellen i praksis	30
Sammendrag kapittel 3.....	31

4. VERDSETTING AV OLJE- OG GASSELSKAPER.....	33
Innledning.....	33
4.1. Problemområder ved verdsetting	33
4.1.1. En industri i endring	33
4.1.2. Regnskapsføring.....	33
4.1.3. Bransjespesifikke karakteristika.....	34
4.1.4. Selskapsstørrelsens effekt	35
4.2. Verdsetting av olje- og gassreserver	36
4.3. Rapportering av olje- og gassreserver.....	37
4.4. Verdsetting av olje- og gassreserver: PSA vs. konsesjoner	38
Sammendrag kapittel 4.....	40
5. HYPOTESER OG MODELLVALG	42
Innledning.....	42
5.1. Hypoteser	42
5.2. Valg av verdsettingsmodell.....	44
 DEL III METODE	
6. ØKONOMETRI.....	46
Innledning.....	46
6.1. Regresjonsanalyse	46
6.1.1. Lineær regresjonsmodell	46
6.1.2. Multippel regresjonsmodell.....	47
6.1.3. Den estimerte regresjonsligningen	47
6.2. Minste kvadraters metode - OLS	48
6.2.1. Viktige antakelser ved bruk av OLS	49
6.2.2. Brudd på OLS- antakelsene.....	50
6.2.2.1. Valg av uavhengige variabler.....	50
6.2.2.2. Valg av funksjonsform.....	51
6.2.2.3. Multikollinearitet.....	51
6.2.2.4. Autokorrelasjon	52
6.2.2.5. Heteroskedastisitet	52
6.2.2.6. Skalaeffekter.....	53
6.3. Hypotesetesting	53
6.3.1. p- verdi og signifikansnivå.....	54
6.3.2. Dummyvariabel.....	54
6.3.3. Moderatorer og sentrering.....	55
7. VALG AV METODE	57

7.1. Design.....	57
7.2. Utvalg.....	58
7.3. Datainnsamling.....	59
7.4. Analyse av data	60
7.4.1. Variabler.....	60
7.5. Operasjonalisering av hypotesene	62
7.5.1. Operasjonalisering av hypotese 1	63
7.5.2. Operasjonalisering av hypotese 2.....	63
7.5.3. Operasjonalisering av hypotese 3.....	65

DEL IV GJENNOMFØRING OG RESULTATER

8. GJENNOMFØRING OG RESULTATER.....	67
Innledning.....	67
8.1. Datainnsamling og utvalg.....	67
8.2. Resultater.....	69
8.2.1. Resultater hypotese 1	69
8.2.2. Resultater hypotese 2	70
8.2.3. Resultater hypotese 3	75

DEL V DISKUSJON OG KOKLUSJON

9. TOLKNING OG DISKUSJON.....	79
Innledning.....	79
9.1. Olje- og gassreservers verdirelevans	79
9.1.1. Olje- og gassreservers verdirelevans alene	79
9.1.2. Oljeprisens effekt på olje- og gassreservenenes verdirelevans	79
9.1.3. Selskapsstørrelsens effekt på olje- og gassreservenenes verdirelevans	81
9.1.4. PSA og dagens rapporteringskrav	81
9.1.5. RIV- modellen som verdsettingsmodell for olje- og gasselskaper	83
9.1.6. Forslag til videre forskning	84
10. KONKLUSJON	85

DEL VI LITTERATUR OG APPENDIKS

LITTERATUR	88
Appendiks I	94
Appendiks II.....	95
Appendiks III.....	97

Appendiks IV	98
Appendiks V.....	99

LISTE MED TABELLER

Tabell 1: Spesifikasjon av modellvariabler	s. 62
Tabell 2: Deskriptiv statistikk for datautvalget	s. 68
Tabell 3: Olje- og gassreservers verdirelevans	s. 69
Tabell 4: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 1993- 2005.	s. 71
Tabell 5: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 1993- 1999.	s. 72
Tabell 6: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 2000- 2005.	s. 73
Tabell 7: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse. År 1993- 2005.	s. 75
Tabell 8: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse. År 1993- 1999.	s. 76
Tabell 9: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse. År 2000- 2005.	s. 77

LISTE MED FIGURER

Figur 1: PSA- grunnleggende bestanddeler s. 18

Figur 2: Moderatormodell s. 55

Figur 3: Gjennomsnittlig råoljepris per år, perioden 1993- 2005 s. 70

FORORD

Verdsetting av selskaper er enkelt i prinsippet, men vanskelig i praksis.

(basert på Brealey, Myers & Allen, 2008).

Dette var utgangspunktet for min oppgave, som er avslutningen på to års masterstudier i økonomisk analyse ved Universitetet i Stavanger. I løpet av studiet har jeg, gjennom fag som finans og finansiell rapportering, fått en interesse for verdsetting av selskaper. Hovedårsaken til denne interessen er at det som kan synes lett i teorien, ikke nødvendigvis er så enkelt i praksis. Hva som avgjør markedsverdien av et selskap lar seg ikke alltid identifisere kun ved bruk av økonomiske modeller og velkjente variabler. Kanskje er det faktorer man ikke har kunnskap om som kan innvirke på verdsettingen. Kanskje er faktorer som var verdirelevante i går, ikke lengre verdirelevante i dag.

Olje- og gassindustrien er en fascinerende industri, ved at den både er kompleks og i stadig endring. Nettopp på grunn av disse karakteristika har selskapsverdsetting innenfor denne industrien vist seg å være på mange måter vanskelig sammenlignet med andre industrier. Valget om å studere verdsetting innenfor olje- og gassindustrien gjorde oppgaven både utfordrende og tidvis svært krevende, men jeg sitter igjen med en følelse av å ha tilegnet meg mye kunnskap om selskapsverdsetting. Det er fremdeles mye upløyd mark når det gjelder verdsetting av olje- og gasselskaper, men jeg håper at denne oppgaven kan være et lite skritt videre på veien.

Jeg vil gjerne takke veileder Bård Misund for god veiledning og nyttige tilbakemeldinger i løpet av arbeidsprosessen. Jeg vil også takke mine medstudenter, og da spesielt Tone S. Rorgemoen og Vanja Svendsen- Sandberg, for god hjelp og tilbakemeldinger underveis. Jeg vil takke min gode venninne og faglige støttespiller Therese F. Dille for konstruktive tilbakemeldinger underveis i prosessen. Til slutt vil jeg sende en stor takk til min kjære familie, som har støttet og motivert meg under hele arbeidet med denne oppgaven.

God lesing!

Stavanger, den 12. Juni 2009.

1. INTRODUKSJON

Innledning

I dette kapitlet presenteres oppgavens overordnede tema, bakgrunn for valg av tema samt en problembeskrivelse som skisserer temaet mer inngående. Deretter beskrives formål med oppgaven og dens problemstilling. Siste del av kapitlet er en oversikt over oppgavens struktur og oppbygging.

1.1. Tema og problembeskrivelse

Det overordnede temaet for denne oppgaven er verdsetting av olje- og gasselskaper, og da med hensyn på hvilken betydning olje- og gassreservers underliggende avtaler eller kontrakter har for selskapsverdsettelsen. Temaet vil belyses ved å se om avtalene i seg selv er verdirelevante i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi, men også om konkrete faktorer som oljepris og selskapsstørrelse innvirker på olje- og gassreservens eventuelle verdirelevans når man skiller mellom de ulike avtaleformene.

Olje- og gassreserver er selskapenes viktigste eiendeler, da de utgjør hovedandelen av selskapenes formue (Johnston & Johnston, 2006). Det finnes ulike avtaler knyttet til olje- og gassreservene, men hovedsakelig er det to avtaleformer som dominerer. Den ene avtaleformen er produksjonsdelingsavtaler (PSA), og det er denne avtaleformen som dominerer på verdensbasis (Blake & Roberts, 2006). Den andre avtaleformen er konsesjoner, som kanskje er den mest kjente avtaleformen i den vestlige delen av verden. Forskning på området viser at olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjoner og PSA har ulik nåverdi som følge av svingninger i oljeprisen (Kretschmar, Misund & Hatherly, 2007). André, Kretschmar og Misund (2006) har sammenlignet de to avtaleformenes innvirkning på olje- og gassreservens verdirelevans på selskapenes markedsverdi, og deres resultater viser at det eksisterer forskjeller mellom konsesjonsbelagte reserver og PSA- belagte reserver. Til tross for at de to avtaleformene er ulike når det gjelder oppbygging, eierskap, risikofordeling og verdirelevans, gjelder homogene regnskapsmessige rapporteringskrav uansett hvilke avtaler reservene er tilknyttet.

Innenfor olje- og gassindustrien preges selskapsverdsettingen av usikkerhet og asymmetrisk informasjon, og dette skyldes flere ting. En av grunnene til denne usikkerheten er at olje- og gassindustrien er en spesiell og kompleks industri sammenlignet med andre industrier eller bransjer. Dette har med at prosjekter som omhandler utforskning og utvikling av olje og gass ofte innebærer store kapitalinvesteringer, lange tidsforløp fra man starter å lete etter hydrokarboner til oljen eller gassen selges på det åpne markedet, ufullstendig informasjon og vanskeligheter med tanke på partenes risikohåndtering (Bindemann, 1999).

En annen vanskeliggjørende faktor i forhold til verdsetting er at olje- og gassindustrien de siste årene har vært preget av store institusjonelle endringer. Mange selskaper har fusjonert på tvers av landegrensene (Misund, Asche & Osmundsen, 2008), og man har fått store, innflytelsesrike og globale aktører. I tillegg har oljeprisen vært utsatt for store svingninger de siste årene (Misund et al., 2008), noe som også gir store selskapsmessige konsekvenser da hovedinntektene kommer fra salg av olje. Flere selskaper har som følge av prissvingningene måttet iverksette kostnadsbesparende tiltak (Osmundsen, Asche, Misund & Mohn, 2006). Man ser en industri i stadig utvikling, men som samtidig er preget av stor usikkerhet og stadige endringer i markedsmessige villkår.

Rapporteringskravene mellom de ulike landene med hensyn på olje- og gassreservene varierer også (Arnott, 2004). I tillegg kan olje- og gasselskapene velge mellom to ulike bokføringsmetoder for kostnader relatert til leting og utvikling av olje- og gassreserver (se blant annet FASB, 1982). På grunn av usikkerheten denne valgfriheten skaper, har regnskapsbaserte tall fått redusert verdirelevans (Ghicas & Pastena, 1989). Analytikere og investorer innlemmer i stedet ikke-regnskapsbaserte faktorer i sine verdiberegninger ved selskapsverdsettingen.

Konsekvensen av usikkerheten som råder i olje- og gassindustrien er at det er svært vanskelig både å finne en konkret metode for verdsetting av olje- og gasselskaper samt å fastslå hvilke faktorer som er verdirelevante. Denne usikkerheten vedrørende verdirelevans danner utgangspunkt for denne oppgaves formål og problemstilling, som presenteres i neste kapittel.

1.2. Oppgavens formål og problemstilling

Det har vært gjort omfattende forskning på hvilke faktorer som er verdirelevante for markedsverdien til olje- og gasselskap. Denne forskningen har i liten eller ingen grad fokusert på olje- og gassreservers underliggende kontrakter og deres verdirelevans, med det resultat at det finnes lite forskningsresultater som viser om kontraktene er verdirelevante. Målet for denne oppgaven blir dermed å samle inn ny kunnskap på området, som kan være nyttig både for nåværende og fremtidige investorer samt øvrige interessenter. Dette danner utgangspunktet for problemstillingens tre deler:

- Verdsetting av olje- og gasselskaper:
 - Har olje- og gassreservers underliggende kontrakter, i form av konsesjoner eller produksjonsdelingsavtaler, forskjellig grad av verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi?
 - Har oljeprisen innvirkning på olje- og gassreservenes verdirelevans i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi, og gir en eventuell innvirkning seg utslag i forskjellig grad av verdirelevans når man tar hensyn til om olje- og gassreservenes underliggende kontrakter er konsesjoner eller produksjonsdelingsavtaler?
 - Har olje- og gasselskapers størrelse innvirkning på olje- og gassreservenes verdirelevans i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi, og gir en eventuell innvirkning seg utslag i forskjellig grad av verdirelevans når man tar hensyn til om olje- og gassreservenes underliggende kontrakter er konsesjoner eller produksjonsdelingsavtaler?

1.3. Struktur

Oppgaven har følgende oppbygging:

Del I BAKGRUNN

Kapittel 2 Bakgrunn gir en innføring i produksjonsdelingsavtaler, og sammenligner denne avtaleformen med konsesjoner.

Del II TEORI OG LITTERATUR

Kapittel 3 Generell verdsettelsesteori er en presentasjon av generell verdsettingsteori som er relevant for oppgaven. Hovedfokus i dette kapitlet vil være Ohlsons (1995) verdsettingsmodell, samt dividendemodellen, som Ohlsons modell har sitt utspring fra.

Kapittel 4 Verdsetting av olje- og gasselskaper er en gjennomgang av relevant litteratur i forbindelse med verdsetting av olje- og gasselskaper.

Kapittel 5 Modellvalg og hypoteser beskriver forskningshypotesene som utledes på bakgrunn av gjennomgått litteratur, samt begrunner valget om å benytte Ohlsons (1995) RIV- modell ved oppgavens analyse.

Del III METODE

Kapittel 6 Økonometri beskriver regresjonsanalyse og viktige faktorer ved gjennomføringen av analysen.

Kapittel 7 Valg av metode beskriver valg av data og prosedyre for gjennomføring av analysen.

Del IV GJENNOMFØRING OG RESULTATER

Kapittel 8 Gjennomføring og resultater beskriver hvordan datainnsamlingen har forløpt og oppnådd utvalg, for deretter å presentere resultatene fra regresjonsanalysen.

Del V DISKUSJON OG KONKLUSJON

Kapittel 9 Tolkning og diskusjon drøfter funnene fra regresjonsanalysen ut fra relevant teori presentert tidligere i oppgaven.

Kapittel 10 Konklusjon oppsummerer oppgaven og dens resultater.

Del VI LITTERATURLISTE OG APPENDIKS

Litteraturliste

Appendiks

DEL I

BAKGRUNN

2. BAKGRUNN

Innledning

Dette kapitlet gir en inngående beskrivelse av produksjonsdelingsavtaler (heretter benevnt som PSA) da forståelse av denne avtaleformens oppbygging er en viktig forutsetning for å ha utbytte av denne oppgaven. I tillegg presenteres konsesjonsavtaler, slik at forskjellene mellom de to avtaleformene synliggjøres.

2.1. Avtaler innenfor olje- og gassindustrien

Avtaler eller kontrakter vedrørende oppstrømdelen av olje- og gassindustrien omhandler i all hovedsak forholdet mellom staten, ofte representert av et nasjonalt oljeselskap, og lisensholderen eller kontraktholderen, ofte bestående av et konsortium av selskaper dannet med kontraktinngåelse som formål (Guirauden, 2004). Generelt sett har avtaler innenfor olje- og gassindustrien en tendens til å være ustabile, og ofte vil minst én av partene reforhandle betingelsene underveis i kontraktstiden (Bindemann, 1999). Resultatet kan bli at lønnsomme prosjekter ikke settes ut i livet. Begge parter har mål er å maksimere profitt, og i hvilken grad de når sine mål avhenger av forhandlingsposisjon, forhandlingsevner og spesifikke omstendigheter for det enkelte land (Bindemann, 1999).

2.2. Konsesjoner

Rent historisk sett har konsesjoner vært den dominerende avtaleformen innenfor olje- og gassindustrien, og dette gjelder for de fleste vest- europeiske land (Bindemann, 1999). Konsesjonene var det første systemet for petroleumsavtaler, og det finnes spor tilbake til 480 f.Kr. på konsesjonsavtaler gjeldende sølvgruver (Kaiser, 2007).

Under en konsesjonsavtale har kontraktsholderen, det utenlandske oljeselskapet, eksklusiv rett til å lete etter, utvinne og eksportere oljen eller gassen (Guirauden, 2004). Kontraktsholderen er dermed eier av samtlige hydrokarboner som produseres, men er underlagt å betale royalties, eller næringsavgifter, til staten. Royalties som oljeselskapet må betale utgjør vanligvis en prosentvis andel av bruttofortjenesten ved salg av hydrokarbon, og denne kan betales i form av kontanter eller hydrokarbon (Kaiser, 2007; Guirauden, 2004). Hvor mye kontraktsholderen

må betale i royalty avhenger av oljeprisen, og er dermed uavhengig av profitten (Guirauden, 2004). Ved økning i produksjonskostnader eller reduksjon i oljeprisen kan denne profittuavhengigheten skape problemer for oljeselskapet. En trend siden 1990-tallet har derfor vært at den prosentmessige andelen som royalties utgjør av oljeprisen er blitt redusert fra ca. 20 % til 0- 12 % (Guirauden, 2004). Statens inntekter kommer i tillegg til royalties i form av bonuser, gebyrer og profittskatter. Oljeselskapet forplikter seg også til avståelsesklausuler og til å måtte arbeide uavhengig av markedets oljepris (Kaiser, 2007).

2.2.3. Skattelegging av profitt ved konsesjoner

Kontraktholderen blir direkte beskattet ut fra aktiviteten i det aktuelle landet (Guirauden, 2004). Profitten kan enten beskattes per enkelt konsesjon, eller man kan aggregere samtlige aktiviteter selskapet har foretatt seg i landet. Sistnevnte er mest lønnsomt, da konsolideringen innebærer at kostnader fra en lisens kan settes mot fortjeneste fra en annen lisens. Beregnet fortjeneste avhenger av verdien på samtlige solgte hydrokarboner og eventuelle andre inntekter som for eksempel salg av biprodukter (Guirauden, 2004). Royalties er fradragsberettiget rent skattemessig, da de regnes som en naturlig kostnad ved forretningsdrift (Kaiser, 2007). Driftskostnader, avskrivninger og amortisering er også vanligvis fradragsberettiget. Skattbar inntekt blir da inntektene som gjenstår etter at finanskostnadene har blitt trukket fra, og skatten som betales avhenger av skattesatsen. Skattesatsen har siden 1990-tallet normalt sett vært mellom 30 og 40 % (Guirauden, 2004). Netto kontantstrøm etter skatt benyttes ofte for profittvurderinger (Kaiser, 2007).

2.3. Produksjonsdelingsavtaler - PSA

Innenfor utforskning og utvikling av olje er PSA en av de vanligste kontraktsformene (Bindemann, 1999). PSA ble først etablert i Indonesia i 1966, og har siden spredt seg over hele verden med unntak av Vest-Europa der Malta er eneste land som benytter PSA (Bindemann, 1999). I dag er PSA den viktigste avtaleformen innenfor olje- og gassindustrien, etterfulgt av konsesjoner (Blake & Roberts, 2006). På globalt nivå representerer produksjonsdelende kontrakter i dag mellom 30 % og 50 % av olje- og gassreservene som eies i dag (Kretzschmar et al., 2007). Man antar at denne andelen på sikt vil øke, og at andelen oljefelter som ikke er konsesjonsbelagte vil øke til 75 % i 2020.

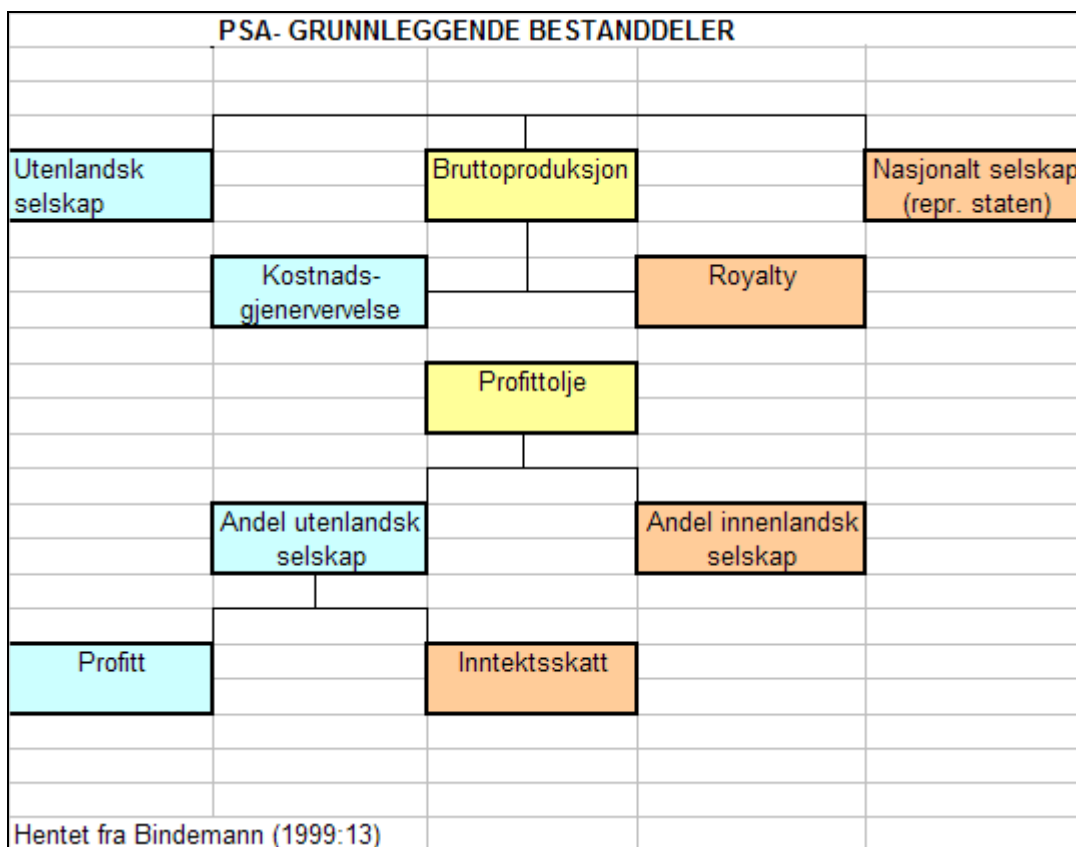
PSA er en avtale mellom en stat og et utenlandsk oljeselskap, der oljeselskapet foretar de tekniske og finansielle operasjonene som er nødvendige for å finne og utvinne oljen (Bindemann, 1999). Statens rolle som eier av naturressursene representeres vanligvis gjennom myndighetene eller det nasjonale oljeselskapet. Som kompensasjon for risikoen selskapet utsetter seg for, krever det utenlandske oljeselskapet en forhåndsbestemt andel av oljen de eventuelt finner. Det betyr at dersom man ikke kommer så langt som til produksjonsstadiet, har det utenlandske selskapet ingen muligheter til å gjenerverve de summer som har blitt benyttet i utforskningsfasen (Bindemann, 1999). I teorien kan staten dermed kontrollere oljeselskapets aktiviteter i langt større grad enn ved konsesjoner eller andre avtaleformer (Guirauden, 2004). Den eneste form for risiko som staten utsettes for, er i forhold til deres andel av produksjonen (Bindemann, 1999).

Hovedforskjellen mellom PSA og konsesjoner er hvem som eier naturressursen og følgelig hvem som bærer risikoen (Bindemann, 1999). Ved PSA eies både råoljen og installasjonene av staten, og den andelen av produksjonen som tilfallet det utenlandske oljeselskapet kan sees på som betaling for risikoen selskapet bærer og arbeidet de utfører. Den totale risikoen ligger holdes av det utenlandske oljeselskapet. Selskapet får ingen kompensasjon for utført arbeid så lenge de ikke finner olje. PSA har normalt sett også en rettighetsstruktur som kontraktmessig innebærer for eksempel økt oljefeltdeltakelse basert på oljepris eller mengde olje som pumpes opp (Kretzschmar et al., 2008). Ved konsesjoner eies all råolje av det utenlandske oljeselskapet. De bærer dermed all risikoen, men får også all belønning ved produksjon og salg. Selskapet bestemmer selv produksjonsmengde, og avtalene er ikke så strengt oppbygd i forhold til staten sammenlignet med PSA.

2.3.1. PSA og dens kontraktelementer

Selve produksjonsdelingsavtalens utforming består av flere ulike elementer som kan variere fra kontrakt til kontrakt. I dette avsnittet presenteres en grunnleggende avtale, i all hovedsak basert på Bindemanns (1999) artikkel om produksjonsdelingsavtaler. Figur 1 viser hvilke generelle deler PSA normalt består av:

Figur 1: PSA- grunnleggende bestanddeler



Figur 1 kan forklares slik:

Ved inngåelse av en PSA finnes det som nevnt to parter. Den ene parten er staten som eier naturressursen, som oftest representert ved det nasjonale oljeselskapet. Den andre parten er en utenlandsk kontraktør, som ofte består av flere selskaper i en joint venture eller konsortium fremfor et enkelt selskap. Det er det utenlandske selskapet som opererer på oljefeltet, men flere avtaler tillater at det nasjonale selskapet også deltar i utviklingsprosessen. Siden staten beholder alle rettigheter vedrørende utforskning og utvinning av olje og gass, eier den i praksis hele produksjonen (Guirauden, 2004). Konsekvensen blir et statlig monopol både på leting etter og produksjon av hydrokarbon. Når det utenlandske selskapet har produsert olje,

betaler det royalty til staten basert på bruttoproduksjonen (Bindemann, 1999). Denne royaltyen kan utbetales som kontanter, eller som råolje for eksport på det internasjonale oljemarkedet. I begge tilfeller er staten garantert en minimumsinntjening uavhengig av hvor profitabelt prosjektet er.

I neste steg kan det utenlandske selskapet gjenerverve noen av sine kostnader ut fra en forhåndsbestemt andel av produksjonskostnadene (Bindemann, 1999). Denne oljen kalles omkostningsolje eller *cost oil*, og hvor stor denne omkostningsandelens størrelse varierer mellom de enkelte avtaler. Man ser en tendens til at beregninger av omkostningsoljen prosentmessige andel blir stadig mer kompleks (Guirauden, 2004). Dersom andelen omkostningsolje ikke er tilstrekkelig, ved at den ikke dekker inn produksjonskostnader, avskrivninger, utvinningskostnader, tilbakebetaling av lån, investeringskreditter og renter, vil balansen bli tatt med fremover og gjenervervet i den neste perioden (Bindemann, 1999). Det betyr at jo høyere grensen er for gjenervervelse av omkostninger, desto lengre tid tar det før staten får realisert sin andel.

Den gjenstående oljen fra produksjonen, den såkalte profittoljen, deles mellom det utenlandske og det innenlandske selskapet i forhåndsbestemte andeler (Bindemann, 1999). Det utenlandske selskapet må i tillegg betale inntektsskatt på sin andel. Her er det viktig å merke seg at selskapet kun beskattes av andelen profittolje, og ikke ut fra profitten.

2.3.2. Profittbestemmende faktorer

Hvilke betingelser som gjelder for den enkelte PSA er med på å påvirke hvor stor andel av produksjonen og profitten som tilfaller henholdsvis oljeselskapet og myndighetene.

Opprinnelig var andel som tilfalt henholdsvis stat og oljeselskap forhåndsbestemt i kontrakten, og det var ikke mulig å endre disse forholdstallene uansett hvilke funn man gjorde (Guirauden, 2004). Omkostningsolje, profittolje, royalty og produksjonsbonus kan enten bestemmes ut fra faste andeler av produksjonen, eller de kan fastsettes ut fra glidende skalaer (Bindemann, 1999). I dag anvender de fleste glidende skalaer, men man finner mange variasjoner av disse. Utgangspunktet er ofte forventninger om størrelse på funn. Fordelen med glidende skalaer er at de gir kontraktene fleksibilitet, ved at staten øker sin andel når profitten øker og motsatt ved lavere profitabilitet. Glidende skalaer er spesielt effektivt dersom den er

basert på det utenlandske selskapets avkastningsrate, og man ser at kontraktene i dag er mer profittrelatert enn tidligere. Det finnes også eksempler på PSA der andelen av profittoljen som tilfaller henholdsvis staten eller oljeselskapet bestemmes ut fra kontraktholderens avkastningsrate på et gitt tidspunkt (Guirauden, 2004). Generelt er det store forskjeller i splitten av profittoljen fra avtale til avtale, og disse forskjellene viser ulike antakelser om potensielle funn og kostnadene det innebærer.

2.3.3. Skattlegging av profitt ved PSA

Det er kontraktsbetingelsene som bestemmer i hvor stor grad det utenlandske selskapet beskattes (Bindemann, 1999). Dersom myndighetene mottar en stor andel av profittoljen samt høye royaltybetalinger, vil inntektsbeskatningen av det utenlandske selskapet følgelig holdes lav. Størrelsen på inntektsbeskatningen bestemmes ut fra profitten, mens royalty må betales uavhengig av realisert profitt. Det utenlandske selskapet blir i tillegg også beskattet i hjemlandet. Enkelte PSA tilbyr nullbeskatning for en andel av kontraktens varighet, noe som skal fungere som et incentiv for videre investering (Bindemann, 1999). Ved en slik skattelette er tidspunktet viktig, da det kreves produksjon og påfølgende inntekter for at inntektsskatten skal være betalbar.

Sammendrag kapittel 2

Det finnes to hovedformer for avtaler vedrørende olje- og gassreserver, produksjonsdelingsavtaler (PSA) og konsesjoner. Ved PSA eier staten både installasjonene og naturressursen, mens ved konsesjonsavtaler kjøper det utenlandske oljeselskapet rettighetene til naturressursene i en bestemt tidsperiode. Dermed er hovedforskjellen mellom PSA og konsesjoner hvem som bærer risikoen (Bindemann, 1999). Ved PSA får det utenlandske oljeselskapet ingen kompensasjon for utført arbeid så lenge de ikke finner olje. De har ofte kontraktklausuler som krever en viss mengde oljefeltdeltakelse når oljeprisen når konkrete nivåer eller man finner en viss mengde olje (Kretzschmar et al., 2008). Glidende skalaer ved beskatning kan også føre til økning i skatter når oljeprisen stiger. Konsesjonsbaserte avtaler innebærer at all råolje eies av det utenlandske oljeselskapet. I likhet med PSA bærer oljeselskapet all risikoen, men får også all belønning ved produksjon og salg når man ser bort fra royalty.

Neste del av oppgaven er tredelt. Kapittel 3 beskriver relevant verdsettingsteori. Kapittel 4 tar for seg verdsetting av olje- og gasselskaper, og teori som er relevant for problemstillingen beskrives og belyses. Kapittel 5 presenterer hypotesene som analysen vil bygge på, samt begrunner valg av verdsettingsmodell for analysen.

DEL II

TEORI

OG

LITTERATUR

3. GENERELL VERDSETTINGSTEORI

Innledning

I dette kapitlet presenteres generell verdsettingsteori som er relevant for oppgaven. Først presenteres de tre hovedmetodene for selskapsverdsetting som benyttes ved verdsetting av selskaper. Videre utledes dividendemodellen, en verdsettingsmodell basert på kontantstrømmer. Tredje del av kapitlet tar for seg regnskapsbasert verdsetting. Her utledes Ohlsons (1995) RIV- modell, en verdsettingsmodell som tar utgangspunkt i dividendmodellen.

3.1. Hovedmetoder for verdsetting av selskaper

Innen verdsettingslitteraturen er det tre verdsettingsmetoder som dominerer. Den ene metoden er verdsetting basert på opsjonsteori. Denne teoretiske tilnærmingen tar utgangspunkt i Merton- modellen der man ser på selskaper som en konkret type derivat, nærmere bestemt callopsjoner (Hull, 2008). Risikonøytral verdsetting er det viktigste verktøyet i analyse av derivater. Med risikonøytral menes en verden hvor investorene i gjennomsnitt antas å ikke kreve noen ekstra avkastning for å bære risiko. Ved risikonøytral verdsetting benyttes risikofri renterate, som er den renteraten som kan inntjenes uten at man antar noen form for risiko.

Den andre metoden for verdsetting av selskaper er relativ verdsetting, der man benytter multipler eller forholdstall som kan gi investorer nyttig informasjon om et selskaps fremtidsutsikter (Damodaran, 2002). Ved bruk av relativ verdsetting er verdien av en eiendel eller en investering avledet fra verdien av sammenlignbare eiendeler eller investeringer, ved bruk av standardiserte variabler som for eksempel fortjeneste, bokført verdi eller kontantstrømmer. Argumentasjonen bak bruk av forholdstall er at regnskapsrapporter ofte inneholder så mye informasjon at brukerne lettere kan nyttiggjøre seg av forholdstall fremfor ren regnskapsinformasjon (Brealey et al., 2008). For eksempel benyttes det forholdstall som gir informasjon om gjeldsgrad, likviditet, effektivitet, profitt og markedsverdi.

Den tredje hovedmetoden for verdsetting er verdsetting ved bruk av fundamentalanalyse, som innebærer å benytte et selskaps finansielle data til å estimere aksjeprisen i dag og i fremtiden (Quirin, Berry & O`Bryan, 2000). Analysemetoden kalles også egenverdianalyse (fair value), og tar hensyn til flere faktorer ved vurdering av ulike aksjer (Johnston & Johnston, 2006).

Verdsettingsmetoden gjøres uten referanse til selskapets aksjepris (Quirin et. al, 2000). En av modellene som benyttes innenfor fundamentalverdsetting er dividendemodellen, og denne utledes i neste kapittel.

3.2. Dividendemodellen

Ved verdsettingsberegninger er det en generell oppfatning at man bør benytte kontantstrømmer fremfor fortjeneste for å måle et selskaps profitabilitet (Johnston & Johnston, 2006). Prisen på en investering måles dermed ved beregning av forventet avkastning. Analyse av et selskaps kontantstrømgenererende aktiviteter er fundamentet i selskapets økonomiske verdi, og denne analysen baserer seg på diskonterte kontantstrømmer (Johnston & Johnston, 2006). Dividendemodellen er en av de mest benyttede verdsettingsmodellene, og den tar utgangspunkt i at nåverdien av dividender er lik verdien av egenkapitalen (basert på Brealey, Myers & Allen, 2008):

$$PV = DF_1 * C_1 = \frac{C_1}{1 + r_1} \quad (3.1)$$

Ligning (3.1) viser hva som bestemmer nåverdien, PV, til en eiendel. DF_1 er diskonteringsfaktoren for kontantstrømmen om ett år, C_1 er kontantstrømmen om ett år, r_1 er avkastningskravet ved investering i ett år. Ved verdsetting av kontantstrømmer over flere år kan man addere summen av de diskonterte kontantstrømmene for samtlige år, slik at $A + B =$ nåverdien av kontantstrøm A pluss nåverdien av kontantstrøm B (Brealey et al., 2008). Formelen kalles ”diskontert kontantstrøm-” formelen (DCF- Discounted Cashflow Formula), og kan også skrives slik:

$$PV = \sum_{t=0}^{t=t} \frac{C_t}{(1 + r_t)^t} \quad (3.2)$$

PV er nåverdi av investeringen, C_t er kontantstrømmer, r er avkastningskravet til investeringen. \sum står for summen av diskonterte kontantstrømmer. For å finne netto nåverdi

av eiendelen legger man til den initielle kontantstrømmen (C_0). Denne er vanligvis negativ, da den uttrykker beløpet man betaler for investeringen:

$$NPV = C_0 + PV = C_0 + \sum_{t=0}^{t=T} \frac{c_t}{(1 + r_t)^t} \quad (3.3)$$

NPV er netto nåverdi av investeringen, C_0 er den initielle kontantstrømmen, c_t er summen av kontantstrømmer, PV er nåverdi av investeringen, r_t er avkastningskravet til investeringen og dermed benyttet diskonteringsrate. Ved verdsetting av eiendeler antar man som regel at eiendelens levetid er begrenset til et visst antall år. Denne tidsbegrensningen med tanke på levetid gjelder ikke for markedsbaserte aksjer; deres kontantstrømmer består av en uendelig strøm av dividender. Nåverdien av en aksje kan dermed skrives slik:

$$P_0 = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{DIV_t}{(1 + r_t)^t} \quad (3.4)$$

P_0 er nåverdi av aksjeinvesteringen, DIV_t er summen av dividender, r_t er avkastningskravet til aksjeinvesteringen. Modellen er utledet ut fra antakelsen om at aksjeprisen i neste periode avhenger av forventede dividender og kapitalgevinster i løpet av neste periode (Brealey et al., 2008). Modellen sier også at verdien på en aksje er lik verdien av kontantstrømmene diskontert med den avkastningsraten som investorer forventer å motta dersom de investerer i verdipapirer med tilsvarende risiko.

3.3. Regnskapsbasert verdsetting: RIV- modellen

Ved verdsetting av selskaper er Ohlsons (1995) regnskapsbaserte verdsettingsmodell, RIV- modellen (Residual Income Value Model), et av de viktigste bidragene innenfor kapitalmarkedslitteraturen (Misund, 2007). Modellen uttrykker egenkapitalens nåværende iboende verdi (intrinsic value), V_0 . Denne er basert på regnskapsmessig informasjon som bokført verdi av egenkapitalen, fortjeneste og annen informasjon som kan påvirke fortjenesten man forventer i fremtiden. Ohlson (1995) viser at et selskaps markedsverdi relaterer seg til nåværende og fremtidig fortjeneste, bokførte verdier og dividender. Som forklaringsvariabler

for markedsverdien til et selskap vektlegger Ohlson (1995) unormal fortjeneste, også kalt residualfortjeneste, som en av forklaringsvariablene, i tillegg til bokført verdi og annen, ikke regnskapsmessig informasjon.

3.3.1. RIV- modellens tre forutsetninger

Tre forutsetninger ligger til grunn for Ohlsons (1995) verdsettingsmodell. Den første forutsetningen er at modellen tar utgangspunkt i dividendemodellen vist i kapittel 2.1., ved at det er nåverdien av fremtidige dividender som bestemmer markedsverdien av et selskap, med andre ord et selskaps egenkapital. Man forutsetter her risikonøytral verdsetting, slik at diskonteringsfaktoren er lik risikofri rente. Med risikofri rente menes den renteraten som kan inntjenes uten at man antar noen form for risiko (Hull, 2008). En forutsetning for risikofri rente er at verden er risikonøytral. Det innebærer at man antar at investorene i gjennomsnitt ikke krever noen ekstra avkastning for å bære risiko.

Den andre forutsetningen er at regnskapsdata og dividender må oppfylle ”rent overskudds-” relasjonen, *clean surplus relation* (Ohlson, 1995). Relasjonen innebærer at endring i bokført verdi av egenkapitalen er lik fortjeneste minus dividende. Forutsetningen innebærer også at dividender reduserer bokført verdi, men uten å påvirke samtidig inntjening. Dette fører til at en økning i dividende i periode 1 vil redusere forventet fortjeneste i periode 2. En økning i dividende i periode 1 vil også redusere aggregert fortjeneste de neste to periodene, og denne effekten vises gjennom en kontinuerlig to- periodes renterate. Med dette ser man at dividender påvirker både nåværende og fremtidige regnskapsdata (Ohlson, 1995).

Den tredje forutsetningen er at det er en lineær modell som viser den stokastiske tidsserieatferden til residualfortjeneste (Ohlson, 1995). Residualfortjeneste defineres som nåværende fortjeneste minus risikofri rente multiplisert med bokført verdi for inngående balanse (IB).

3.3.2. Forutsetning 1

Siden dividendemodellen og ”rent overskudd-” relasjonen impliserer at markedsverdien er lik bokført verdi pluss nåverdien av fremtidige forventet residualfortjeneste, kan man i følge Ohlson (1995) ved verdsettingsanalyse fokusere på forventingene til uregelmessig fortjeneste

i stedet for dividender. Man antar i tillegg til risikonøytral verdsetting også en økonomi med homogene forventninger. Markedsverdien av et selskap blir dermed nåverdien av fremtidige forventede dividender. En annen måte å skrive dividendemodellen (3.4) i forrige kapittel er slik:

$$P_t = \sum_{\tau=0}^{\infty} \frac{E_t[\widetilde{DIV}_{t+\tau}]}{(1+r_f)^\tau} \quad (3.5)$$

Figur (3.5) viser at P_t er markedsverdien, eller prisen, på et selskaps aksjer ved tidspunkt t , og at denne er lik summen av forventede fremtidige dividender dividert med avkastningskravet. $E_t[.]$ er den forventede verdien ut fra tilgjengelig informasjon ved tidspunkt t , $\widetilde{DIV}_{t+\tau}$ er stokastiske dividender og r_f viser risikofri diskonteringsrate eller avkastningskravet. Ifølge modellen avhenger selskapets markedsverdi av regnskapsdata, fordi det er denne type data som påvirker beregningen av nåverdien av fremtidige dividender (Ohlson, 1995). Man antar da at E_t er fortjeneste i perioden $(t-1, t)$ og at BV_t er netto bokført verdi ved tidspunkt t .

3.3.3. Forutsetning 2

Forutsetning nummer to i RIV- modellen sier at modellen krever ”rent overskudds-” relasjonen. Denne relasjonen innebærer at dividender reduserer nåværende bokført verdi, men ikke nåværende fortjeneste:

$$\delta BV_t / \delta DIV_t = -1$$

$$\delta E_t / \delta DIV_t = 0$$

E_t viser fortjeneste for periode $(t-1, t)$, BV_t viser netto bokført verdi ved tidspunkt t , mens DIV_t viser netto dividender utbetalt ved tidspunkt t . ”Rent overskudds-” relasjonen kan dermed vises slik:

$$BV_{t-1} = BV_t + DIV_t - E_t \quad (3.6)$$

DIV_t viser netto dividender utbetalt ved tidspunkt t . Denne relasjonen kan anvendes til å uttrykke P_t ved hjelp av fremtidig forventet fortjeneste og bokførte verdier i stedet for

fremtidige forventede dividender (Ohlson, 1995). Dersom man definerer residualfortjeneste (E_t^a) som:

$$E_t^a \equiv E_t - (r_f - 1)BV_{t-1} \quad (3.7)$$

og kombinerer uttrykket med (3.6), vil definisjonen ifølge Ohlson (1995) implisere:

$$DIV_t = E_t^a - BV_t + r_f BV_{t-1} \quad (3.8)$$

Netto dividende utbetalt ved tidspunkt t er dermed lik summen av residualfortjeneste ved tidspunkt t og netto bokført verdi ved tidspunkt $(t-1)$ multiplisert med risikofri diskonteringsrate, fratrukket netto bokført verdi ved tidspunkt t . Uttrykket i ligning (3.8) kan benyttes til å erstatte d_{t+1} , d_{t+2} osv. i dividendemodellen slik at ligningen blir:

$$P_t = BV_t + \sum_{\tau=1}^{\infty} r_f^{-\tau} E_t[\tilde{E}_{t+\tau}^a] \quad (3.9)$$

Ligning (3.9) viser at et selskaps verdi er lik dets bokførte verdi justert for nåverdien av forventet residualfortjeneste. Ligningen forutsetter at forventet fremtidig bokført verdi dividert med risikofri rente går mot null når tiden går mot uendelig (Ohlson, 1995).

3.3.4. Forutsetning 3

RIV- modellens tredje forutsetning omhandler tidsserieatferden til residualfortjenesten, og en enkel lineær modell viser de to komponentene som inngår. Disse er residualfortjeneste, E_t^a , og annen informasjon som ikke er residualfortjeneste, v_t . Dersom man antar at $\{\tilde{E}_t^a\}_{\hat{o} \geq 1}$ tilfredsstiller den stokastiske prosessen

$$\tilde{E}_{t+1}^a = \omega E_t^a + v_t + \varepsilon_{1t+1} \quad (3.10)$$

$$\tilde{v}_{t+1} = \gamma v_t + \varepsilon_{2t+1} \quad (3.11)$$

hvor feilleddene $\varepsilon_{1\tau}$ og $\varepsilon_{2\tau}$, $\tau \geq 1$ er uforutsigbare variabler som har gjennomsnitt lik null (0), vil $E_t[\tilde{\varepsilon}_{kt+\tau}] = 0$, $k = 1, 2$ og $\hat{o} \geq 1$ (Ohlson, 1995). Parametrene ω og γ er konstante og kjente, med verdi mellom $0 \leq 1$. Dette impliserer at de ubetingede gjennomsnittene til E_t^a og v_t er lik null (0). Ligning (3.10) viser at forventet verdi til v_t avhenger mer av v_t enn av E_t^a , da v_t viser verdien av relevante hendelser som ikke ennå påvirker den finansielle rapporteringen.

Realisering av v_t kan ikke omgå den finansielle rapporteringen. Dersom man inkluderer denne realiseringen vil den i modellen fremgå som oppdateringer av den bokførte verdien gjennom ligningen

$$BV_t = E_t^a + r_f BV_{t-1} - DIV_t \quad (3.12)$$

Ligning (3.9) forutsier neste periodes fortjeneste med tillegg av neste periodes residualfortjeneste (Ohlson, 1995), og denne kan også vises slik:

$$E_t[\tilde{E}_{t+1}^a] = (r_f - 1) + \omega E_t^a + v_t \quad (3.13)$$

For neste periode t gir (3.13) ingen problemer, men dersom man ser lengre frem i tid enn neste periode vil man få problemer, da ligningen krever at man forutsier forventede fremtidige verdier for dividender.

Den endelige modellen til Ohlson (1995) er basert på antakelsene (3.5), (3.6), (3.10) og (3.11), slik at man ved bruk av (3.9) kan utlede verdsettingsmodellen:

$$P_t = BV_t + \alpha_1 E_t^a + \alpha_2 v_t \quad (3.14)$$

hvor

$$\alpha_1 = \omega / (r_f - \omega) \geq 0$$

$$\alpha_2 = r_f / (r_f - \omega) (r_f - \gamma) > 0$$

Ligning (3.14) viser at markedsverdien av et selskap er lik bokført verdi justert for a) nåværende profitt målt ved residualfortjeneste og b) annen informasjon som modererer forventet fremtidig profitt (Ohlson, 1995). Ved å begrense E_t^a til å tilfredsstille autoregressive prosesser, eliminerer man b). Med autoregresjon menes en lineær regresjonsmodell som relaterer en tidsserievariabel til variabelens tidligere tidsperioder (Stock & Watson, 2007). Koeffisientene α_1 og α_2 er positivt korrelert når $\omega > 0$, og store verdier av ω og α gjør P_t mer sensitiv overfor realiserte (E_t^a, v_t).

3.3.5. RIV- modellen i praksis

De siste tiårene har man forsøkt å finne forholdet mellom verdsetting og regnskapstall ved bruk av statistiske målinger, men først med RIV- modellen har man fått en teoretisk modell som rent formelt sett viser sammenhengen mellom disse (Misund, 2007). RIV- modellen har inspirert kapitalmarkedsforskningen, ved at den hevder det eksisterer en sammenheng mellom markedsverdi og regnskapsvariabler (Misund et al., 2008). Årsaken til at resultat etter skatt og bokførte verdier er relevante i forbindelse med verdsetting av olje- og gasselskaper, er at disse fundamentalverdiene utgjør grunnlaget for selskapets teoretiske markedsverdi gjennom prediksjon av fremtidige dividender (Berry & Wright, 2001).

Ohlsons (1995) RIV- modell anvendes ved forskning på verdsetting av olje- og gasselskaper (se blant annet Berry, Hasan & O'Bryan, 1997; Quirin et al., 2000; André et al., 2006; Misund et al., 2008), men da ofte med en forenklet variant av modellen som utgangspunkt. I denne forenklete modellen benyttes nettoresultat, og ikke residualfortjeneste. Dette henspiller på antakelsen om at residualinntekten inngår i selskapets dividender, og dermed inkluderes

gjennom nettoresultatet ved at fremtidige dividender består av årets resultat samt tidligere års resultater. Resultat etter skatt kan dermed sees på som en approksimasjon av residualinntekt (André et al., 2006). Modellen som ofte benyttes er:

$$MVE_t = BV_t + \alpha_1 NI_t + \alpha_2 v_t \quad (3.15)$$

MVE_t er markedsverdi til selskap t , BV_t er bokført verdi av selskapets egenkapital, NI_t er selskapets regnskapsmessige resultat etter skatt, og v_t er annen verdirelevant informasjon.

Sammendrag kapittel 3

Det finnes tre hovedmetoder for verdsetting av selskaper. Den første metoden er verdsetting ved bruk av opsjonsprising, og tar utgangspunkt i at markedsverdien av et selskap kan sees på som en callopsjon (Hull, 2008). Den andre metoden er relativ verdsetting, som benytter forholdstall for å gi investorer informasjon ved å kombinere regnskapstall og informasjon fra aksjemarkedet (Brealey et al., 2008). Den tredje verdsettingsmetoden er fundamentalverdsetting. Her er dividendemodellen en anerkjent verdsettingsmodell, som baserer seg på diskonterte kontantstrømmer gjennom analyser av selskapers kontantstrømgenererende aktiviteter (Johnston & Johnston, 2006). Verdien av et selskap er lik fremtidige kontantstrømmer diskontert med den alternative kapitalkostnaden (Brealey et al., 2008). Ohlsons (1995) verdsettingsmodell, RIV- modellen, tar utgangspunkt i dividendemodellen, og er en modell som ofte benyttes ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Det ligger tre forutsetninger til grunn for RIV- modellen. Den første forutsetningen er at modellens utgangspunkt er dividendemodellen, ved at det er nåverdien av fremtidige dividender som bestemmer markedsverdien av et selskap. Den andre forutsetningen er at "rent - overskudds"- relasjonen må oppfylles, og det gjelder både for dividender og regnskapsdata. Relasjonen innebærer to ting. For det første reduserer dividender bokført verdi, men uten at det påvirker samtidig inntjening. For det andre er endring i bokført verdi av egenkapitalen lik fortjeneste minus dividende. RIV- modellens tredje forutsetning er at den stokastiske tidsserieatferden til residualfortjeneste vises gjennom en lineær modell. Residualfortjeneste kan sees på som unormal inntjening, og er definert som nåværende fortjeneste minus risikofri rente multiplisert med bokført verdi for inngående balanse (IB).

Neste kapittel er en gjennomgang av litteratur som er relevant for verdsetting av olje- og gasselskaper. Det er denne litteraturen som danner utgangspunkt for hypotesene som presenteres i kapittel 5.

4. VERDSETTING AV OLJE- OG GASSELSKAPER

Innledning

Som denne oppgavens introduksjonsdel viste, finnes det flere ulike problemområder ved verdsetting av olje- og gasselskaper. I dette kapitlet beskrives noen av disse problemområdene.

4.1. Problemområder ved verdsetting

4.1.1. En industri i endring

Den internasjonale olje- og gassindustrien har siden midten av 1980- årene opplevd store endringer, både når det gjelder markedsbetingelser, næringsliv og politiske miljø (Osmundsen, Asche, Misund & Mohn, 2006). Fra å bestå av få, men store, nasjonale selskaper, har olje- og gassmarkedet blitt et globalt marked preget av samarbeid og konkurranse på tvers av nasjoner og selskaper. Dette har resultert i en rekke fusjoner og oppkjøp. Selskapene har også det siste tiåret blitt mer fokusert på faktorer som kostnadskutt, produksjonsvekst og kortsiktig profitt (Osmundsen et al., 2006). Olje- og gassindustrien preges av liten gjennomsiktighet, slik at det er vanskelig å foreta nøyaktige analyser av fremtidig produksjon og forsyningsevne (Kjærstad & Johnsson, 2009). I fremtiden kan det bli enda vanskeligere å foreta nøyaktige analyser, da olje og gass hovedsakelig vil komme fra land med mindre gjennomsiktighet enn de ledende oljenasjonene.

4.1.2. Regnskapsføring

Olje- og gasselskaper har valget mellom to ulike regnskapsføringsmetoder for bokføring av letevirsomhet med mer, ”vellykket innsats”- metoden (Successfull Efforts - SE) og fullkostmetoden (Full Cost- FK) (Quirin et al., 2000). SE- metoden innebærer at kun kostnader som er medgått til vellykkede prosjekter medtas i balansen. Dersom man for eksempel borer i en tom brønn blir ikke kostnadene relatert til denne aktivert i balansen, men kostnadsført direkte mot driftsinntektene den aktuelle regnskapsperioden. FK- metoden tillater at samtlige kostnader - uansett utfall av prosjektet - kapitaliseres gjennom aktivering i balansen. Selskaper som benytter fullkostmetoden har ofte betydelige nivåer av pris-irrelevante momenter med i inntektsføringen, mens regnskapsføring ved bruk av SE- metoden

gir bedre anslag på inntjening rent kvalitativt. FK- metoden fører også til høyere historisk kost på olje- og gassaktiva sammenlignet med SE- metoden (Boone, 2002). Valgmuligheten mellom de to regnskapsmetodene gjør det vanskelig å sammenligne balansetall og inntektskunngjøringer fra selskapene, da to identiske selskaper kan rapportere ulike regnskapstall.

4.1.3. Bransjespesifikke karakteristika

Deltakerne i olje- og gassindustrien sees vanligvis på som pristakere (Quirin et al., 2000). Som en konsekvens av dette benytter analytikere i større grad fundamentale faktorer som måler selskapets karakteristikk som vekst og produksjonseffektivitet, fremfor mål på salg, markedsføring og produktpriser. Det er høy risiko involvert ved utforskning og produksjon av olje og gass, samtidig som det ofte er lav sannsynlighet for å oppdage kommersielle reserver (Misund, 2007). Mangelen på forutsigbar korrelasjon mellom utforskningskostnader og verdien av olje- eller gassreserver gjør industriens karakteristika unik sammenlignet med mange andre industrier (Quirin et al., 2000). Konsekvensen blir at "historisk kost-" baserte kunngjøringer og beregninger er mindre relevant i forhold til andre industrier.

Informasjon fra finansiell rapportering er en viktig informasjonskilde ved estimering av kontantstrømsprognoser (Misund et al., 2008). I følge Misund et al. (2008) har industriens omveltninger de siste tiårene ført til at regnskapsmessige variabler og kontantstrømmer har fått økt verdirelevans ved verdsetting av olje- og gasselskaper, mens nettoinntekts verdirelevans har blitt redusert. Men det viser seg at regnskapsinformasjonens relevansnivå varierer i takt med endringer i markedsøkonomien og restruktureringer innenfor olje- og gassindustrien (Osmundsen et al., 2006). Variasjonen i selskapsverdi skyldes hovedsaklig endringer i oljepriser samt endringer i olje- og gassproduksjonen.

De nevnte usikkerhetsmomentene når det gjelder rapportering av regnskapstall og deres verdirelevans, gjør at analytikere ved verdsetting i tillegg benytter tall som ikke er relatert til inntjening (Quirin et al., 2000). Forskning viser at bokførte verdier og rapporterte olje- og gassreserver er viktige for å forklare verdien av olje- og gasselskaper, men at dersom analytikere har tilleggsinformasjon av nyere dato vil denne informasjonen spille en betydelig rolle for verdsettingen (Ghicas & Pastena, 1989). Årsaken til at analytikers meninger er så

viktige, er at vurderingene ikke er begrenset til kun beviste reserver, men at også sannsynlige eller bevisbare reserver kan tas med. Analytikerne kan også ta geografiske hensyn samt estimere fremtidige spotpriser. Quirin et al. (2000) har identifisert fire ulike kategorier som analytikere benytter ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Disse kategoriene er kontantstrømmer, produksjonseffektivitet, aksjeprisens verdsettingspotensial og vekst. Av disse viste kontantstrømmer seg å ha signifikant effekt på selskapenes markedsverdi.

4.1.4. Selskapsstørrelsens effekt

En av faktorene som har betydning for verdsettelsen av olje- og gasselskaper, men som ikke er regnskapsbasert, er selskapsstørrelse (Osmundsen et al., 2006). Store og lønnsomme oljeselskaper er mer konservative i sine reserveestimer sammenlignet med små selskaper, noe som får implikasjoner for hvilke tall som rapporteres (McCormack & Vytheeswaran, 2003). Dette kan tyde på at det eksisterer en størrelseeffekt ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Størrelseeffekten innebærer at små selskaper har høyere risikojustert avkastning enn store selskaper (Banz, 1981). Størrelseeffekten er ikke lineær, men avtakende av natur. Det er hovedsakelig svært små selskaper som merker effekten, mens det er liten forskjell mellom avkastningen i mellomstore og store selskaper.

Det er uvisst hva som forårsaker størrelseeffekten, men én teori er at informasjonsmengden man mottar fra små selskaper er mindre og mangelfull sammenlignet med informasjonen fra større selskaper, og at man som kompensasjon for informasjonsmangelen krever høyere avkastning på investeringene (Banz, 1981). I følge Fama og French (1995) skyldes størrelseeffekten at aksjonærer med aksjer i små selskaper mottar kompensasjon, siden små selskaper er mer utsatt for økonomiske problemer enn store selskaper.

Det viser seg at størrelseeffekten for det meste har forsvunnet i modne markeder som det amerikanske og britiske, men at effekten fortsatt eksisterer i utviklingsøkonomier (Rutledge, Zhang & Karim, 2008). Blant annet viser effekten seg i det New- Zelandiske (Choi & Zhao, 2007), asiatiske og amerikanske (Chang, McQueen & Pinegar, 1999) aksjemarkedet, ved at små selskapers avkastning er lagget eller forsinket i forhold til store selskapers avkastning. Forsinkelsen gir seg utslag i at denne ukes avkastning på en portefølje bestående av aksjer fra små selskaper kan predikeres ved bruk av forrige ukes avkastning på porteføljer som består av aksjer fra store selskaper (Chang et al., 1999). Forskning på det kinesiske markedet viser at

små selskaper har høyere avkastning enn store selskaper ved haussemarked (bull market) (Rutledge et al., 2008). Ulike metodiske tilnæringer har blitt benyttet ved forskning på størrelseseffekten. Utgangspunktet var CAPM- modellen (se Banz, 1981), men også modeller basert på ulike aksjeporteføljer (Rutledge et al., 2008) og forholdstall som P/B (Fama & French, 1995) har blitt benyttet.

Størrelseseffekten er interessant i forhold til verdsetting av olje- og gasselskaper. Olje- og gassmarkedet preges av globalisering (Osmundsen et al., 2006), en rekke nye selskaper kommer til og nasjonale begrensninger blir stadig færre. Det har oppstått nye markeder, og en stor andel av fremtidens olje- og gassforekomster vil komme fra utviklingsøkonomier (Kjærstad & Johnsson, 2009). Dermed vil en eventuell størrelseseffekt kunne gi utslag ved verdsetting av olje- og gasselskaper. I tillegg er oljeindustrien en kapitalintensiv industri, der den investerte kapitalen er utsatt for høy risiko (Johnston & Johnston, 2006).

4.2. Verdsetting av olje- og gassreserver

Olje- og gassreserver utgjør hovedandelen av olje- og gasselskapenes formue (Johnston & Johnston, 2006). Hydrokarbonreservene til et oppstrøms olje- eller gasselskap er derfor kritiske suksessfaktorer når det gjelder verdsetting av selskapet, og også kritiske med tanke på omsetting av aksjer og andre relaterte verdipapirer (Oslo Børs, 2007). Ifølge Mitchell (2004) er det ikke mulig å måle oljereserver, men estimer er likevel viktig av flere grunner. For det første påvirker reserveestimer selskapenes markedsverdi. For det andre er estimatene viktig for myndigheter som har betydelige inntekter fra olje- og gassproduksjon. For det tredje er estimatene viktige for både for næringslivet og politikken, da de fleste land er involvert i import eller eksport av olje eller gass. Estimaten inkluderer økonomiske antakelser, geologisk informasjon samt kunnskap om hvilke muligheter som eksisterer for å kunne utnytte ressursene. Tre faktorer ligger til grunn for estimatene: summen av tidligere produksjon, informasjon om nåværende økonomi og teknologi, samt tildels usikre forventninger om fremtidig økonomi og teknologi (Mitchell, 2004).

Hvert år oppdages det omtrent 100 nye olje- og gassreserver på verdensbasis (Johnston & Johnston, 2006). Antall nye reserver som oppdages årlig er kraftig redusert siden 1960- tallet, og ifølge US Energy Information Agency har oppdagelser i perioden 1993- 2002 erstattet kun halvparten av oljeproduksjonen (Kjærstad & Johnsson, 2009). For å kunne sikre tilstrekkelig

produksjon i fremtiden, er det derfor av avgjørende betydning at industrien har tilgang til eksisterende reserver, ressurser og leteareal (Kjærstad & Johnsson, 2009). Økende populasjoner, økonomisk vekst, urbanisering samt utvikling av infrastrukturen vil nemlig føre til økt etterspørsel etter olje i land som Kina og India.

Verdsetting av nye oljereserver er ofte svært vanskelig, og en av grunnene til dette er at noen baserer verdiene ut fra *working interest barrels*, mens andre baserer seg på antall oljefat man har rett til, såkalte *entitlement barrels* (Johnston & Johnston, 2006). Verdien avhenger dermed av hvilken kontrakt selskapet har, og variasjonen er i stor grad avhengig av om man har konsesjon eller PSA. Eksempelvis kan en nyoppdaget reserve ha negativ verdi ved PSA, mens den ved konsesjonskontrakter har positiv verdi. Verdien av en nyoppdaget gassreserve avhenger av flere faktorer. De viktigste er størrelsen på gassfeltet, gasspriser, kostnader, tidsberegning og finanspolitiske villkår (Johnston & Johnston, 2006).

Det er flere faktorer som påvirker verdien til produserende oljereserver, og i likhet med nye reserver avhenger verdien hovedsakelig finanspolitiske villkår, tidsberegning, kostnader og markedets olje- og gasspriser (Johnston & Johnston, 2006). Verdiene endres også når oljereservens status endres, og dette gjør at reservene har ulike verdier avhengig av hvor de er i livsløpet. Verdien av en produserende gassreserve avhenger av gasspriser, medgåtte kostnader, produksjonskostnader, finanspolitiske villkår samt timing.

4.3. Rapportering av olje- og gassreserver

Rapportering av olje- og gassreserver er en av de viktigste informasjonskildene for å kunne analysere og sammenligne tidligere og fremtidig utforskning og utnytting av olje og gass (Arnott, 2004). Samtidig er det store ulikheter når det gjelder hva som rapporteres og hvordan man kommer frem til estimatene som rapporteres, i tillegg til at selskapenes interne kunnskap om nåværende og fremtidig aktivitet ofte er for kompleks og detaljert til å ha nytteverdi for folk flest. Selskapenes konkurranseevne kan svekkes dersom for mye informasjon lekker ut til konkurrentene, og ofte er selskapene bundet av konfidensielle kontrakter som hindrer dem i å dele informasjon med markedet (Arnott, 2004). Resultatet blir dermed svært ulik grad av rapportering, en rapportering som preges av estimater og høy grad av skjønn når det gjelder olje- og gassreserver.

I dag kreves det kun at selskapene rapporterer om såkalte beviste reserver, og disse kan estimeres konservativt eller aggressivt avhengig av hvilke rapporteringsregler selskapene forholder seg til (Arnott, 2004). I blant annet Storbritannia, Norge, Canada og Australia tillates det ulike sannsynlighetsbaserte reservemålinger, mens i USA kreves deterministiske målingsmetoder for reserveestimeringer. Sistnevnte måling er den mest benyttede. Dette skyldes både at de fleste store, private oljeselskapene er børsnoterte i USA, og at landet har et av verdens største kapitalmarkeder (Arnott, 2004).

En av de grunnleggende årsakene til eksisterende rapporteringskrav er at man ønsker å sikre at både den økonomiske verdien av den aktuelle hendelsen eller informasjonen er riktig, og at sannsynligheten for utøvelse deles med markedet (Oslo Børs, 2007). I følge Oslo Børs (2007) kan det være vanskelig å gi konkret kvantitativ informasjon samt at det tekniske nivået på informasjonen ofte er såpass avansert at den er vanskelig å kommunisere til utenforstående. Økt sammenlignbarhet mellom og tilgjengelighet til reservedata kan gi viktig informasjon til eksisterende investorer, samt kunne tiltrekke seg nye investorer.

4.4. Verdsetting av olje- og gassreserver: PSA vs. konsesjoner

Globale råoljemarkeder kjennetegnes ved at de er homogene, velfungerende og har sammenlignbare oljefeltaktiva som er underlagt den samme oljeprisvolatiliteten (Jin & Jorion, 2006). På verdensbasis representerer produksjonsdelingsavtaler en stadig større andel av olje- og gassreservene som eies i dag (Bindemann, 1999). For eksempel gjenstår det leting i store deler av Afrika (Kjærstad & Johnsson, 2009), som er et PSA- område. I løpet av 2007 til 2008 ble det foretatt boring av hovedbrønner langs kysten av Kenya, Madagaskar, Mosambique, Namibia og Sør- Afrika. I Sør- Amerika er det også store områder der det ikke har blitt foretatt grundig leting. Man ser også klare indikasjoner på underestimerte ressurser i Russland, samt en kapasitetsøkning i Saudi- Arabia (Kjærstad & Johnsson, 2009).

Investeringer i PSA- regioner assosieres med høyere risiko enn investeringer i konsesjonsregioner, på grunn av at oljefeltaktiva i PSA- regioner gir lavere fortjeneste ved økning i oljeprisen (Kretschmar et al., 2008). En av hovedgrunnene til dette er at bedriftens fortjenestefunksjon avhenger av de skattemessige betingelsene som gjelder for oljefeltet. Ved

konsesjoner vil ikke fysiske reserver og produksjon variere i forhold til oljeprisendringer, mens ved PSA vil endringer i oljeprisen påvirke både antallet reserver og verdien på dem (Kretzschmar et. al, 2007). PSA- statenes progressive skatter fører til at en økning i oljeprisen vil øke den totale kostnadsstrukturen til olje- og gasselskapene (Kretzschmar et al., 2008). Til sammenligning opplever man ved konsesjonsavtaler en reduksjon i den totale kostnadsstrukturen når oljeprisen øker. Til tross for at man ved PSA i utgangspunktet har en driftskostnadmessig fordel, vil statens økende deltakelse ved oljeprisøkninger reversere konkurransefortrinnet. Resultatet blir en signifikant forskjell i nåverdi før og etter skatt hos selskaper med PSA- kontrakter, mens selskaper med konsesjonsavtaler ikke får den samme forskjellen i nåverdibevegelser før og etter skatt.

André et al. (2006) har studert hvilken verdirelevans reserverrettigheter til henholdsvis konsesjonsbelagte reserver og PSA- belagte reserver har ved oljeprisvolatilitet. Med utgangspunkt i Ohlsons (1995) RIV- modell gjennomførte de en komparativ analyse basert på data fra 66 internasjonale olje- og gasselskaper. Resultatene fra analysen viser at høye oljepriser ikke fører til økt verdirelevans, men at reduksjon i oljeprisen fører til redusert verdirelevans. Denne effekten er lik for konsesjonsbelagte reserver og PSA- belagte reserver. André et al. (2006) fant også at markedet vurderer PSA- belagte reserver forskjellig fra konsesjonsbelagte reserver, og at førstnevnte reservetype er den mest verdirelevante av de to ved lave oljepriser.

Blake og Roberts (2006) har sett på ulike kontraktsformer innenfor olje- og gassindustrien og deres utforming med tanke på effektiv utnyttelse av naturressursene. Resultatene fra deres forskning viser at PSA er minst effektiv for olje- og gasselskapenes del, da det eksisterer ulike forstyrrende faktorer som følge av de finanspolitiske systemene avtalen er underlagt. Hovedårsaken er at myndighetene tar en større del av profittoljen ved høyere produksjonsnivå, og ifølge Blake og Roberts (2006) er dette en ulempe for selskaper som ønsker å øke sin andel petroleum. Konsesjoner var den mest effektive kontraktsformen, og hadde færrest forstyrrende kontraktelementer. Dette kan påvirke verdsettingen av selskapene, da selskaper med kun PSA- belagte reserver blir mindre attraktive ved økning i oljeprisen som følge av at myndighetene mottar en større andel av oljeforekomstene.

Selv om det eksisterer ulikheter når det gjelder eierskap og verdivurdering, behandles PSA og konsesjoner i regnskapsføringen som homogene aktivaklasser (Kretzschmar et al., 2007).

Forskning på området viser at olje- og gasselskapene bør ha separate rapporteringer når forskjeller i kontraktsbetingelser fører til ulike responser på prisendringer. Av dette følger at selskaper som både har konsesjonsavtaler og produksjonsdelende avtaler ideelt sett bør rapportere disse hver for seg. I følge reguleringsbestemmelser fra Oslo Børs (2007) vedrørende verdipapirhandel, *bør* reserver som er innlemmet i en PSA beregnes ut fra det aktuelle oljeselskapets rettighetsgrunnlag eller *entitlement basis*. Det eksisterer dermed ikke noe formelt krav om at reserver tilknyttet ulike kontraktstyper skal rapporteres hver for seg, eller at endringer i oljeprisen gir utslag i endret nåverdi for reservene tilknyttet PSA. Rapporteringskravene er basert på konsesjoner, slik at nåverdiendringene ikke kommer til syne i regnskapsrapporteringen.

Sammendrag kapittel 4

Siden 1980- tallet har olje- og gassindustrien endret seg vesentlig. Tidligere besto industrien av få, men store aktører. I dag er industrien i stor grad globalisert, som følge av en rekke fusjoner og samarbeid på tvers av landegrensene. Det finnes flere problemområder ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Selskapene kan velge mellom to ulike metoder for regnskapsføring og graden av asymmetrisk informasjon og usikkerhet er stor. Resultatet er at analytikere ofte tar i bruk ikke- regnskapsmessige variabler i verdsettingen. Et annet moment som kan ha innvirkning på verdsettingen er selskapsstørrelsen, da denne innenfor andre industrier har vist seg å ha signifikant verdirelevans ved verdsetting av selskaper.

Olje- og gasselskapenes viktigste eiendel er olje- og gassreserver (Johnston & Johnston, 2006), og dermed også en av de viktigste faktorene ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Verdsettingen er vanskelig, blant annet på grunn av at verdien avhenger av hvilke underliggende kontrakter reservene tilhører. De to kontraktsformene som dominerer for olje- og gassreserver er PSA og konsesjoner (Bake & Roberts, 2006). Ved økning i oljeprisen reduseres nåverdi av PSA- belagte reserver, samtidig som oljeselskapets andel av reserverrettighetene reduseres (Kretzschmar et al., 2007). Når oljeprisen reduseres øker både oljeselskapets andel av reserverrettighetene, samt at nåverdien av reservene økes. Konsesjonsbelagte reserver er ikke utsatt for slike svingninger, da oljeselskapets reserverrettigheter ikke endres ved prisendringer. Til tross for at forskningen viser at reservene

har ulik verdirelevans ved svingninger i oljeprisen som følge av slike ulike kontraktsmessige villkår, eksisterer det homogene rapporteringskrav for de to kontraktstypene.

Olje- og gasselskapenes størrelse kan ha innvirkning på verdsetting, da det kan eksistere en størrelseeffekt ved at små selskaper verdsettes høyere enn store selskaper (Osmundsen et al., 2006). Det har vært forsket lite på størrelseeffekten innefor olje- og gassindustrien, men effekten har kommet til syne ved forskning innenfor andre industrier i flere land (se blant annet Chang et al., 1999; Rutledge et al., 2008). Effekten synes å være størst i utviklingsøkonomier (Rutledge et al., 2008), og i fremtiden vil en stadig større del av olje- og gassreservene ligge i PSA- områder (Kjærstad & Johnsson, 2009).

5. HYPOTESER OG MODELLVALG

Innledning

Hypotesene som presenteres i dette kapitlet er formulert slik at de skal kunne gi svar på oppgavens problemstilling, som er basert på litteraturen presentert i kapittel 4. Valg av verdsettingsmodell er basert på teorien som har blitt beskrevet i kapittel 3, og danner grunnlag for analysen som gjennomføres i kapittel 8.

5.1. Hypoteser

Problemstillingen i denne oppgaven er tredelt. Første del dreier seg om olje- og gassreservers verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi når man tar hensyn til om reservenes underliggende avtaler er PSA eller konsesjoner. Problemstillingens andre del dreier seg om hvilken påvirkning oljeprisen har på olje- og gassreservenes verdirelevans ved henholdsvis PSA- systemet og konsesjonssystemet. De to første delene av analysen tar derfor utgangspunkt i funnene André et al. (2006) presenterer i sin artikkel om verdsetting av internasjonale olje- og gasselskaper. Der ser de på forskjeller i olje- og gassreservenes verdirelevans ut fra om reservenes underliggende avtaler er konsesjoner eller PSA, samt hvilke konsekvenser oljeprisen gir med tanke på reservenes verdirelevans når man tar hensyn til om deres underliggende kontrakter er konsesjoner eller PSA. Hensikten med problemstillingens to første deler blir dermed å se om man gjennom å kartlegge olje- og gassreservenes verdirelevans i seg selv og ved interaksjon med oljeprisen, ved å bruke en annen metodisk tilnærming, kommer frem til andre resultater enn André et al. (2006).

Tredje del av problemstillingen vil forsøke å innlemme et nytt moment i forskningen på olje- og gassreservers verdirelevans, nemlig hvilken effekt selskapsstørrelsen har på reservenes verdirelevans. Denne delen av analysen tar utgangspunkt i Banz (1981) forskning som viser at selskapsstørrelse kan være verdirelevant ved verdsetting av selskaper.

Med utgangspunkt i problemstillingens tre deler presenteres hypoteser for hver enkelt del. For å kunne svare på problemstillingens første del, settes følgende hypotese frem:

Hypotese 1: H_0 : Olje- og gassreserver har ikke ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.
 H_A : Olje- og gasselskaper har ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

Problemstillingens andre del dreier seg om oljeprisen påvirkningskraft i forhold til olje- og gassreservenes verdirelevans. Hypotese 2 formuleres derfor slik:

Hypotese 2: H_0 : Oljeprisen påvirker ikke sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og reserver forskjellig under konsesjonssystemet og PSA- systemet
 H_A : Oljeprisen påvirker sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og reserver likt under konsesjonssystemet og PSA- systemet.

Formålet med tredje delen av analysen er i følge problemstillingen å se om selskapsstørrelse har noen signifikant effekt på olje- og gassreservenes verdirelevans i forhold til verdsettingen av olje- og gasselskaper. Dette danner utgangspunktet for hypotese 3:

Hypotese 3: H_0 : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker ikke sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.
 H_A : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker ikke sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

5.2. Valg av verdsetningsmodell

I denne oppgaven vil regnskapsbasert verdsetting bli benyttet ved bruk av Ohlsons (1995) RIV- modell. Det er flere grunner til at RIV- modellen benyttes fremfor andre verdsetningsmodeller. For det første tar Ohlsons (1995) modell utgangspunkt i dividendemodellen (Misund et al., 2008), ved at fundamentalverdiene resultat etter skatt og bokførte verdier utgjør grunnlaget for selskapets teoretiske markedsverdi gjennom prediksjon av fremtidige dividender (Berry & Wright, 2001). For det andre benyttes RIV- modellen ofte ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Hovedformålet med analysen å studere olje- og gassreservers verdirelevans. I følge Misund et al. (2008) er hensikten med studier av verdirelevans å undersøke forholdet mellom regnskapstall og markedsverdi, slik at man kan vurdere hvor nyttige regnskapsvariablene er for verdsettingen. Et tredje moment er at forskning støtter oppunder modellens validitet (Ota, 2002). Utgangspunktet for modellene som benyttes i denne analysen, er den forenklete varianten av RIV- modellen som ble presentert i kapittel 3:

$$MVE_t = BV_t + \alpha_1 NI_t + \alpha_2 v_t \quad (3.15)$$

Ligningen sier at markedsverdi av selskap t bestemmes av bokført verdi (BV), resultat etter skatt (NI) og annen verdirelevant informasjon (v) (André et al., 2006). Det er denne ligningen som danner utgangspunkt for den teoretiske modellen ved operasjonalisering av hypotesene.

I neste del av oppgaven beskrives og begrunnes den metodiske tilnærmingen for analysen. Kapittel 6 beskriver analyse av data ved bruk av regresjonsanalyse, som er valgt analyseform for oppgaven. Viktige forskningsmessige kriterier for gjennomføringen av regresjonsanalysen tas også opp i dette kapitlet. Kapittel 7 presenterer forskningsdesign, samt beskriver valg av data og prosedyre for innsamling av data.

DEL III
METODE

6. ØKONOMETRI

Innledning

For å undersøke hypotesene i kapittel 5.2 utvikles en empirisk modell fra den teoretiske. Den empiriske modellen vil undersøkes ved hjelp av økonometriske metoder. Innenfor økonometri er regresjonsanalyse en analyseform som er vanlig å bruke ved verdsettingsanalyser innenfor olje- og gassindustrien (se blant annet Berry et al., 1997; Quirin et al., 2000; Osmundsen et al., 2006; André et al., 2006; Kretzschmar et al., 2007). Derfor vil det i dette kapitlet defineres og forklares en rekke økonometriske begreper som er relevante for analysen i kapittel 8.

6.1. Regresjonsanalyse

Regresjonsanalyse er en statistisk teknikk der man forsøker å forklare at bevegelse i en variabel kan forklares av bevegelser i andre variabler (Studenmund, 2006). Variabelen man ønsker å forklare kalles avhengig variabel. Det er denne variabelen som oppstår på venstre side av likhetstegnet i en regresjonsligning (Stock & Watson, 2007). Forklaringsvariablene kalles uavhengige variabler, og opptrer på regresjonsligningens høyre side. Ved hjelp av regresjonsanalyse kan man kartlegge empirisk samvariasjon mellom de ulike variablene man benytter (Biørn, 2003).

6.1.1. Lineær regresjonsmodell

Den lineære regresjonsmodellen kan skrives som

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_i + u_i, \quad (6.1.)$$

i er antall observasjoner, Y_i er den avhengige variabelen, X_i er den uavhengige variabelen, $\beta_1 X$ er populasjonens regresjonslinje eller populasjonens regresjonsfunksjon, β_0 er regresjonslinjens konstantledd, og indikerer verdien av Y_i når X_i er lik null (Studenmund, 2006). β_1 er helningen til regresjonslinjen, og indikerer verdien av Y_i når X_i øker med en enhet. β - verdiene er koeffisienter som bestemmer koordinatene til den rette linjen ved ethvert punkt. u_i er det stokastiske feilleddet, og viser all variasjon i Y_i som ikke kan forklares av X_i . Modellen er lineær, hvilket betyr at ligningen rent grafisk vil vises som en rett linje (Studenmund, 2006).

6.1.2. Multipl regressjonsmodell

Ved bruk av multipl regressjonsmodell inkluderer man mer enn èn variabel som uavhengig variabel (Stock & Watson, 2007). Man ser på hvilken effekt en endring i èn uavhengig variabel (X_{1i}) har på Y , mens de øvrige uavhengige variablene (X_{2i}, \dots, X_{ki}) holdes konstante. Dette er mulig fordi multipl regressjonsanalyse hensyntar bevegelsene til (X_{2i}, \dots, X_{ki}) når man estimerer X_{1i} (Studenmund, 2006). Den multiple regressjonsmodellen kan skrives slik:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{3i} + \dots + \beta_k X_{ki} + u_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (6.2.)$$

Hvor i er antall observasjoner, k er antall uavhengige variabler og u er feilleddet (Stock & Watson, 2007). β_1 er helningskoeffisienten til X_1 , β_k er koeffisienten til X_k og så videre. Koeffisienten β_1 viser hvilken prosentvis endring man får i Y_i når X_1 endres med èn enhet, mens X_{2i}, \dots, X_{ki} holdes konstant (Stock & Watson, 2007). Koeffisientene til de øvrige uavhengige variablene tolkes på tilsvarende måte. Konstanten β_0 er den forventede verdien til Y når alle de uavhengige variablene (X - verdiene) er lik 0.

6.1.3. Den estimerte regressjonsligningen

Ligningen for den multiple regressjonsmodellen er den virkelige regressjonsligningen, og denne er ikke observerbar (Studenmund, 2006). I en regressjonsanalyse benytter man en estimert regressjonsligning som er basert på innsamlet data av faktiske variabelverdier, slik at ligningen blir kvantifiserbar (Studenmund, 2006). Ligningen kan skrives slik (hentet fra Studenmund, 2006:18):

$$\hat{Y}_i = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_{1i} + \hat{\beta}_2 X_{2i} + \dots + \hat{\beta}_k X_{ki} \quad (6.3.)$$

\hat{Y}_i er den estimerte verdien av Y , og denne representerer dermed verdien av Y når man beregner den estimerte regressjonsligningen. Jo nærmere den estimerte Y - verdien er den sanne eller virkelige Y - verdien, desto bedre passer den estimerte regressjonsligningen.

Forskjellen mellom \hat{Y}_i og Y kalles restleddet (residualleddet), og kan skrives slik:

$$e_i = Y_i - \hat{Y}_i \quad (6.4)$$

Restleddet kan ses på som et feilleddsestimat, og er en virkelig og observerbar verdi (Studenmund, 2006). Feilleddet u , som benyttes i den virkelige regresjonsligningen, er et teoretisk konsept som ikke kan observeres. Dette skyldes at u viser forskjellen mellom den observerte Y - verdien og den virkelige regresjonsligningen, og sistnevnte er ikke observerbar.

Determinasjonskoeffisienten R^2 er den enkleste målemetoden for å angi hvor godt tilpasset den estimerte regresjonsligningen er rent statistisk (Studenmund, 2006). R^2 viser hvor stor andel av utvalgsvariansen til den avhengige variabelen (Y) som forklares av de uavhengige variablene (Stock & Watson, 2007). Man ser hvor stor prosentmessig andel av variasjonen rundt gjennomsnittet til Y som kan forklares av den aktuelle regresjonsligningen (Studenmund, 2006). En svakhet med R^2 er at den alltid øker når man legger til en variabel i ligningen, fordi man ikke har justert for antall frihetsgrader. Med frihetsgrader menes en observasjons ”frihet” til å variere, men i dette tilfellet er det variansen begrenset til antall observasjoner minus 1 ($N - 1$). Det er vanlig å bruke justert R^2 , \bar{R}^2 , der man har justert for antall frihetsgrader¹.

6. 2. Minste kvadraters metode - OLS

Minste kvadraters metode (Ordinary Least Squares, heretter benevnt som OLS) er en regresjonsteknikk som benyttes for å minimere summen av alle kvadrerte restledd (Studenmund, 2006). OLS defineres som de koeffisientverdier der feilleddets varians er minst mulig (Stock & Watson, 2007). Hensikten med OLS er å finne verdier på de ulike koeffisientene som er mest mulig sanne. Dette gjøres ved å minimere summen av de kvadrerte forventede feilene (hentet fra Studenmund: 36):

$$\text{OLS minimerer } \sum_{i=1}^N e_i^2 \quad (i = 1, 2, \dots, N) \quad (6.5.)$$

Teknikken innebærer at man beregner regresjonskoeffisientverdier ($\hat{\beta}$ - verdier) slik at regresjonslinjen blir så nært de observerte dataene som mulig (Stock & Watson, 2007).

¹ I denne oppgaven anvendes statistikkprogrammet Stata ved gjennomføring av analysen, der en såkalt ”robust-” funksjon vil bli benyttet for å unngå heteroskedastisitet (se kapittel 6.2.2.5 for nærmere beskrivelse). Ved bruk av denne funksjonen vil kun R^2 fremkomme, slik at denne vil benyttes ved tolkning av de estimerte regresjonsligningenes tilpasning.

Nærheten til de observerte dataene måles på den måten ved summen av de kvadrerte feilene ved prediksjon av Y gitt X .

En annen regresjonsteknikk er GLS (Generalized Least Squares), der utgangspunktet er ligninger med ikke- lineære koeffisienter som ikke oppfyller samtlige OLS- antakelser som presenteres i neste avsnitt (Studenmund, 2006). Denne teknikken er dermed ikke aktuell for denne oppgaven, som har Ohlsons (1995) lineære modell som utgangspunkt for regresjonsligningene og der ligningene oppfyller OLS- antakelsene.

6.2.1. Viktige antakelser ved bruk av OLS

For at OLS- estimatoren skal kunne estimere koeffisientene på en tilstrekkelig måte, er det flere antakelser som må holde.

1. Regresjonsmodellen er lineær, korrekt spesifisert og har et additivt feilledd (Studenmund, 2006). Den avhengige variabelen er dermed en lineær funksjon som består av et sett med uavhengige variabler samt et feilledd (Kennedy, 2003).
2. Feilleddet u_i har et betinget populasjonsgjennomsnitt lik null gitt X_i : $E(u_i|X_i) = 0$ (Stock & Watson, 2007).
3. Feilleddet er normalfordelt (Studenmund, 2006).
4. Observerte feilledd er ukorrelerte med hverandre, det vil si at det ikke er noen autokorrelasjon (Studenmund, 2006).
5. (X_i, Y_i) , $i = 1, \dots, n$ er uavhengig og identisk fordelt (i.i.d) (Stock & Watson, 2007).
6. Ekstremverdier, også kalt uteliggere, er usannsynlig.
7. Feilleddet er homoskedastisk, det vil si at variansen til den betingede fordelingen til u_i gitt X_i er konstant og avhenger ikke av X (Studenmund, 2006).
8. Samtlige forklaringsvariabler er ukorrelerte med feilleddet (Studenmund, 2006).
9. Det er ingen perfekt multikollinearitet, det vil si at det ikke er noe perfekt lineært forhold mellom forklaringsvariablene (Stock & Watson, 2007).

OLS- estimatoren er den metoden som dominerer i praksis, både innenfor økonomi, finans og forskning (Stock & Watson, 2007; Studenmund, 2006). Metoden har flere fordeler. For det første er resultater man presenterer ved bruk av OLS forståelig for andre statistikere og økonomer som anvender samme metode. For det andre er metoden konsistent og forventningsrett under de nevnte antakelser. For det tredje er OLS- estimatoren effektiv blant

enkelte klasser av forventningsrette estimatorer, men denne effektiviteten holder bare ved ytterligere antakelser. Forventningsretthet og minimum varians er en estimators to viktigste egenskaper (Studenmund, 2006). Når en verdien av en estimert koeffisient er lik den virkelige verdien, er den estimerte koeffisienten forventningsrett. Man oppnår minimum varians når den estimerte fordelingen har den minste variansen av alle estimatorene i en gitt estimatorklasse.

6.2.2. Brudd på OLS- antakelsene

Dette avsnittet tar for seg ulike brudd på OLS- antakelsene, og hvilke konsekvenser dette kan få for regresjonen. I tillegg vil det opplyses om hvilke konkrete tiltak som i denne analysen vil bli iverksatt for å unngå brudd på OLS- antakelsene. Avsnittet er hovedsaklig basert på Studenmund (2006).

6.2.2.1. Valg av uavhengige variabler

En viktig del av regresjonsanalysen er valg av uavhengige variabler, da det er disse som ligger til grunn for resultatene man kommer frem til i regresjonsanalysen (Studenmund, 2006). Utfordringen blir dermed å velge variabler som er relevante for regresjonen. Dersom man inkluderer en irrelevant variabel i regresjonen kan resultatet bli høyere varians i de estimerte koeffisientene, noe som vil redusere deres t- verdier samt justert R^2 . Utelatelse av relevante variabler påvirker også de estimerte koeffisientene i den grad den utelatte variabelen er korrelert med de inkluderte variablene. Resultatet er at de inkluderte variablene blir forventningsskjevne. Dette bryter med antakelsen om at forklaringsvariablene er uavhengige av feilledet, fordi variabelen man har utelatt nå inngår som en del av feilledet.

Utelatte variabler er vanskelige å oppdage (Studenmund, 2006). I tillegg kan det være komplisert å avgjøre hvilke relevante variabler som er utelatte, og som følgelig bør inkluderes i regresjonen. Bruk av relevant teori, t- testing og justert R^2 er tre nyttige kriterier ved vurdering om en variabel har forklaringskraft eller ikke, og teori er det viktigste beslutningskriteriet. I denne analysen benyttes relevant teori ved beslutning av hvilke variabler som inkluderes i regresjonen. I tillegg benyttes paneldata, som gjør det lettere å eliminere effekten som utelatte variabler har på resultatene (Stock & Watson, 2007). Grunnen er at man kan studere endringer over tid i den avhengige variabelen. Ved anvendelse av

variabler som tidligere ikke har vært inkludert, vil en eventuell økning eller reduksjon av R^2 avgjøre om variablene skal inkluderes i den endelige regresjonen.

6.2.2.2. Valg av funksjonsform

Hvilken funksjonsform man velger bør hovedsakelig baseres på relevant økonomisk teori (Studenmund, 2006). Dersom ikke annet spesifiseres i eventuelle hypoteser, bør lineær funksjonsform benyttes. Grunnlaget for analysen i denne oppgaven er Ohlsons (1995) RIV-modell, som har lineær funksjonsform. De siste årene har det blitt vanlig at Ohlsons (1995) RIV-modell benyttes som grunnlag for økonometriske spesifikasjoner (André et al., 2006). Det finnes to hovedtyper av regresjonsmodeller som vanligvis har RIV-modellen som utgangspunkt (Misund et al., 2008). Den første modelltypen er nivåmodellen, som ser på sammenhengen mellom et selskaps markedsverdi og bokført verdi av egenkapitalen og fortjeneste. Den andre modelltypen er avkastningsmodellen, og denne ser på forholdet mellom aksjeutbytte, inntjening og endring i inntjening. I denne oppgave benyttes hovedsakelig regnskapsvariabler for å skulle si noe om markedsverdien til olje- og gasselskaper, og det blir derfor naturlig at nivåmodellen anvendes. I tillegg viser forskning at verdirelevansen til regnskapsvariabler som bokført verdi av egenkapitalen har økt, mens verdirelevansen til resultat etter skatt og kontantstrømmer er redusert (Misund et al., 2008). Dette er nok et argument for å velge nivåmodellen fremfor avkastningsmodellen.

6.2.2.3. Multikollinearitet

Den enkelte forklaringsvariabels variasjon er ikke uavhengig av de øvrige forklaringsvariablenes variasjon, men viser ulik grad av kollinearitet eller multikollinearitet (Biørn, 2003). Med kollinearitet menes enhver situasjon der man har positiv eller negativ korrelasjon mellom de ulike uavhengige variablene. Multikollinearitet kan enten være perfekt eller imperfekt. Perfekt multikollinearitet oppstår når den ene uavhengige variabelen er en eksakt lineær funksjon av en annen uavhengig variabel (Stock & Watson, 2007). Imperfekt multikollinearitet oppstår når det er høy korrelasjon mellom to eller flere uavhengige variabler, men disse ikke er perfekt korrelerte. Multikollinearitet fører ikke til feil i de estimerte regresjonskoeffisientene, men kan føre til vanskeligheter med å identifisere de aktuelle variablenes separate effekt på regresjonslikningen (Studenmund, 2006). I mange

tilfeller er den beste løsningen vedrørende multikollinearitet å gjøre ingenting, da det kan gjøre mindre skade på regresjonsligningen enn dersom man faktisk foretar seg noe. Ved gjennomføring av analysen i denne oppgaven blir kontinuerlige interaksjonsvariabler standardisert ved hjelp av sentrering (se kapittel 6.3.3.), som kan eliminere problemer relatert til multikollinearitet med datasettet gjennom å redusere korrelasjonen med andre uavhengige variabler (se Jaccard, Turrisi & Wan, 1990).

6.2.2.4. Autokorrelasjon

Autokorrelasjon, også kalt seriekorrelasjon, er brudd på antakelsen om at observasjoner av feilleddet er ukorrelerte med hverandre (Studenmund, 2006). Man ser vanligvis på førsteordens autokorrelasjon, der den nåværende observasjonen av feilleddet antas å være en funksjon av den forrige observasjonen og ikke et seriekorrelert feilledd. Man skiller mellom ren og uren autokorrelasjon. Ren autokorrelasjon er en funksjon av feilleddet til den korrekt spesifiserte regresjonsligningen. Uren autokorrelasjon forårsakes av spesifikasjonsfeil, som for eksempel ukorrekt funksjonsform eller utelatelse av en forklaringsvariabel.

Hovedkonsekvensen ved autokorrelasjon er feil i det OLS-estimerte feilleddet, som kan føre til upålitelig hypotesetesting. Ren autokorrelasjon fører ikke til feilestimater av β -verdiene. Det finnes ulike tester for å avgjøre om en regresjonsligning inneholder autokorrelerte variabler. Forut for analysen i denne oppgaven testes de aktuelle regresjonsligningene ved hjelp av Wooldridge test for autokorrelasjon av paneldata. Forskning viser at denne testen egner seg for paneldata av en viss størrelse (Drukker, 2003). Testen foretas ved bruk av statistikkanalyseverktøyet Stata.

6.2.2.5. Heteroskedastisitet

Heteroskedastisitet er brudd på OLS-antakelsen om at feilleddene har konstant varians (Studenmund, 2006). Ved homoskedastiske feilleddsobservasjoner trekkes feilleddsobservasjonene fra et utvalg med konstant varians. Ved ren heteroskedastisitet er feilleddet en funksjon av den korrekt spesifiserte regresjonsligningen, mens uren heteroskedastisitet forårsakes av spesifikasjonsfeil i den estimerte regresjonsligningen.

Hovedkonsekvensen ved heteroskedastisitet er upålitelige hypotesetester som følge av feil i det estimerte feilleddet. Ren heteroskedastisitet fører ikke til feil i de estimerte β -verdiene. Det finnes ulike tester for heteroskedastisitet, og i denne analysen benyttes Breusch-Pagan /

Cook- Weisberg test for heteroskedastisitet, som er en anerkjent test (se blant annet Cox, 2004). Dersom det avdekkes heteroskedastisitet, vil det bli benyttet såkalte robuste regresjoner ved at det korrigeres slik at variansen er robust eller homoskedastisk. Konkret innebærer det at man benytter Huber/White/sandwich`'s variansestimater (se blant annet White, 1980), også kalt "robust"- funksjonen i statistikkprogrammet Stata. Robust varians gir presise vurderinger av parameterestimater selv når modellen er feilspesifisert. Ved bruk av "robust"- funksjonen vil regresjonslikningene automatisk bli korrigert for heteroskedastisitet.

6.2.2.6. Skalaeffekter

Skalaeffekter kan defineres som uekte eller falske relasjoner som oppstår i regresjonsmodellen (Ota, 2003), ved at store selskaper påvirker regresjonsresultater mer enn små selskaper (Easton & Sommers, 2003). Årsaken er at man ikke har kontrollert for skalaeffekter som eksisterer mellom selskaper i et utvalg. Konsekvensen av skalaeffekter kan være feil i R^2 , feilestimerte koeffisienter eller heteroskedastisitet (Easton & Sommers, 2003). Det finnes flere forskjellige metoder for skalering slik at man unngår skalaeffekter, men forskningen er ikke enstemmig i hvilken metode som er den beste (Misund et al., 2008). Easton & Summers (2003) anbefaler bruk av den avhengige variabelen ved skalering, og i tråd med Misund et al. (2008) vil laggede markedsverdier benyttes for å skalere de bedriftsspesifikke variablene. Dette gjøres ved å dele et selskaps variabelverdier et spesifikt år med selskapets markedsverdi år før.

6.3. Hypotesetesting

Den vanligste formen å anvende økonometri på er gjennom hypotesetesting, der man ved bruk av kvantitative beviser evaluerer alternative teorier (Studenmund, 2006). Hypotesetesting er en prosedyre som gjennomføres for å kunne avgjøre om en spesifikk hypotese om populasjonen er sann eller usann (Stock & Watson, 2007). Hypoteser er forestillinger om sammenhenger mellom fenomener, og gjennom hypotesetesting får man etterprøvd disse sammenhengene empirisk (Johannessen & Tufte, 2002). Hypotesetesting forgår vanligvis ved at man formulerer nullhypotese og alternativ hypotese (Studenmund, 2006)². Nullhypotesen

²Ved hypotesetesting er det mulig å begå to typer feil, type I- feil og type II- feil (Studenmund, 2006). Type I- feil innebærer at man forkaster en sann nullhypotese, mens man ved type II- feil beholder en usann nullhypotese.

kan skrives $H_0 : \beta = 0$, og er verdien man ikke forventer. Den alternative hypotesen kan skrives $H_1 : \beta \neq 0$. Hypotesene er tosidige, da man ikke vet om det kan forventes positiv eller negativ verdi. Kapittel 5.1. viser hypotesene for analysen i denne oppgaven.

6.3.1. p- verdi og signifikansnivå

Etter at hypotesens er formulert definerer man en beslutningsregel som innebærer å velge signifikansnivå og dermed kritiske verdier. Med kritisk verdi, i dette tilfellet p- verdi, menes verdien av en statistisk p- test hvor testen forkaster eller beholder nullhypotesen basert på det gitte signifikansnivået (Stock & Watson, 2007). p- verdien kalles også marginalt signifikansnivå, og viser det laveste signifikansnivået som man kan forkaste nullhypotesen (Studenmund, 2006). En lav p- verdi sår tvil om nullhypotesen, mens en høy p- verdi øker sannsynligheten for at nullhypotesen skal beholdes. Dersom man velger et signifikansnivå på 10 % og p- verdien man får ved å kjøre en regresjon er mindre enn 0,1, kan nullhypotesen forkastes. Valg av signifikansnivå foretas i forkant av regresjonsanalysen, og er derfor et forhåndsspesifisert forkastningsnivå til en statistisk hypotesetest når nullhypotesen er sann (Stock & Watson, 2007). I denne analysen vil en nullhypotese forkastes dersom de aktuelle korrelasjonskoeffisientene har signifikansnivå på maksimalt 10 %.

6.3.2. Dummyvariabel

En dummyvariabel eller binær variabel er en variabel som kun kan ha verdien 1 eller 0 (Stock & Watson, 2007). Man benytter dummyvariabler for å indikere et binært utfall.

Regresjonsanalyse med dummyvariabler er lik regresjonsanalyse med kontinuerlige variabler, med unntak av anvendelsen av β_1 (Stock & Watson, 2007). Dersom man antar en variabel D_i som enten har verdien 1 eller 0, avhengig av om man er mann eller kvinne. $D_i = 1$ dersom man er mann, $D_i = 0$ dersom man er kvinne. Populasjonens regresjonsmodell med D_i som uavhengig variabel blir da (Stock & Watson, 2007: 158):

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 D_i + u_i, \quad i = 1, \dots, n \quad (6.6.)$$

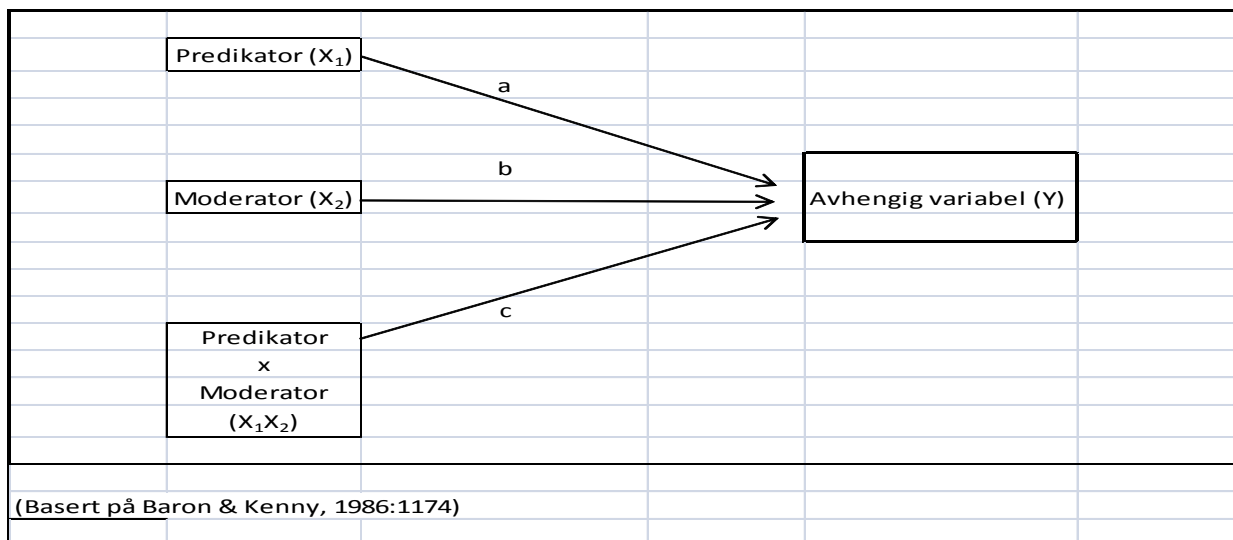
Dette er den samme regresjonsmodellen som når man har den kontinuerlige uavhengige variabelen X_i , bortsett fra at D_i nå er gjeldende uavhengige variabel. Siden D_i kun kan ta to

verdier, blir β_1 nå betegnet som koeffisienten man multipliserer D_i med, også kalt koeffisienten på D_i .

6.3.3. Moderatorer og sentrering

En moderator er en kvantitativ eller kvalitativ variabel som påvirker styrken og/ eller retningen til forholdet mellom en avhengig variabel og en uavhengig variabel (Baron & Kenny, 1986). Innenfor korrelasjonsanalyse er en moderator en tredje variabel som påvirker ”null- orden”-korrelasjonen mellom to andre variabler. Moderatorers funksjon kan vises grafisk ved hjelp av moderatormodellen (Baron & Kenny, 1986:1174):

Figur 2: Moderatormodell



Figur 2 viser at både en prediksjonsvariabel (X_1) og en moderatorvariabel (X_2) virker inn på den avhengige variabelen (Y). I tillegg virker prediksjonsvariabelen og moderatorvariabelen sammen inn på den avhengige variabelen. Denne interaksjonen kalles moderatoreffekten (Baron & Kenny, 1986). Moderatoreffekten støttes dersom interaksjonen (forbindelse c - X_1X_2) er signifikant. I tillegg er det ønskelig at moderatorvariabelen er ukorrelert med både prediksjonsvariabelen og den avhengige variabelen. Høy korrelasjon mellom de uavhengige variablene kan nemlig føre til beregningsfeil i standardiserte statistikkprogrammer, men risikoen for beregningsfeil reduseres gjennom sentreringen (Jaccard et al, 1990). Sentrering³ er en additiv transformasjon hvor man subtraherer hver X_2 - verdi med gjennomsnittlig verdi for alle X_2 - observasjoner. Denne transformasjonen endrer ikke verdiene på β_2 og β_3 , men

³ Se Appendiks IV for utledning av sentrering av interaksjonsvariabler.

endrer både verdiene og standardfeilen til β_1 og konstantleddet. Det nye nullpunktet blir dermed lik gjennomsnittet. Årsaken til verdiendringene er at den betingede påvirkningen som X_2 har på Y nå evalueres ut fra et annet nullpunkt, som er lik gjennomsnittet. Jaccard et al. (1990) anbefaler at man sentrerer X_1 og X_2 før man danner multiplikatorleddet X_1X_2 . Grunnen er at sentring kan eliminere multikollinearitetproblemer med datasettet, fordi den kan redusere korrelasjonen med andre uavhengige variabler. I denne oppgaven vil kontinuerlige interaksjonsvariabler sentreres i henhold til Jaccard et al. (1990).

7. VALG AV METODE

7.1. Design

Deskriptive design kan benyttes når man ønsker å beskrive utviklingen hos en gruppe over tid, og da ved bruk av panelstudier (Jacobsen, 2000). Målet med analysen i denne oppgaven er å kunne si noe om olje- og gassreservers verdirelevans i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi. Dermed er analyse av paneldata den foretrukne forskningsmetoden. Paneldata består av en rekke forskjellige enheter (Stock & Watson, 2007). Hver enhet observeres ved to eller flere tidsperioder. Man benytter paneldata for å lære om økonomiske relasjoner, både fra erfaringer hentet fra de enkelte enhetene i datasettet og fra hvordan de enkelte variablene utvikler seg over tid (Stock & Watson, 2007). Paneldata viser også om et undersøkelsesobjekt endrer seg over tid, og om en eventuell endring skjer i samme retning som endringer hos andre undersøkelsesobjekter. Det er vanlig å skille mellom balansert og ubalansert paneldata, der balansert paneldata betyr at det er de samme enhetene som observeres i hele tidsperioden som dataene dekker (Biørn, 2008). I analysen benyttes ubalansert paneldata, da det ikke er samme antall observasjoner hvert år. Enkelte selskaper er representert samtlige år, mens andre kun er representert ett eller flere år.

Det er flere fordeler ved å benytte paneldata i økonometriske undersøkelser (Biørn, 2008). Paneldata inneholder informasjon om individuelle forskjeller og om tidsspesifikke forskjeller. I tillegg er det ved anvendelse av paneldata lettere å eliminere effekten som utelatte variabler har på resultatene, da man kan studere endringer over tid i den avhengige variabelen (Stock & Watson, 2007). Bruk av paneldata gjør det også mulig å kontrollere for tilfeldige målefeil som man ikke kan kontrollere for ved bruk av for eksempel tidsseriedata eller tverrsnittsdata (Biørn, 2008). De tilfeldige målefeilene kan være regresjonskoeffisienter som ikke kan identifiseres uten ytterligere informasjon, eller at OLS er inkonsistent.

7.2. Utvalg

Utvalg kan defineres som den mindre gruppen av enheter som studien omfatter, mens populasjonen er den gruppen man ønsker at resultatene man kommer frem til i undersøkelsen, skal gjelde for (Undheim, 1996). For at et utvalg skal kunne være representativt, er det avgjørende at den representerer populasjonen den skal si noe om (Johannessen, Tufte & Kristoffersen, 2006). I tillegg er en viktig forutsetning for et utvalgs representativitet at det er tilfeldig trukket fra populasjonen. Alternativt kan man benytte et sannsynlighetsutvalg, og det er denne datainnsamlingsformen som benyttes for denne analysen. Ved sannsynlighetsutvalg kan man trekke ut hvilke enheter (i dette tilfellet internasjonale olje- og gasselskaper) som skal være med i analysen, og det er stor sannsynlighet for at utvalget er representativt (Johannessen et al., 2006). Utvalgsrammen som benyttes for denne analysen er 150- 200 selskaper. Et utvalg på denne størrelsen anses å være tilstrekkelig for å kunne si noe om populasjonen, da det består av olje- og gasselskaper med ulik størrelse, alder og karakteristika, og som er tilknyttet flere forskjellige land og reserveavtaler. Det er med andre ord en heterogen gruppe som undersøkes, og da trenger man ikke like store utvalg som ved analyse av homogene grupper (Johannessen et al., 2006). Gruppens heterogenitet er i tillegg et argument for utvalgets representativitet, da et representativt utvalg ifølge Johannessen et al. (2006) er et utvalg som kan representere samtlige enheter man ønsker å si noe om.

Selve utvalget består av internasjonale og børsnoterte olje- og gasselskaper. Dette er naturlig både med tanke på at det er verdsetting av olje- og gasselskaper som er det overordnede temaet for oppgaven, samt at man ved å bruke selskaper som både er internasjonale og børsnoterte lettere kan generalisere resultatene til en populasjon som ikke har nasjonale eller offentlige begrensninger. Populasjonen man ønsker å si noe om i denne panelanalysen blir naturlig nok internasjonale olje- og gasselskaper lokalisert over hele verden, uten begrensninger i form av nasjonal tilknytning eller selskapsstørrelse.

Datautvalget i denne oppgaven består av et ubalansert panel av internasjonale olje- og gasselskaper i perioden 1991 til 2005. I denne analysen skilles det mellom tre typer reserver; konsesjonsreserver, PSA- reserver og andre reserver. Andre reserver er en salgs ”restpost” med ikke- spesifiserte reserver, og utgjør en liten del av utvalgets reserveandeler. Utvalget består av olje- og gasselskaper som har enten positiv markedsverdi i den aktuelle utvalgsperioden. Begrunnelsen for dette utvalgsriteriet er at olje- og gassmarkedet består av

selskaper med ulike kriterier når det kommer til rapportering av olje- og gassreserver, da kravene varierer fra land til land. Selskaper som har positiv markedsverdi til tross for ingen rapporterte reserver, eier mest sannsynlig reservetyper det ikke eksisterer eksplisitte rapporteringskrav for, som for eksempel bevisbare reserver. Et argument for ikke å skille mellom selskaper ut fra hvilke underliggende kontrakter deres reserver er underlagt, er at det i dag er homogene rapporteringskrav for reservene, uavhengig av hvilken avtaleform de er tilknyttet. Dermed er man i teorien regnskapsmessig indifferent i forhold til hvilke avtaletyper de ulike olje- og gasselskaperes reserver er underlagt. I tillegg oppnår man et større utvalg ved at det ikke er noe krav med hensyn til selskaperes reservetyper, noe som er positivt med tanke på resultatenes generaliserbarhet.

7.3. Datainnsamling

Ved innsamling av data benyttes en deduktiv strategi, som innebærer at man har noen antakelser på forhånd og deretter samler inn empiri for å se om antakelsene stemmer (Jacobsen, 2000). Begrunnelsen for denne strategien er som tidligere nevnt at analysen i denne oppgaven delvis har tidligere forskning som utgangspunkt (jamfør Andrè et al., 2006), og det vil da virke uhensiktsmessig å anvende data som ikke er sammenlignbar med innsamlet data i de tidligere analysene.

Det innsamlede datamaterialet består av regnskapsinformasjon per 31.12 fra 232 oppstrøms olje- og gasselskaper for tidsperioden 1991- 2005, og er hentet fra databasen JS Herold (www.herold.com). Dette er et uavhengig forskningsselskap som har spesialisert seg på analyse av blant annet olje- og gasselskaper. JS Herold har en global database med regnskapsinformasjon fra over 400 av de mest betydningsfulle olje- og gasselskapene i verden. Oljeprisen som benyttes er gjennomsnittlig pris på europeisk Blend råolje for samme tidsperiode, og er hentet fra databasen til amerikanske Department of Energy, Energy Information Administration (www.doe.eia.org), som leverer offentlig energistatistikk fra den amerikanske regjeringen.

7.4. Analyse av data

Det overordnede designet for denne oppgaven er regresjonsanalyse ved bruk av paneldata. Begrunnelse for valg av regresjonsanalyse ved bruk av OLS som analyseform er gjennomgått i kapittel 6. Gjennom kvantitativ analyse kan man gjøre informasjon om til tallmessige forhold (Undheim, 1996) der funnene man gjør er statistisk generaliserbare (Johannessen & Tuft, 2002). I praksis gjør man teoretiske variabler om til operasjonaliserte variabler som kan måles ved tall, og disse variablene samler man så inn.

7.4.1. Variabler

For å unngå feil ved utelatte variabler, er utgangspunktet for valg av variabler basert på tidligere forsknings identifikasjon av signifikante variabler ved verdsetting av olje- og gasselskaper som er relevante for oppgaven. Øvrige variabler er basert på forskningsspørsmålene som stilles gjennom problemstillingen. Det vil foretas en hensiktsmessig begrensning med tanke på hvilke variabler som inkluderes i analysen. Blant annet er fri kontantstrøm signifikant (Quirin et al., 2000). Denne variabelen medtas ikke da det som er ønskelig å avdekke i dette tilfellet er olje- og gassreservers verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi, samt oljeprisens og selskapsstørrelsens innvirkning på olje- og gassreservenens verdirelevans.

- ❖ *Markedsverdi.* Markedsverdi kan defineres som den verdien investorene er villige til å betale for aksjer i et selskap (Brealey et al., 2004). Markedsverdien avhenger både av inntjeningsevnen i dag og den forventede fortjenesten av fremtidige investeringer. Tallene for markedsverdi vil i analysen være millioner USD, slik at 1,00 = 1 million USD. Markedsverdi er modellens avhengige variabel, i tråd med tidligere forskning på området (se blant annet Berry & Wright, 2001; Misund et al., 2008).
- ❖ *Bokført verdi av egenkapitalen.* Bokført verdi av egenkapitalen kan defineres som nettoverdien til et selskap i følge balansen (Brealey, Myers & Marcus, 2004). Bokførte verdier er basert på historiske verdier eller originalverdier, og fanger ikke opp den virkelige verdien av et selskap. Den bokførte verdien av egenkapitalen måler kontantene som aksjonærene har bidratt med, samt de kontantene som selskapet har tjent og reinvestert i selskapet på aksjonærenes vegne. Variabelen måles i millioner USD. Tidligere forskning viser at bokført verdi av egenkapitalen har signifikant

effekt på selskapers markedsverdi (se blant annet Berry, Hasan & O`Bryan, 1997; Quirin et al., 2000; Berry & Wright, 2001; Misund et al., 2008).

- ❖ *Resultat etter skatt.* Tidligere forskning viser at et selskaps regnskapsmessige resultat etter skatt har signifikant verdi på markedsverdien av selskapet (se blant annet Berry et al., 1997; André et al., 2006; Misund et al., 2008; Berry & Wright, 2001).
- ❖ *Oljereserver tilknyttet konsesjoner.* Oljereserver tilknyttet konsesjoner er totalmengden av henholdsvis amerikanske, kanadiske, europeiske og australske konsesjonsreserver i det innsamlede datamaterialet. Reservene måles i millioner fat oljeekvivalenter (MMBOE- million barrels of oil equivalents).
- ❖ *Oljereserver tilknyttet PSA.* Oljereserver tilknyttet PSA er summen av henholdsvis afrikanske, asiatiske, australske og sør- amerikanske PSA- reserver. Reservene måles millioner fat oljeekvivalenter (MMBOE). Tallmaterialet fra datainnsamlingen viser et anslag på antall MMBOE PSA- belagte reserver.
- ❖ *Oljereserver tilknyttet andre reserveavtaler.* Summen av olje- og gassreserver i datautvalget som ikke er definerte i datasettet. Måles i millioner fat oljeekvivalenter (MMBOE).
- ❖ *Oljepris.* Variabelen viser gjennomsnittlig pris på europeisk Blend råolje per 31.12 i perioden 1991- 2005, målt i USD. Tidligere forskning viser at oljepris som dummyvariabel har signifikant effekt på olje- og gasselskapers markedsverdi (André et al., 2006).
- ❖ *Selskapsstørrelse.* Variabelen er en dummyvariabel som skiller mellom små ($D_t = 1$) og store ($D_t = 0$) olje- og gasselskaper. Gjennomsnittlig markedsverdi for utvalget er 9, 5 mrd USD. Siden forskningen viser at størrelseeffekten er størst hos svært små selskaper (Banz, 1981), settes skillet for små og store selskaper lavt i forhold til gjennomsnittlig markedsverdi. I denne analysen har store selskaper derfor gjennomsnittlig markedsverdi for sine respektive observasjoner større eller lik 1 milliard USD, mens små selskaper har gjennomsnittlig markedsverdi som er mindre enn 1 milliard USD.

7.5. Operasjonalisering av hypotesene

Operasjonalisering vil si å finne konkrete indikatorer på fenomenet man studerer (Johannessen & Tufte, 2002). Hypotesene vil operasjonaliseres ved bruk av Ohlsons (1995) verdsettingsmodell. I denne oppgaven tilstrebes det å benytte en bedre analytisk tilnærming enn André et al. (2006) ved bruk av et annet og større datautvalg samt kontinuerlige oljepriser. I tillegg bygges det videre på analysen ved å inkludere selskapsstørrelse som interaksjonsvariabel med olje- og gassreserver. Kapitlet deles inn i tre deler ut fra de tre hypotesene som ble presentert i kapittel 5.

Tabell 1: Spesifikasjon av modellvariabler

SPESIFIKASJON AV MODELLVARIABLER	
MVE_k	= markedsverdi av selskap k
BV_k	= bokført verdi av egenkapitalen til selskap k
NI_k	= resultat etter skatt for selskap k
RES_k^{total}	= totalt antall rapporterte olje- og gassreserver til selskap k
RES_k^{kons}	= andel konsesjonsbelagte reserver til selskap k
RES_k^{PSA}	= andel PSA- belagte reserver til selskap k
RES_k^{andre}	= andel reserver til selskap k, som ikke er spesifiserte i utvalgsdataene
PRIS	= gjennomsnittlig europeisk Brent råolje, spotpris i dollar per fat
S^{lite}	= lite selskap
$stPRIS \times stRES_k^{tot}$	= interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og totale reserver
$stPRIS \times stRES_k^{kons}$	= interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og konsesjonsbelagte reserver
$stPRIS \times stRES_k^{PSA}$	= interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og PSA- belagte reserver
$stPRIS \times stRES_k^{andre}$	= interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og reserver som ikke er spesifiserte
β_0	= konstantledd
$\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$	= helningskoeffisienter til variablene 1-n
$RES_k^{kons} \times S^{lite}$	= interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av konsesjonsbelagte reserver
$RES_k^{PSA} \times S^{lite}$	= interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av PSA- belagte reserver
$RES_k^{andre} \times S^{lite}$	= interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av reserver som ikke er spesifisert

7.5.1. Operasjonalisering av hypotese 1

Hypotese 1: H_0 : Olje- og gassreserver har ikke ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

H_A : Olje- og gasselskaper har ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

Modell 1:

$$MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 RES_k + \beta_3 R_k^{kons} + \beta_4 R_k^{PSA} + \beta_5 R_k^{andre} + u_k$$

Modell 1 ser på hvilken effekt de ulike olje- og gassreservene har på selskapenes markedsverdi, avhengig av hvilke kontrakter de er underlagt. Utgangspunktet for modellen er André et al. (2006), men nå benyttes et annet og større datautvalg. H_0 forkastes dersom β_3 og/ eller β_4 er statistisk signifikant på 1 %, 5 % eller 10 % nivå.

7.5.2. Operasjonalisering av hypotese 2

Hypotese 2: H_0 : Oljeprisen påvirker ikke sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og deres olje- og gassreserver forskjellig under konsesjonssystemet og PSA- systemet

H_A : Oljeprisen påvirker sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og deres olje- og gassreserver likt under konsesjonssystemet og PSA- systemet.

André et al. (2006) deler oljeprisen inn i høy og lav, og lager dummyvariabler for disse priskategoriene. Dummyvariablene benyttes som interaksjonsvariabler sammen med uavhengige variabler for de konsesjonsreserver og PSA- reserver. I analysen i denne oppgaven benyttes en kontinuerlig uavhengig variabel for oljeprisen. Grunnen til dette er at dummyvariabler per definisjon kun kan ha verdien 1 eller 0, og de benyttes for å indikere et binært utfall (Stock & Watson, 2007). Oljepris kan ha uendelig mange verdier, og man risikerer dermed å miste mye informasjon ved å forenkle variabelen på denne måten. Dersom

man i modellen benytter kontinuerlige oljepriser, vil man på en bedre måte kunne fange opp hvordan oljeprisen påvirker markedsverdien til olje- og gasselskaper, og også hvor sterkt en eventuell påvirkningskraft er.

Interaksjonsvariablene er standardiserte ved bruk av sentreringsmetoden for å eliminere eventuelle multikollinearitetsproblemer med datasettet, dette er i tråd med Jaccard et al. (1990). Dersom det eksisterer en interaksjonseffekt vil denne fanges opp i interaksjonsvariabelen, mens oljeprisvariabelen viser effekten oljeprisen alene har på selskapenes markedsverdi.

Modell 2:

$$\begin{aligned}
 MVE_k = & \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 PRIS + \beta_4 RES_k^{kons} + \beta_5 RES_k^{PSA} + \beta_6 RES_k^{andre} \\
 & + \beta_7 stPRIS \times stRES_k^{kons} + \beta_8 stPRIS \times stRES_k^{PSA} \\
 & + \beta_9 stPRIS \times stRES_k^{andre} + u_k
 \end{aligned}$$

Modell 2 viser hvilken effekt oljeprisen og reservenes underliggende kontrakter har på markedsverdien av selskapene når man antar en interaksjonseffekt mellom oljepris og de ulike reservetyperne. Dersom det eksisterer en interaksjonseffekt mellom oljepris og olje- og gassreserver, slik som resultatene til André et al. (2006) viser, vil effekten gi seg utslag i interaksjonsvariablene. Også her er interaksjonsvariablene standardiserte ved bruk av sentreringsmetoden, slik at man unngår multikollinearitetsproblemer i form av høy korrelasjon mellom de enkelte variablene. H_0 forkastes dersom β_7 og/ eller β_8 er statistisk signifikant på 1 %, 5 % eller 10 % signifikansnivå.

7.5.3. Operasjonalisering av hypotese 3

Hypotese 3: H_0 : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker ikke sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

H_A : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

For å undersøke selskapsstørrelsens eventuelle innvirkning på olje- og gassreservenes verdirelevans innlemmes en dummyvariabel som skiller mellom små og store selskaper. Store selskaper har gjennomsnittlig markedsverdi for sine respektive observasjoner større eller lik 1000 mill USD, mens små selskaper har gjennomsnittlig markedsverdi som er mindre enn 1000 mill USD. Dummyvariabelen har verdi lik 1 ($S^{lite} = 1$) for små selskaper, og verdien 0 ($S^{lite} = 0$) for store selskaper.

Modell 3:

$$MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 S^{lite} + \beta_4 RES_k^{kons} + \beta_5 RES_k^{PSA} + \beta_6 RES_k^{andre} + \beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite} + \beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite} + u_k$$

Modell 3 viser hvilken interaksjonseffekt som eksisterer mellom selskapsstørrelse og de ulike kontraktstypene⁴. H_0 forkastes dersom β_7 og/ eller β_8 er statistisk signifikant på 1 %, 5 % eller 10 % nivå.

⁴ Interaksjonsvariabelen $RES_k^{andre} \times S^{lite}$ tas ikke med i modellen, da det er for høy korrelasjon mellom denne og selskapsstørrelsevariabelen S^{lite} (-0,8367). Se Appendiks III for korrelasjonsmatrise.

DEL IV
GJENNOMFØRING
OG
RESULTATER

8. GJENNOMFØRING OG RESULTATER

Innledning

I dette kapitlet beskrives datainnsamlingen og oppnådd utvalg. Deretter presenteres resultatene fra analysen i samme rekkefølge som hypotesene tidligere har blitt presentert.

8.1. Datainnsamling og utvalg

Det totale innsamlede datamaterialet består av regnskapstall for 232 internasjonale og børsnoterte olje- og gasselskaper i perioden 1991- 2005. Samtlige selskaper i utvalget er deretter skalert i samsvar med Easton & Sommers (2003). Skaleringen gjennomføres ved å dele samtlige variabler på fjorårets markedsverdi (eks. $BV_{\text{år } 1} / MV_{\text{år } 0}$). De 42 selskapene som da har markedsverdi lik null samtlige år, er fjernet fra utvalget. De resterende 189 selskapene er inndelt i henholdsvis 159 store og 30 små selskaper, der selskaper med gjennomsnittlig markedsverdi større enn 1000 millioner USD i de aktuelle regnskapsårene betegnes som store selskaper. Selskapene med gjennomsnittlig markedsverdi mindre enn 1000 millioner USD betegnes som små selskaper. Videre er samtlige selskapsår med markedsverdi lik null fjernet fra utvalget, slik at antall regnskapsår i utvalget er 1578 og tidsperioden utvalget strekker seg over er fra og med 1993 til og med 2005. Se fullstendig oversikt over hvilke selskaper som inngår i datautvalget i Appendiks II, samt korrelasjonsmatrise i Appendiks III.

Tabell 2: Deskriptiv statistikk for datautvalget

Variabel	Obs.	Gj.snitt	Std.avvik	Min.	Maks.
MV	1578	9.543, 1	34.107, 3	0, 352	34.490,6
NI	1578	638,4	2.390,8	-933,9	36.130, 0
BV	1578	3.728, 9	11.622,5	-524,8	111.186
PRIS	13	24 USD	10,3	12,76	54,57

Tall for MV, NV og BV vises i mill USD. Tall for PRIS vises i USD.

Selskapenes olje- og gassreservemengde

Kons, PSA og andre	189	1944, 3	2730, 3	0, 001	14531, 8
Kons og PSA	151	209, 9	325, 1	0, 001	2949, 6
Kons og andre	167	448, 0	1076, 1	0, 001	8984, 7
PSA og andre	42	3649, 2	6130, 1	9, 758	19556, 6
Kons	838	141, 9	318, 3	0, 003	2028, 7
PSA	94	609, 3	1081, 5	0, 661	3874, 8
Andre	22	132, 1	144, 4	0, 001	578, 7
Øvrige	75				
Totalt	1578				

Tall i MMBOE

Tabell 2 viser deskriptiv statistikk for datautvalget i analysen. BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, PRIS er gjennomsnittlig europeisk Brent råolje spotpris per 31.12 i dollar per fat. Tall for disse variablene vises i millioner amerikanske dollar (USD). Selskapenes olje- og gassreservemengde viser antall selskaper som har de ulike mengdene av en eller flere av reservene. For eksempel viser Kons, PSA og andre antall selskaper som har olje- og gassreserver tilknyttet både konsesjonsavtaler, PSA og andre, ikke spesifiserte avtaler. Kons er antall selskaper med konsesjonsbelagte reserveavtaler. PSA er antall selskaper med PSA- belagte reserveavtaler. Andre er antall selskaper med ikke- spesifiserte reserveavtaler. Øvrige viser selskaper med positiv markedsverdi, men som ikke har regnskapsmessige olje- og gassreserver. Tallene for selskapenes olje- og gassreservemengder vises i millioner fat oljeekvivalenter (MMBOE).

8.2. Resultater

I dette kapitlet presenteres resultatene fra regresjonsanalysen. Resultatene tilhørende den enkelte hypotese vil presenteres hver for seg.

8.2.1. Resultater hypotese 1

Hypotese 1: H_0 : Olje- og gassreserver har ikke ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

H_A : Olje- og gasselskaper har ulik verdirelevans med hensyn til markedsverdien til olje- og gasselskaper under henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

Tabell 3: Olje- og gassreservers verdirelevans

$$\text{Modell 1: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 RES_k^{\text{kons}} + \beta_4 RES_k^{\text{PSA}} + \beta_5 RES_k^{\text{andre}} + u_k$$

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,3227196	0,99	0,320
NI	-2,620895	-1,19	0,234
RES^{kons}	1,873477	1,51	0,130
RES^{PSA}	1,058947***	3,11	0,002
RES^{andre}	-0,614735	-1,16	0,244
Konstant	1,187262***	2,87	0,004
N (ant obs)	1578		
R^2	0,2849		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Tabell 3 viser resultatene fra regresjonen ved bruk av modell 1⁵. Av modellens variabler har PSA- belagte reserver p- verdi lik 0,002, og er signifikant på 1 % nivå. H_0 kan dermed forkastes, da olje- og gassreservene har ulik verdirelevans under PSA- systemet og konsesjonssystemet. Den signifikante koeffisienten til PSA- belagte reserver, β_4 , har β - verdi > 0 . Følgelig har PSA- belagte reserver en positiv effekt på markedsverdien. Konsesjoner har ikke signifikant effekt på selskapenes markedsverdi.

⁵ Når man ikke skiller mellom reservenes underliggende avtaler, men benytter totale reserver i regresjonen, har reservene signifikant effekt på selskapenes markedsverdi. Se Appendiks V for regresjonsresultater fra Stata.

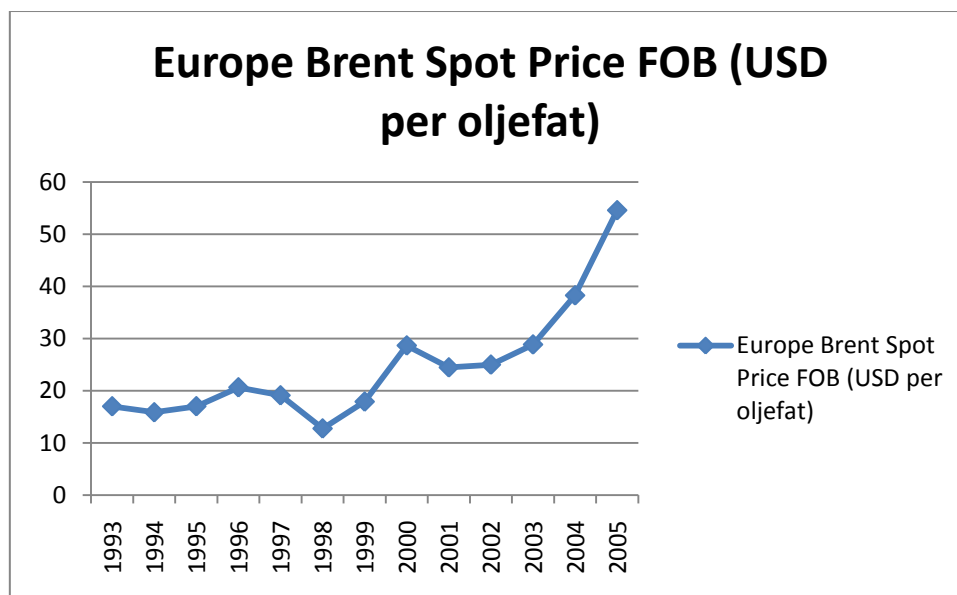
8.2.2. Resultater hypotese 2

Hypotese 2: H_0 : Oljeprisen påvirker ikke sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og reserver forskjellig under konsesjonssystemet og PSA-systemet

H_A : Oljeprisen påvirker sammenhengen mellom olje- og gasselskapers markedsverdi og reserver likt under konsesjonssystemet og PSA-systemet.

André et al. (2006) benyttet to dummyvariabler for oljepris, én for lav oljepris og én for høy oljepris. For å kunne skille mellom høy og lav pris foretas det i denne analysen en oppdeling av den totale tidsperioden. Oljeprisen fra og med år 1993 til og med år 1999 regnes som lav oljepris, med en gjennomsnittlig oljepris for perioden på 17,7 USD per fat. Oljeprisen fra og med år 2000 til og med år 2005 regnes som høy oljepris, med en gjennomsnittlig oljepris per fat på 33,3 USD. Oljeprisen per 31.12. for hvert år er gjennomsnittlig europeisk spotpris per fat Brent det aktuelle året, og vises i figur 3 (se også Appendiks 1 for oversikt over gjennomsnittlig oljepris):

Figur 3: Gjennomsnittlig råoljepris per år, perioden 1993- 2005



Kilde: Energy Information Administration, www.doa.eia.org

Figur 3 viser at oljeprisen har økt drastisk de siste årene, med et markant skille fra og med år 2000. Før år 2000 lå oljeprisen rundt 20 USD per fat, mens etter år 2000 har oljeprisen ligget langt over 20 USD per fat. En inndeling i høye og lave oljepriser gjennom å dele opp

tidsperioden kan dermed vise hvilken effekt lave og høye oljepriser eventuelt har på selskapenes verdirelevans. På denne måten viser regresjon når man bruker den første gruppen som utvalg, hvilken betydning oljeprisen har ved lave oljepriser. Tilsvarende viser regresjon ved bruk av gruppe to hvilken betydning oljeprisen har på selskapenes markedsverdi ved høye oljepriser. Resultatet for hele perioden under ett vil vises først, slik at man kan om modellen styrkes ved å skille mellom høy og lav oljepris. Regresjonsresultatene vises i tabell 4- 6.

Tabell 4: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 1993- 2005.

$$\text{Modell 2: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 PRIS + \beta_4 RES_k^{\text{kons}} + \beta_5 RES_k^{\text{PSA}} + \beta_6 RES_k^{\text{andre}} + \beta_7 stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}} + \beta_8 stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}} + \beta_9 stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}} + u_k$$

Hele perioden, 1993- 2005

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,3253297	1,03	0,302
NI	-2,637421	-1,20	0,230
PRIS	0,059971***	5,31	<0,001
RES ^{kons}	1,425741*	1,78	0,075
RES ^{PSA}	0,7839818***	2,91	0,004
RES ^{andre}	-0,4036182	-0,90	0,369
PRIS x RES ^{kons}	0,235308***	2,95	0,003
PRIS x RES ^{PSA}	0,0922543**	2,58	0,010
PRIS x RES ^{andre}	-0,0539877	-0,90	0,369
Konstant	-0,1917264	-0,42	0,676
N (ant obs)	1578		
R ²	0,3496		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte, PRIS er gjennomsnittlig europeisk Brent råolje spotpris i dollar per fat, $stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}}$ er interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og konsesjonsbelagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og PSA- belagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og reserver som ikke er spesifiserte. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Resultatene viser at olje- og gassreservenes verdirelevans er forskjellig ut fra hvilke underliggende kontrakter reservene tilhører når man hensyntar oljeprisens innvirkning⁶.

Konsesjonsbelagte reserver er mer verdirelevante enn PSA- belagte reserver når man tar hensyn til interaksjonseffekten som oppstår mellom reservene og oljeprisen.

Interaksjonsvariabelens korrelasjonskoeffisient for konsesjonsbelagte reserver er statistisk signifikant på 1 % nivå, og β - verdien 0, 235308 indikerer variabelen har positiv effekt på

⁶ Også ved bruk av totale reserver, der det ikke skilles mellom konsesjoner, PSA og andre, viser reservene en signifikant interaksjonseffekt med oljepris hele perioden sett under ett. Se Appendix V for regresjonsresultater fra Stata.

selskapenes markedsverdi. Interaksjonsvariabelens korrelasjonskoeffisient for PSA- belagte reserver er statistisk signifikant på 5 % nivå, og har også positiv β - verdi. Denne β - verdien er lavere enn β - verdien til den konsesjonsbelagte interaksjonsvariabelen, slik at den positive effekten på selskapenes markedsverdi en mindre ved PSA- belagte reserver. H_0 forkastes som følge av de statistisk signifikante β - verdiene. Samtlige av de statistisk signifikante korrelasjonskoeffisientene har positive β - verdier ($\beta > 0$), som viser at deres respektive variabler har positiv effekt på selskapenes markedsverdi.

Tabell 5: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 1993- 1999.

$$\text{Modell 2: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 PRIS + \beta_4 RES_k^{\text{kons}} + \beta_5 RES_k^{\text{PSA}} + \beta_6 RES_k^{\text{andre}} + \beta_7 stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}} + \beta_8 stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}} + \beta_9 stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}} + u_k$$

Perioden 1993- 1999

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,557766***	2,62	0,009
NI	-0,207258	-0,68	0,494
PRIS	0,114034***	4,47	<0,001
RES ^{kons}	1,217283*	1,65	0,099
RES ^{PSA}	2,293138*	1,74	0,083
RES ^{andre}	-1,442134	-1,36	0,175
PRIS x RES ^{kons}	0,0598149	0,64	0,521
PRIS x RES ^{PSA}	0,3606456*	1,77	0,078
PRIS x RES ^{andre}	-0,2220912	-1,55	0,122
Konstant	-1,44588***	-2,88	0,004
N (ant obs)	622		
R ²	0,4376		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte, PRIS er gjennomsnittlig europeisk Brent råolje spotpris i dollar per fat, $stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}}$ er interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og konsesjonsbelagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og PSA- belagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og reserver som ikke er spesifiserte. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

I følge tabell 5 viser resultatene fra regresjonen at det ved lave oljepriser er forskjeller i reservenes verdirelevans⁷. Interaksjonsvariabelen for konsesjonsbelagte reserver og oljepris har ikke statistisk signifikant β - verdi, men interaksjonsvariabelen for PSA- belagte reserver og oljepris har statistisk signifikant β - verdi på 10 % nivå. H_0 kan dermed forkastes ved lave

⁷ Resultater ved bruk av totale reserver fremfor inndeling etter olje- og gassreservenes underliggende avtaler, viser at heller ikke totale reserver har signifikant interaksjonseffekt med oljepris ved lave oljepriser. Se Appendiks V for resultater fra Stata.

oljepriser, men resultatene var langt mer statistisk signifikante for hele perioden sett under ett. Ved lave oljepriser har BV statistisk signifikant β - verdi på 1 % nivå, og har p- verdi 0, 003. Oljepris har p- verdi $< 0, 001$, og er dermed også signifikant på 1 % nivå. Konesjonsbelagte reserver og PSA- reserver er signifikante på 10 % nivå med p- verdiene 0, 099 og 0, 083. Samtlige variabler med statistisk signifikante β - verdier på 1, 5, eller 10 % nivå, har positiv innvirkning på selskapenes markedsverdi, slik at en økning i én eller flere av disse variablene resulterer i økt markedsverdi.

Tabell 6: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og oljepris. År 2000- 2005.

$$\text{Modell 2: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 PRIS + \beta_4 RES_k^{\text{kons}} + \beta_5 RES_k^{\text{PSA}} + \beta_6 RES_k^{\text{andre}} + \beta_7 stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}} + \beta_8 stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}} + \beta_9 stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}} + u_k$$

Perioden 2000- 2005

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,1790565	0,52	0,605
NI	-3,520095	-1,49	0,137
PRIS	0,111744***	3,13	0,002
RES ^{kons}	-3,327367	-1,01	0,314
RES ^{PSA}	0,2810945	0,68	0,498
RES ^{andre}	-3,16365**	-2,20	0,028
PRIS x RES ^{kons}	0,7582468**	2,30	0,022
PRIS x RES ^{PSA}	0,175055**	2,25	0,025
PRIS x RES ^{andre}	0,326756**	2,04	0,042
Konstant	-0,3560392	-0,63	0,526
N (ant obs)	956		
R ²	0,4051		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte, PRIS er gjennomsnittlig europeisk Brent råolje spotpris i dollar per fat, $stPRIS \times stRES_k^{\text{kons}}$ er interaksjonseffekt mellom de standardiserte interaksjonsvariablene av oljepris og konsesjonsbelagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{PSA}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og PSA- belagte reserver, $stPRIS \times stRES_k^{\text{andre}}$ er interaksjonseffekt mellom standardiserte interaksjonsvariabler av oljepris og reserver som ikke er spesifiserte. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Ved høye oljepriser ser man av tabell 6 en signifikant interaksjonseffekt mellom oljepris og samtlige reserver, uavhengig av reservenes underliggende kontrakter⁸. Samtlige interaksjonsvariabler har statistisk signifikante β - verdier på 5 % signifikansnivå. Interaksjon mellom oljepris og konsesjonsbelagte reserver har β - verdi på 0, 7582468, mens interaksjon

⁸ Når det ikke tas hensyn til olje- og gassreservenes underliggende avtaler, men samtlige reserver sees under ett (totale reserver), har interaksjonsvariablen mellom reserver og oljepris signifikant effekt på markedsverdien av selskapene. Se regresjonsresultater fra Stata i Appendiks V.

mellom oljepris og PSA- reserver har β - verdi på 0, 175055. H_0 kan dermed forkastes ved høye oljepriser, da oljeprisens innvirkning på olje- og gassreservene resulterer i ulik verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi. Konesjonsbelagte reserver viser seg å være mer verdirelevant ved høye oljepriser enn PSA- belagte reserver. Totalt ser man at R^2 øker ved å skille både mellom høye og lave oljepriser samt reservenes kontraktstype, noe som fører til at modellen har sterkest forklaringskraft når man tar oljeprisnivå med i betraktningen.

8.2.3. Resultater hypotese 3

Hypotese 3: H_0 : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker ikke sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

H_A : Olje- og gasselskapers størrelse påvirker sammenhengen mellom selskapenes markedsverdi og olje- og gassreservene tilknyttet henholdsvis konsesjonssystemet og PSA- systemet.

Tabell 7: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse.

År 1993- 2005.

$$\text{Modell 3: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 S^{lite} + \beta_4 RES_k^{kons} + \beta_5 RES_k^{PSA} + \beta_6 RES_k^{andre} + \beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite} + \beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite} + u_k$$

Hele perioden, 1993- 2005

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,323696	0,99	0,321
NI	-2,588203	-1,15	0,250
RES ^{kons}	1,540508***	3,46	0,001
RES ^{PSA}	0,8529598*	1,79	0,074
RES ^{andre}	-0,530682	-1,02	0,309
S ^{lite}	0,2645262**	2,37	0,018
RES ^{kons} x S ^{lite}	0,351601	0,25	0,818
RES ^{PSA} x S ^{lite}	0,278083	0,43	0,670
Konstant	1,110287***	6,11	<0,001
N	1578		
R ²	0,2869		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke spesifiserte, S^{lite} er dummyvariabel med verdi lik 1 for små selskaper og verdi 0 for store selskaper, $\beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av konsesjonsbelagte reserver, $\beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av PSA_ belagte reserver. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Tabell 7 viser resultatene fra regresjonen, og man ser at en interaksjon mellom olje- og gassreservenes underliggende avtaler og selskapsstørrelsen ikke har noen signifikant innvirkning på selskapenes markedsverdi⁹. Selskapsstørrelse alene viser seg å ha være

⁹ Ved bruk av totale reserver i regresjonen fremfor å inndele olje- og gassreservene ut fra underliggende avtaler, eksisterer det heller ingen signifikant interaksjonseffekt mellom reservene og selskapsstørrelse. Dette gjelder både ved lave og høye oljepriser samt perioden sett under ett. Se Appendiks V for regresjonsresultater fra Stata.

signifikant på 5 % nivå, men nullhypotesen, H_0 , må allikevel beholdes når man ser hele perioden under ett.

**Tabell 8: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse.
År 1993- 1999.**

$$\text{Modell 3: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 S^{lite} + \beta_4 RES_k^{kon} + \beta_5 RES_k^{PSA} + \beta_6 RES_k^{andre} + \beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite} + \beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite} + u_k$$

Perioden 1993- 1999			
Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,6191044***	3,07	0,002
NI	-0,077545	-0,24	0,808
RES^{kons}	1,468394***	3,52	<0,001
RES^{PSA}	0,352561	1,01	0,311
RES^{andre}	-0,198009	-0,53	0,596
S^{lite}	-0,051265	-0,71	0,477
$RES^{kons} \times S^{lite}$	-0,765265	-1,35	0,177
$RES^{PSA} \times S^{lite}$	-0,448690	-1,07	0,283
Konstant	0,5987664***	4,28	<0,001
N	622		
R^2	0,3939		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte, S^{lite} er dummyvariabel med verdi lik 1 for små selskaper og verdi 0 for store selskaper. $\beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av konsesjonsbelagte reserver, $\beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av PSA- belagte reserver. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Man ser av tabell 8 at ved lave oljepriser har ikke interaksjonsvariabelen mellom selskapsstørrelse og olje- og gassreservenenes underliggende avtaler noen signifikant effekt på selskapenes markedsverdi. Konsesjonsbelagte reserver og bokført verdi av egenkapitalen har signifikante koeffisienter, mens selskapsstørrelsen alene heller ikke er verdirelevant. R^2 øker sammenlignet med når man ser hele tidsperioden under ett, noe som indikerer at modellens forklaringskraft øker når det skilles mellom lave og høye oljepriser. Nullhypotesen, H_0 , beholdes ved lave oljepriser.

Tabell 9: Interaksjonseffekt mellom olje- og gassreserver og selskapsstørrelse.**År 2000- 2005.**

$$\text{Modell 3: } MVE_k = \beta_0 + \beta_1 BV_k + \beta_2 NI_k + \beta_3 S^{lite} + \beta_4 RES_k^{kons} + \beta_5 RES_k^{PSA} + \beta_6 RES_k^{andre} + \beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite} + \beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite} + u_k$$

Perioden 2000- 2005

Variabel	β - verdi	t- verdi	p- verdi
BV	0,343298	0,99	0,323
NI	-2,821409	-1,16	0,246
RES ^{kons}	2,416236**	2,34	0,019
RES ^{PSA}	0,804856	1,11	0,267
RES ^{andre}	-1,544022*	-1,87	0,061
S ^{lite}	0,3575519*	2,05	0,041
RES ^{kons} x S ^{lite}	0,041021	0,02	0,987
RES ^{PSA} x S ^{lite}	0,307955	0,33	0,739
Konstant	1,276520***	5,91	<0,001
N	956		
R ²	0,3247		

BV er bokført verdi av egenkapital, NI er resultat etter skatt, RES^{kons} er andel konsesjonsbelagte reserver, RES^{PSA} er andel PSA- belagte reserver, RES^{andre} er andel reserver som ikke er spesifiserte, S^{lite} er dummyvariabel med verdi lik 1 for små selskaper og verdi 0 for store selskaper. $\beta_7 RES_k^{kons} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av konsesjonsbelagte reserver, $\beta_8 RES_k^{PSA} \times S^{lite}$ er interaksjonseffekt mellom dummyvariabelen selskapsstørrelse og en standardisert variabel av PSA- belagte reserver. *** = signifikant ved 1 % signifikansnivå, ** = signifikant ved 5 % signifikansnivå, * = signifikant ved 10 % signifikansnivå.

Tabell 9 viser at heller ikke ved høye oljepriser har selskapsstørrelse ved interaksjon med de ulike reserveavtalene noen signifikant effekt på selskapenes markedsverdi. Selskapsstørrelsen alene har signifikant koeffisient på 10 % nivå, der små selskapers størrelse har en positiv effekt på selskapsverdsettingen. Også her øker R², noe som støtter oppom en inndeling i høye og lave oljepriser. Nullhypotesen, H₀, beholdes ved høye oljepriser.

DEL V

DISKUSJON
OG
KONKLUSJON

9. TOLKNING OG DISKUSJON

Innledning

I dette kapitlet vil resultatene fra analysene tolkes og diskuteres. Deretter diskuteres RIV-modellens rolle som verdsettingsmodell for olje- og gasselskaper. Til slutt presenteres forslag til videre forskning på området.

9.1. Olje- og gassreservers verdirelevans

9.1.1. Olje- og gassreservers verdirelevans alene

Regresjonsresultatene viser at PSA-belagte olje- og gassreserver er verdirelevante når man ikke tar hensyn til oljeprisen, og at reservene har en positiv effekt på selskapenes markedsverdi (β verdi = 1, 059). Konesjonsbelagte reserver ble ikke signifikant i regresjonen, noe som støtter opp under André et al.'s (2006) resultater som viser at PSA-belagte reserver er mer verdirelevante enn konsesjonsbelagte reserver ved lave oljepriser. Det er tydelig at olje- og gassreserver har en innvirkning på selskapenes markedsverdi, også når man ikke innlemmer interaksjonsvariabler i analysen. På den andre siden viser øvrige regresjonsresultater at oljeprisen påvirkningskraft i forhold til olje- og gassreservenes verdirelevans er sterk, slik at reservenes verdirelevans ikke reflekteres godt nok alene i tilstrekkelig grad ved oljeprisendringer.

9.1.2. Oljeprisens effekt på olje- og gassreservenes verdirelevans

Analysens resultater viser at oljeprisen har en signifikant og positiv effekt på selskapenes markedsverdi, både alene og som interaksjonsvariabel med olje- og gassreserver. Konesjonsbelagte reserver og PSA-belagte reserver har ulik verdirelevans når oljeprisen varierer. I følge André et al.'s (2006) resultater vil økning i oljeprisen ikke øke reservenes verdirelevans, mens reduksjon i oljeprisen vil føre til redusert verdirelevans for både konsesjonsbelagte og PSA-belagte olje- og gassreserver. Resultatene fra denne analysen viser at svingninger i oljeprisen har en annen effekt på reservenes verdirelevans ved oljeprisvolatilitet. Ved høye oljepriser er interaksjonseffekten mest verdirelevant. Da har olje- og gassreservene alene ingen signifikant verdirelevans, deres effekt på selskapenes

markedsverdi skjer kun gjennom interaksjon med oljeprisen. Konesjonsbelagte reserves nåverdi øker ved høye oljepriser, og resultatene i denne analysen viser at de har størst verdirelevans (β - verdi = 0, 758), mens PSA- belagte reserver er mindre verdirelevante (β - verdi = 0, 175). Dette funnet er i overensstemmelse med resultatene til Kretzschmar et al. (2007), da PSA- belagte reserves nåverdi reduseres ved høy oljepris mens konesjonsbelagte reserves nåverdi øker. Årsaken til nåverdiendringen er avtalenes kostnadsstruktur, som innebærer at andelen av reservene selskapene har rett til reduseres ved økninger i oljeprisen (Kretzschmar, et al., 2008). For konesjonsbelagte reserver gjelder motsatt, da deres nåverdi øker ved stigning i oljeprisen og reduseres når oljeprisen går ned.

Ved lave oljepriser har oljeprisen signifikant innvirkning på PSA- belagte reserves verdirelevans gjennom interaksjonsvariabelen, mens de PSA- belagte reservene også er verdirelevante alene. Denne variasjonen i oljeprisens betydning for reservenes verdirelevans kan skyldes at verdien av reservene avhenger av markedets oljepriser, og at denne avhengigheten vises best ved høye oljepriser. Ved lave oljepriser vil ikke reservene ha verdi lik 0, da de har en egenverdi uavhengig av oljeprisen, men det lave prisnivået gjør at reservene i seg selv er avgjørende for verdsettingen i større grad enn ved høye oljepriser. Funnet støttes også av resultatene av hypotese 1, som viser at reservene er verdirelevante også når man ikke innlemmer oljeprisen som en del av modellen (se kap 8.2.1.).

Resultatene fra Andrè et al. (2006) viser at både konesjonsbelagte og PSA- belagte reserves verdirelevans reduseres ved lave oljepriser. Også her avviker resultatene med denne analysens funn. Resultatene fra denne analysen viser at ved lavt prisnivå er oljeprisen alene mest verdirelevant, men PSA- belagte reserves verdirelevans øker når disse interagerer med oljeprisen. PSA- belagte reserves verdirelevans er høyere ved lavt oljeprisnivå (β - verdi = 0, 0, 361) enn ved høyt oljeprisnivå (β - verdi = 0, 175). Også disse resultatene støttes av funnene til Kretzschmar et al. (2007), som viser at nåverdien av PSA- belagte reserver øker ved oljeprisreduksjon.

Hovedårsaken til at resultatene fra denne analysen avviker med resultatene til Andrè et al. (2006) er nok at man benytter ulike variabeltyper for oljeprisen. Deres bruk av dummyvariabler for lav og høy oljepris fører til at man mister mye relevant informasjon ved svingninger i oljeprisen. Resultatene fra analysen i denne oppgaven viser at reservene er mest verdirelevante når de interagerer med oljeprisen, og dette fanges ikke opp i tilstrekkelig grad

ved bruk av dummyvariabler. I tillegg benytter André et al. (2006) et utvalg som er langt mindre enn det som benyttes i denne analysen, slik at man kan miste ytterligere relevant informasjon om selskapene man studerer. Et av deres hovedkriterier for datautvalget var at selskapene i utvalget måtte ha aktiviteter både i konsesjonsregioner og i PSA- regioner. Dermed utelates en rekke selskaper som kun har aktiviteter i den ene av de to regionene, og dette inkluderer nok mange ikke- vestlige selskaper som kun har aktivitet i PSA- regionene. André et al. (2006) ender nok opp med et ”vestligere” selskapsutvalg, mens oljeindustrien i dag kjennetegnes ved globalisering og selskaper på tvers av landegrensene (se blant annet Osmundsen et al., 2006; Kjærstad & Johnsson, 2009).

9.1.3. Selskapsstørrelsens effekt på olje- og gassreservenenes verdirelevans

Resultatene fra regresjonen viser at det ikke er noen signifikant interaksjonseffekt mellom selskapstørrelse og olje- og gassreservenenes underliggende avtaler. Det eksisterer en størrelseeffekt for olje- og gasselskaper når man ser på selskapsstørrelsen alene, men kun ved høye oljepriser. Selskapsstørrelse alene har dermed signifikant effekt på selskapenes markedsverdi, og i likhet med tidligere forskning på andre typer selskaper (se blant annet Banz, 1981; Fama & French, 1995) er størrelseeffekten positiv for små olje- og gasselskaper. Forskning på selskapsstørrelse viser at denne effekten er størst i utviklingsøkonomier (Rutledge, Zhang & Karim, 2008), noe som gjør temaet i aller høyeste grad aktuelt innenfor olje- og gassindustrien. Mye av den fremtidige aktiviteten innenfor olje- og gassindustrien vil forgå i samhandling med og innenfor landegrensene til nettopp utviklingsøkonomier, da behovet for nye olje- og gassreserver krever at stadig nye landområder utforskes og nye stater innlemmes i olje- og gassmarkedet (se Kjærstad & Johnsson, 2009). Kanskje vil man derfor i fremtiden kunne se en interaksjonseffekt mellom selskapsstørrelse og olje- og gassreserver.

9.1.4. PSA og dagens rapporteringskrav

Forskning viser at PSA på verdensbasis er den dominerende avtaleformen for olje- og gassreserver, og at dens dominans bare vil øke de kommende årene. I den vestlige delen av verden diskuterer man fremdeles hvordan man skal komme til konsensus når det gjelder rapportering av olje- og gassreserver, og det kan synes som om reservenes underliggende kontrakter i den sammenheng ikke har fått tilstrekkelig oppmerksomhet. I tillegg har oljeprisen vært svært volatil de siste tiårene. Dersom man tar oljeprisen i utvalgsperioden som

eksempel, ser man at gjennomsnittlig oljepris i 1999 var 17,9 USD per fat, mens den i 2005 var 54,57 USD per fat (se Appendiks I). Dette er et argument for at reservenes underliggende avtaler bør tas hensyn til, både ved verdsetting og ved regnskapsrapportering. Når reservenes verdiendring som følge av oljeprisendringer i stor grad varierer ut fra deres underliggende avtaler, er det betenkelig at dette ikke fanges opp ved bruk av gjeldende regnskapslovgivning. Formålet med regnskapsrapportering er å kunne gi offentligheten et rettviseende bilde av selskapenes økonomiske stilling, både med tanke på fremtidige investeringer og fortsatt drift. Ved bruk av dagens rapporteringskrav oppnås ikke det rettviseende bildet i tilstrekkelig grad for selskaper med PSA-belagte reserver. Spesielt med tanke på at reservene er selskapenes viktigste eiendeler (Johnston & Johnston, 2006), er det viktig at man har tilgang til faktisk og sannferdig regnskapsinformasjon.

Som investor får man ved høye oljepriser høyere avkastning på sine investeringer enn ved lave oljepriser, forutsatt at man ikke tar hensyn til PSA-belagte reservers nåverdiendringer, men har dagens rapporteringskrav som verdsetningsutgangspunkt. Basert på regresjonsresultatene, gjennom reservenes ulike verdirelevans basert på underliggende avtaler, kan synes som at investorer allerede tar hensyn til hvilke avtaler reservene er tilknyttet. Dette indikeres gjennom forskjellen i verdirelevans. På den annen side er ikke det noe argument for at man bør beholde dagens rapporteringskrav, da offentligheten ikke nødvendigvis får se det rettviseende bildet av selskapene som de har krav på.

I følge Jin og Jorion (2006) kjennetegnes globale råoljemarkeder ved at de er homogene og velfungerende, og at deres oljefeltaktiva er underlagt den samme oljeprisvolatiliteten slik at aktivaene er sammenlignbare. Analysen i denne oppgaven viser kanskje at man i praksis opplever det motsatte. Råoljemarkedenes aktiva, i form av olje- og gassreserver, er underlagt den samme oljeprisvolatiliteten. Men en oljeprisendring gir svært forskjellig utslag etter hvilke avtaler reservene er tilknyttet. Dermed forsvinner antakelsen om markedshomogenitet, som igjen kan føre til at markedet ikke blir så velfungerende som man måtte ønske. Konsekvensen for verdsetting av olje- og gasselskaper er at verdsettingen nok blir enda vanskeligere enn tidligere.

9.1.5. RIV- modellen som verdsettingsmodell for olje- og gasselskaper

I følge Ohlson (1995) kan et selskaps markedsverdi bestemmes ut fra bokført verdi av egenkapitalen, residualinntekt og annen relevant informasjon. I denne analysen blir resultat etter skatt benyttet som residualinntekt, og ulike variabler blir testet for om de er en del av den andre relevante informasjonen som Ohlson (1995) ikke spesifiserer. Et moment som var gjennomgående i samtlige resultater regresjonsanalysen ga, var at resultat etter skatt ikke var signifikant verken ved høye eller lave oljepriser. Spørsmålet man kan stille seg i den sammenheng, er om resultat etter skatt er relevant ved verdsetting av olje- og gasselskaper. Quirin et al. (2000) fant at kontantstrømmer har signifikant effekt på selskapenes markedsverdi. Kanskje er denne variabelen mer riktig å benytte ved verdsetting enn resultat etter skatt. Misund et al. (2008) hevder også at nettoinntekt har mindre verdirelevans enn tidligere, noe som støtter opp under argumentasjonen om at resultat etter skatt ikke er en relevant variabel ved verdsetting av selskapene.

Et annet moment er at bokført verdi etter skatt heller ikke var signifikant ved høye oljepriser. Teorigjennomgangen vedrørende verdsetting av olje- og gasselskaper i kapittel 4 viser at det flere andre faktorer enn bokført verdi av egenkapitalen som er verdirelevante i forhold til selskapenes markedsverdi. Olje- og gassreserver samt oljeprisen har signifikant effekt på markedsværdien, men også andre ikke- regnskapsbaserte variabler ser ut til å gi stadig større utslag. Analytikere benytter allerede en rekke ikke- regnskapsmessige variabler ved verdsetting av olje- og gasselskaper (Quirin et al., 2000). Bruk av slike variabler kan bli mer aktuelt fremover når andel PSA- belagte reserver øker, da regnskapsinformasjonen angående reservene ser ut til å få lavere nytteverdi enn tidligere. Det gjelder både for selskapene som eier PSA- belagte reserver og deres nåværende og fremtidige investorer. På den annen side viser tidligere forskning at regnskapsinformasjon er blitt viktigere ved verdsetting av olje- og gasselskaper, på grunn av industriens store omveltninger de siste årene (Misund et al., 2008). Bokført verdi av egenkapitalen benyttes som verdsettingsvariabel, og da er det viktig at dens reelle verdi kommer til syne i rapporteringen.

RIV- modellen har flere fordeler som verdsettingsmodell. Dens lineære utforming gjør den anvendelig, og variabelen ”annen relevant informasjon” gir forskere nærmest uendelig med valgmuligheter når det gjelder hvilke variabler man ønsker å innlemme i modellen. Olje- og gassindustrien er i stadig endring, både når det gjelder institusjonelle forhold og

markedsmessige betingelser. Det globale markedet fører til nye avtaleformer, selskapsformer og konkurransevillkår. Dette gjør at RIV- modellen på mange måter er en egnet modell å benytte, men det fordrer at man som forsker hele tiden vurderer de enkelte variabelens relevans for verdsettingen. Dersom man benytter RIV- modellen på en måte som gjør at man fanger opp markedsmessige endringer uten at det går på bekostning av forklaringskraften, ville man kanskje i enda større grad enn i dag kunne forklare hva som avgjør olje- og gasselskapers markedsverdi.

9.1.6. Forslag til videre forskning

Datautvalget som benyttes i denne analysen er ikke balansert, da det varierer fra år til år hvor mange selskaper som er representert i utvalget. Dermed kan årene med flest selskaper i større grad påvirke resultatene sammenlignet med år der færre selskaper er representert. Noe av denne påvirkningen kan være eliminert ved at utvalget ble delt inn i to perioder for å se oljeprissvingningers effekt, da størsteparten av observasjonene var fra årene 2000- 2005. Et forslag til videre forskning på olje- og gassreservers verdirelevans i forhold til selskapenes markedsverdi, kan være å benytte et balansert datautvalget. I tillegg kan man benytte data av enda nyere dato, da konsekvensene av de siste års oljeprissvingninger som følge av finanskrisen ikke fremkommer i denne analysen.

Ved undersøkelse av selskapsstørrelsens effekt benyttes kun variabel for små selskaper. Et forslag her til videre forskning kan være å benytte variabler både for store og små selskaper, slik at det konkret vil vises om selskapsstørrelsen har signifikant negativ effekt for store selskaper. Man kan også dele selskapene inn i flere forskjellige størrelser, slik at det vil fanges opp hvor lite et selskap må være for at størrelseseffekten skal inntreffe.

10. KONKLUSJON

Utgangspunktet for denne oppgaven var den tredelte problemstillingen som ble formulert i kapittel 1. Den første delen stilte spørsmål om olje- og gassreservenes underliggende kontrakter og deres eventuelle effekt på reservenes verdirelevans i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi. Regresjonsanalysen som har blitt foretatt viser at reservenes underliggende kontrakter påvirker reservenes verdirelevans, og at det kun er PSA- belagte reserver som er verdirelevante når oljeprisen ikke inkluderes i forklaringsmodellen.

Andre del av problemstillingen dreide seg om oljeprisen og dens påvirkning på reservenes verdirelevans. Resultatene fra analysen viser at oljeprisen har signifikant innvirkning på markedsverdien, både alene som variabel og som interaksjonsvariabel med olje- og gassreservene. PSA- belagte kontrakter er mer verdirelevante ved lave oljepriser enn det konsesjonsbelagte reserver er. Motsatt er tilfelle ved høye oljepriser, da er det konsesjonsbelagte reserver som er mest verdirelevante. Dette samsvarer med tidligere forskning vedrørende olje- og gassreservenes nåverdi (Kretzschmar et al., 2007), som viser at PSA- belagte reservers nåverdi reduseres ved oljeprisøkninger. Konsesjonsbelagte reservers nåverdi øker ved oljeprisøkninger, og dette er også konsistent med funnene i denne analysen. I dag gjelder homogene rapporteringskrav for olje- og gassreserver, uavhengig av deres underliggende avtaler. Resultatene fra analysen i denne oppgaven viser, i samsvar med Kretzschmar et al. (2007), at det i rapporteringen bør skilles mellom reserveavtalene.

Tredje del av problemstillingen omhandler selskapsstørrelse og dens eventuelle innvirkning på olje- og gassreservenes verdirelevans. Resultatene fra regresjonsanalysen viser at det ikke eksisterer noen signifikant interaksjonseffekt mellom selskapsstørrelse og olje- og gassreserver, men at selskapsstørrelsen alene er signifikant ved høye oljepriser.

Verdsetting av olje- og gasselskaper er svært vanskelig som følge av industriens kompleksitet og graden av asymmetrisk informasjon, og forskningen på området viser ikke alltid entydige resultater når det gjelder hvilke faktorer som er avgjørende for selskapenes markedsverdi. Ohlsons (1995) verdsettingsmodell, RIV- modellen, ble benyttet i denne analysen. Denne modellen anvendes ofte ved verdsetting av olje- og gasselskaper, men resultatene fra analysen viser at hvilke modellvariabler som er relevante varierer. Blant annet var ikke

fundamentalverdiene bokført verdi av egenkapitalen og resultat etter skatt signifikante i regresjonsanalysen når man forutsatte høye oljepriser. Dette kan skyldes mange faktorer, men olje- og gassindustriens endringer de siste årene kan være noe av årsaken til at variabelers verdirelevans i forhold til olje- og gasselskapenes markedsverdi varierer mye ved endringer i oljeprisen. Industriens kompleksitet og spesielle karakteristika kan også komplisere verdsettingen. I tillegg preges industrien av ulike metoder og krav for regnskapsføring og rapportering, noe som vanskeliggjør verdsettingsprosessen ytterligere.

DEL VI

LITTERATUR
OG
APPENDIKS

LITTERATUR

Andrè, P., Kretzschmar, G. & Misund, B. (2006): *The Value Relevance Oil Reserve Entitlements under Conditions of Oil Price Volatility: Concessionary vs. Product Sharing Oil Contracts*. Upublisert manuskript.

Arnott, R. (2004): *Oil and Gas Reserves: Communication with the Financial Sector*, Briefing Paper for Sustainable Development Programme SDP 04/02, The Royal Institute of International Affairs og Oxford Institute for Energy Studies, London.

Banz, R. W. (1981): The Relationship Between Return and Market Value of Common Stocks” I *Journal of Financial Economics*, Nr. 9, pp. 3- 18. North- Holland Publishing Company.

Baron, R. M. & Kenny, D. A. (1986): The Moderator- Mediator Variable Distinction in Social Psychological Research: Conceptual, Strategic, and Statistical Considerations, i *Journal of Personality and Social Psychology*, Vol. 51, No. 6, pp. 1173- 1182. American Psychological Association, Inc.

Berry, K. T., Hasan, T. & O`Bryan, D. (1997): “The Value Relevance of Reserve Quantity Disclosures Conditioned on Primary Financial Statement Information” i *Journal of Energy Finance & Development*, Volume 2, Nr. 2, pp. 249- 260. JAI Press Inc.

Berry, K. T., & Wright, C. J. (2001): “The Value Relevance of Oil and Gas Disclosures: An Assessment of the Market`s Perception of Firms` Effort and Ability to Discover Reserves”, i *Journal of Business Finance & Accounting*, vol. 28, nr. 5, pp. 741- 769, Blackwell Publishers Ltd., Oxford og Malden.

Bindemann, K. (1999): *Production- Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies. WPM 25. Oxford

Biørn, E., (2003), *Økonometriske emner 2. utgave*. Unipub forlag, Oslo.

Biørn, E. (2008): *Økonometriske emner. En videreføring*. Unipub forlag, Oslo.

Blake, A. J. & Roberts, M. C. (2006): "Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty" i *Resources Policy*, Nr. 31, pp. 95- 105. Elsevier Ltd.

Boone, J. P. (2002): "Revisiting the Reportedly Weak Value Relevance of Oil and Gas Asset Present Values: The Roles of Measurement Error, Model Misspecification, and Time- Period Idiosyncrasy", i *The Accounting Review*, Nr. 77 (1), pp. 73- 106, ABI/INFORM, Global.

Brealey, R. A., Myers, S. C. & Marcus, A. J (2004): *Fundamentals of Corporate Finance*. McGrawHill/ Irwin. New York.

Brealey, R. A., Myers, S. C., Allen, F., (2006): *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill/ Irwin. New York.

Chang, E. C., McQueen, G. R. & Pinegar, J. M. (1999): Cross- autocorrelation in Asian stock markets, i *Pacific- Basin Finance Journal*, No. 7, pp. 471- 493. Elsevier Science B. V.s

Choi, D. F. S. & Zhao, X. (2007): Cross- autocorrelation in the New Zealand stock market, i *Applied Financial Economics*, Nr. 17, pp. 215- 219. Routledge, Taylor & Francis Group.

Cox, N. J. (2004): Speaking Stata: Graphing model diagnostics, *The Stata Journal*, Vol 4, Nr. 4, pp. 449- 475. Hentet 10. juni 2009 fra <http://www.statajournal.com/sjpdf.html?articlenum=gr0009>.

Damodaran, A. (2002): *Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset*. Wiley, New York.

Drukker, D. M. (2003): Testing for serial correlation in linear panel-data models, i *The Stata Journal*, Vol. 3, nr. 2, pp. 168- 177.

Energy Information Administration (2009): Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products, 1993- 2005. Hentet 30. april 2009 fra http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm.

Easton, P. D. & Sommers, G. A. (2003): "Scale and the Scale Effect in Market- based Accounting Research", i *Journal of Business Finance & Accounting*, Vol. 30, nr. 1 & 2, pp. 25-55. Blackwell Publishing Ltd, USA & UK.

Fama, E. F. & French, K. R. (1995): Size and Book- to- Market Factors in Earnings and Returns, i *The Journal of Finance*, Vol. L, No. 1, March, pp.131- 155. Blackwell Publishing Ltd.

Financial Accounting Standards Board (1982): *Statements of financial accounting standards no. 69: Disclosures about oil and gas producing activities*. Stamford: FASB.

Ghicas, D. & Pastena, V. (1989): The acquisition of oil and gas firms: The role of historical costs, reserve recognition accounting, and analysts appraisals, i *Contemporary Accounting Research*, Vol. 6, nr. 1, pp. 125- 142.

Guirauden, S. (2004): "Legal, fiscal and contractual framework" i *Oil and Gas Exploration and Production. Reserves, costs, contracts*. Editions Technip, Paris.

Hull, J. (2008): *Options, futures and other derivatives, seventh edition*. Pearson Prentice Hall.

Jaccard, J., Turrisi, R. & Wan, C. K. (1990): *Interaction Effects in multiple regression*. Sage University Paper series on Quantitative Applications in the Social Sciences, 07-069. Newbury Park, CA: Sage.

Jacobsen, D. I. (2000): *Hvordan gjennomføre undersøkelser? Innføring i samfunnsvitenskapelig metode*. Høyskoleforlaget AS, Kristiansand.

Jin, Y. & Jorion, P. (2006): Firm Value and hedging: Evidence from U.S. Oil and gas Producers, i *The Journal of Finance*, vol. LXI, nr. 2., pp. 893- 919. Blackwell Publishing Ltd.

Johannessen, J. & Tufte, P. A. (2002): *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*. 1. utgave, Abstrakt forlag AS, Oslo.

- Johannessen, J., Tufte, P. A. & Kristoffersen, L. (2006): *Introduksjon til samfunnsvitenskapelig metode*. 3. utgave, Abstrakt Forlag, Oslo.
- Johnston, D. & Johnston, D. (2006): *Introduction to Oil Company Financial Analysis*. PennWell Corporation, Oklahoma, USA.
- JS Herold (2009): Financial Database, 1991- 2005. Hentet 16. februar 2009 fra <http://www.herold.com>.
- Kaiser, M. J. (2007): Fiscal system analysis- concessionary systems, i *Energy*, nr. 32, pp. 2135- 2147. Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.energy.2007.04.013.
- Kennedy, P. (2003): *A Guide to Econometrics. Fifth Edition*. Blackwell Publishing, Cornwall.
- Kjærstad, J. & Johnsson, F. (2009): Recourse and future supply of oil. *Energy Policy*, vol. 37, nr. 2, pp. 441- 464.
- Kretzschmar, G. L., Misund, B. & Hatherly, D., (2007): “Market risks and oilfield ownership- Refining oil and gas disclosures”, i *Energy Policy*, No. 35, pp. 5909- 5917. Elsevier Ltd.
- Kretzschmar, G., Kirchner, A. & Reusch, H. (2008): Risk and return in oilfield asset holdings, i *Energy Economics*, nr. 30, pp. 3141- 3155. Elsevier B.V.
- McCormack, J. & Vyheeswaran, J. (1998): How to Use EVA in the Oil and Gas Industry, i *Journal of Applied Corporate Finance*, Vol. 11, nr. 3, pp. 109- 131. Morgan Stanley/ Blackwell Publishing, Oxford.
- Misund, B. (2007): *Valuation of Oil and Gas Companies*. PhD Thesis UiS no. 37- May 2007. University of Stavanger, 2007. Stavanger.
- Misund, B., Asche, F. & Osmundsen, P. (2008): “Industry upheaval and valuation: Empirical evidence from the international oil and gas industry”, i *The International Journal of Accounting*, doi: 10.1016/j.intacc.2008.09.007.

Mitchell, J. (2004): *Petroleum Reserves in Question*, Briefing Paper for Sustainable Development Programme SDP 04/ 03, The Royal Institute of International Affairs and Oxford Institute for Energy Studies, London.

Ohlson, J. A., (1995): Earnings, Book Values, and Dividends in Equity Valuation. *Contemporary Accounting Research*, Vol. 11 No. 2 (Spring 1995), pp. 661- 687. CAAA

Oslo Børs (2007): *Guidelines for the disclosure of hydrocarbon reserves, contingent resources and results from explorations activities*. Circular No. 2. Hentet 15. mars 2009 fra <http://www.oslobors.no/ob/sirkulaere2?languageID=1>.

Osmundsen, P., Asche, F., Misund, B. & Mohn, K. (2006): “Valuation of International Oil Companies”, i *The Energy Journal*, Vol. 27, No. 3. IAEE.

Ota, K (2002): A test of the Ohlson (1995) model: Empirical evidence from Japan, i *The International Journal of Accounting*, nr. 37, pp. 157- 182. Pergamon, University of Illinois.

Ota, K. (2003): The impact of price and return models on value relevance studies: A review of theory and evidence. *Accounting Research Journal*, vol. 16, nr. 1, pp. 6- 20.

Park, H. M. (2002): *Using Dummy Variables in Regression*, Indiana University at Bloomington. Hentet 15. mars 2009 fra <http://mypage.iu.edu/~kucc625>.

Quirin, J. J., Berry, K. & O'Bryan, D. (2000): “A Fundamental Analysis Approach to Oil and 819. Blackwell Publishers Ltd., Oxford og Malden, USA.

Rutledge, R. W., Zhang, Z. & Karim, K. (2008): Is There a Size Effect in the Pricing of Stocks in the Chinese Stock Market?: The Case of Bull Versus Bear Markets, i *Asia- Pacific Finan Markets*, nr. 15, pp. 117- 133. Springer Science + Business Media, LLC.

Stock, J.H., & Watson, M.W. (2007): *Introduction to econometrics, Second Edition*. Pearson Education, Inc. Boston

Studenmund, A. H. (2006): *Using Econometrics. A Practical Guide*. Pearson Education, Inc.

Undheim, J. O. (1996): *Innføring i statistikk og metode for samfunnsvitenskapelige fag*. Universitetsforlaget AS, Oslo.

White, H. (1980): A heteroskedasticity-consistent covariance matrix estimator and a direct test for heteroskedasticity. *Econometrica*, Vol 48, nr. 4, pp. 817–830.

Appendiks I

Giennomsnittlig råoljepris, tall i USD

År	Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)
1991	20,04
1992	19,32
1993	17,01
1994	15,86
S1995	17,02
1996	20,64
1997	19,11
1998	12,76
1999	17,9
2000	28,66
2001	24,46
2002	24,99
2003	28,85
2004	38,26
2005	54,57

Kilde: Energy Information Administration

(http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm.)

Appendiks II

Olje- og gasselskaper som inngår i utvalget:

Abraxas Petroleum Corp.	Enerplus Resources Fund	PetroChina Company Limited
Acclaim Energy Trust (f.k.a. Ketch Energy)	Eni S.p.A.	PetroFalcon Corp.
Adams Resources and Energy	Enterra Energy Trust	Petrofund Energy Trust
Advantage Energy Income Fund	EOG Resources, Inc.	Petrohawk Energy Corp. (f.k.a. Beta)
Anadarko Petroleum Corp.	EXCO Resources, Inc.	Petroleum Development Corp.
Apache Corp.	Exploration Co. of DE Inc.	PetroQuest Energy Inc.
Apco Argentina Inc.	Exxon Mobil Corp.	Petsec Energy Ltd.
Arc Energy Trust	FieldPoint Petroleum Corp	Peyto Energy Trust
Atlas America, Inc.	First Calgary Petroleums Ltd.	Pioneer Natural Resources Co.
Atlas Energy Ltd.	Focus Energy Trust	Plains Exploration & Production Co.
ATP Oil & Gas Corp.	Forest Oil Corp.	Pogo Producing Co.
Barnwell Industries	Freehold Royalty Trust	Premier Oil plc
Baytex Energy Trust	FX Energy	PrimeEnergy Corp.
Belden & Blake Corp.	Gasco Energy, Inc.	PrimeWest Energy Trust
Berry Petroleum Co.	Gazprom Neft (f.k.a. Sibneft)	Progress Energy Trust
BG Group plc	GMX Resources Inc.	Provident Energy Trust
BHP Billiton Group	Goodrich Petroleum Corp.	PTT E&P Public Co. Ltd.
Bill Barrett Corp.	Harken Energy Co.	PTT Public Co., Ltd.
Blue Dolphin Energy Co.	Harvest Energy Trust	Quicksilver Resources, Inc.
BMB Munai, Inc.	Harvest Natural Resources	Range Resources Corp.
Bonavista Energy Trust	Hess Corp. (f.k.a. Amerada Hess)	Real Resources Inc.
Bonterra Energy Income Trust	Houston Exploration Co.	Remington Oil & Gas Corp.
Bow Valley Energy Ltd.	Husky Energy Inc.	Repsol YPF
BP plc	Imperial Oil Ltd.	Rosetta Exploration Inc.
BPI Energy Holdings, Inc.	JKX Oil & Gas plc	Royal Dutch Shell plc
Brigham Exploration Co.	KCS Energy, Inc.	Royale Energy, Inc.
Cabot Oil & Gas Corp.	Lukoil	Santos Ltd.
Cairn Energy plc	Lundin Petroleum AB	Sharon Energy Ltd.
Callon Petroleum	Magellan Petroleum Co.	Shell Canada Ltd.
Canada Southern Petroleum Ltd.	Marathon Oil Corp.	Sherritt International Corp.
Canadian Natural Resources Ltd.	Marubeni Corp.	Shiningbank Energy Income Fund
Canadian Oil Sands Trust	McMoRan Exploration Co.	Sinopec (China Petroleum & Chemical)
Canadian Superior Energy	Melrose Resources plc	SOCO International plc
Carrizo Oil & Gas, Inc.	Meridian Resource Corp.	Southwestern Energy Co.
Celtic Exploration Ltd.	Midnight Oil & Gas Ltd.	St. Mary Land & Exploration Co.
Centurion Energy Int'l Inc.	Mitsui & Co., Ltd.	Statoil ASA
CEPSA (Co. Espanola de Petroleos, S.A.)	MOL	Stone Energy Corp.
Chaparral Resources, Inc.	Murphy Oil Corp.	Suncor Energy, Inc.
Cheniere Energy, Inc.	NAL Oil & Gas Trust	Swift Energy Co.
Chesapeake Energy Corp.	National Energy Group, Inc.	Talisman Energy Inc.
Chevron Corp.	Newfield Exploration Co.	Tap Oil Limited

Cimarex Energy Co. (Spun-off by HP)	Nexen Inc.	Tatneft (OAO Tatneft)
Clayton Williams Energy	NGAS Resources, Inc. (f.k.a. Daugherty)	Teton Energy Corp.
Clear Energy Inc.	Niko Resources Ltd.	Thunder Energy Inc.
CNOOC Ltd (China Nat'l Offshore)	Noble Energy, Inc.	Toreador Resources Corp.
Compton Petroleum Corp.	Norsk Hydro ASA	Total S.A.
Comstock Resources Inc.	NuVista Energy Ltd.	TransGlobe Energy Corp.
ConocoPhillips (as reported; fka Phillips)	Occidental Petroleum Co.	Transmeridian Exploration, Inc.
Contango Oil & Gas Co.	Oil Search Limited	Tri-Valley Corp.
Credo Petroleum	OMV Gruppe	True Energy Trust (fka TKE E.T.)
Crescent Point Energy Trust	ONGC (Oil and Natural Gas Corp. Ltd.)	Tullow Oil plc
Crimson Exploration Inc. (f.k.a. GulfWest)	Pangea Petroleum Corp.	Ultra Petroleum Corp.
Dana Petroleum plc	Panhandle Royalty Co.	Unit Corp.
Delta Petroleum Corp.	Parallel Petroleum Corp.	VAALCO Energy, Inc.
Denbury Resources, Inc.	Paramount Energy Trust	Venture Production plc
Devon Energy Corp.	Paramount Resources Ltd.	Vermilion Energy Trust
DNO ASA	Pengrowth Energy Trust	Warren Resources, Inc.
Double Eagle Petr. & Mining Co.	Penn Virginia Corp.	Western Oil Sands Inc.
Edge Petroleum Corp.	Penn West Energy Trust	Whiting Petroleum Holdings, Inc.
EnCana Corp.	Petrobank Energy and Resources Ltd.	Whittier Energy Corp.
Encore Acquisition Co.	Petrobras (Petroleo Brasileiro, S.A.)	Woodside Petroleum Ltd.
Endeavour International Corp.	Petrobras Energia SA (fka Perez Companac)	XTO Energy Inc.
Energy Partners, Ltd.	Petro-Canada	Zargon Oil & Gas Ltd.

Kilde: JS Herold (www.herold.com)

Appendiks III

Korrelasjonsmatrise

	BV	NI	KONS	PSA	ANDRE	RES_TOTAL	OLJEPRIS	st_pris*st_res
BV								
NI	0,149086							
KONS	-0,317306	-0,328297						
PSA	0,038879	0,011802	-0,070327					
ANDRE	0,026400	0,021060	-0,067980	0,094271				
RES_TOTAL	-0,196632	-0,225030	0,659775	0,694121	0,137625			
OLJEPRIS	0,000479	0,083002	-0,125186	-0,013549	-0,045441	-0,105326		
st_pris*st_res	0,030261	-0,021570	-0,043759	-0,072583	-0,125716	-0,099483	-0,361417	
st_pris*st_kons	0,061000	0,011878	-0,103742	0,041450	0,056924	-0,037536	-0,259552	0,821431
st_pris*st_psa	-0,034639	-0,054134	0,068385	-0,184847	-0,138895	-0,102720	-0,252109	0,534980
st_pris*st_andre	-0,019154	-0,022615	0,050787	-0,075111	-0,661536	-0,096212	-0,085188	0,220469
s_lite	-0,061450	-0,070646	0,082799	-0,014446	-0,085382	0,038942	-0,016118	0,003958
st_kons*s_lite	-0,536690	-0,484352	0,764555	-0,022685	-0,008653	0,532322	-0,035001	-0,032503
st_psa*s_lite	0,039487	-0,169979	-0,049425	0,350415	0,002435	0,221813	0,005988	0,001831
st_andre*s_lite	0,053362	0,062458	-0,078380	0,010124	0,096712	-0,037604	0,015342	-0,001534
st_res*s_lite	-0,480937	-0,523291	0,688062	0,131596	-0,005366	0,590871	-0,029681	-0,029450

	st_pris*st_kons	st_pris*st_psa	st_pris*st_andre	s_lite	st_kons*s_lite	st_psa*s_lite	st_andre*s_lite
BV							
NI							
KONS							
PSA							
ANDRE							
RES_TOTAL							
OLJEPRIS							
st_pris*st_res							
st_pris*st_kons							
st_pris*st_psa	-0,018517						
st_pris*st_andre	-0,049408	0,209391					
s_lite	-0,020074	0,030145	0,033679				
st_kons*s_lite	-0,050501	0,015498	0,011823	0,089575			
st_psa*s_lite	0,015534	-0,020808	-0,002664	-0,034049	-0,064111		
st_andre*s_lite	0,018899	-0,026262	-0,024574	-0,836698	-0,086873	0,022887	
st_res*s_lite	-0,039878	0,004914	0,009421	0,054456	0,900446	0,376026	-0,054066

Appendiks IV

Sentrering av interaksjonsvariabler

Anta den multiple regresjonsligningen (Jaccard et al., 1990):

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + u_i, \quad i = 1, \dots, n$$

Hvis man antar en interaksjonseffekt mellom de uavhengige variablene X_{1i} og X_{2i} , vil man få følgende regresjonsligning:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{1i} X_{2i} + u_i, \quad i = 1, \dots, n$$

Dersom det eksisterer en interaksjonseffekt vil dette gi utslag i en statistisk signifikant forskjell mellom de to R^2 - verdiene (dersom det ikke eksisterer type I- feil). Det er vanlig å benytte standardiserte koeffisienter i regresjonsanalyse, men dette anbefales ikke når man har regresjonsmodeller med interaksjonsvariabler. Årsaken er at standardiseringen vil påvirke fortolkningen av regresjonskoeffisientene. Det er derfor viktig at man ved interaksjonsanalyse kan faktorisere X_1 fra det veide produktuttrykket $\beta_3 X_1 X_2$ og $\beta_1 X_1$.

Interaksjonseffekt når interaksjonsuttrykket består av uavhengig variabel + dummyvariabel:

Ved bruk av dummyvariabel som interaksjonsvariabel i en regresjonsmodell, er det sannsynlig at interaksjonsuttrykket er svært korrelert med dummyvariabelen (Park, 2002).

Resultatet blir da en modell med multikollinearitet mellom variabler.

Appendiks V

Regresjoner

Test for autokorrelasjon- reserver og oljepris

```
*test for autokorrelasjon
. tsset conr yr
    panel variable:  conr (unbalanced)
    time variable:  yr, 1993 to 2005, but with a gap

. xtserial mv bv ni pris res_tot

Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F( 1, 168) = 2.383
    Prob > F = 0.1245

*test for autokorrelasjon
. tsset conr yr
    panel variable:  conr (unbalanced)
    time variable:  yr, 1993 to 2005, but with a gap

. xtserial mv bv ni pris res_tot st_pris*st_res

Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F( 1, 168) = 3.363
    Prob > F = 0.0684

. *test for autokorrelasjon
. tsset conr yr
    panel variable:  conr (unbalanced)
    time variable:  yr, 1993 to 2005, but with a gap

. xtserial mv bv ni pris kons psa andre st_pris*st_kons st_pris*st_psa st_pris*st_andre

Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F( 1, 168) = 3.358
    Prob > F = 0.0686
```

```
. *test for heteroskedastisitet
. reg mv bv ni pris res_tot st_pris*st_res

Source |          SS          df          MS          Number of obs = 1578
-----+-----
Model | 6363.8668           5 1272.77336          F( 5, 1572) = 158.49
Residual | 12624.1711        1572  8.03064317          Prob > F = 0.0000
-----+-----
Total | 18988.0379        1577 12.0406074          R-squared = 0.3352
                                          Adj R-squared = 0.3330
                                          Root MSE = 2.8338

-----+-----
mv_j |          Coef.      Std. Err.      t    P>|t|      [95% Conf. Interval]
-----+-----
bv |      .306151      .0201694     15.18  0.000      .2665893      .3457128
ni |     -2.780716     .1541264    -18.04  0.000     -3.083031     -2.478401
pris |     .0333141     .0060193      5.53  0.000      .0215074      .0451207
res_tot |     .9500527     .1336597      7.11  0.000      .6878826      1.212223
st_pris*st~es |     .1931781     .0194933      9.91  0.000      .1549425      .2314136
_cons |     .5203844     .1900285      2.74  0.006      .1476485      .8931203
-----+-----
```

```
. hetteest

Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of mv_j

chi2(1)      = 19820.28
Prob > chi2  = 0.0000
```

Test for autokorrelasjon- reserver og selskapsstørrelse

```
. * test for autokorrelasjon
. tsset conr yr
    panel variable:  conr (unbalanced)
    time variable:  yr, 1993 to 2005, but with a gap

. xtserial mv bv ni kons psa andre s_lite

Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F( 1, 168) = 2.650
    Prob > F = 0.1054
```

```
. * test for autokorrelasjon
. tsset conr yr
    panel variable:  conr (unbalanced)
    time variable:  yr, 1993 to 2005, but with a gap

. xtserial mv bv ni res_tot s_lite

Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F( 1, 168) = 2.432
    Prob > F = 0.1208
```

Test for heteroskedastisitet

```
. *test for heteroskedastisitet
. reg mv bv ni pris res_tot st_pris*st_res
```

Source	SS	df	MS	Number of obs =	1578
Model	6363.8668	5	1272.77336	F(5, 1572) =	158.49
Residual	12624.1711	1572	8.03064317	Prob > F =	0.0000
Total	18988.0379	1577	12.0406074	R-squared =	0.3352
				Adj R-squared =	0.3330
				Root MSE =	2.8338

mv_j	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
bv	.306151	.0201694	15.18	0.000	.2665893 .3457128
ni	-2.780716	.1541264	-18.04	0.000	-3.083031 -2.478401
pris	.0333141	.0060193	5.53	0.000	.0215074 .0451207
res_tot	.9500527	.1336597	7.11	0.000	.6878826 1.212223
st_pris*st_res	.1931781	.0194933	9.91	0.000	.1549425 .2314136
_cons	.5203844	.1900285	2.74	0.006	.1476485 .8931203

```
. hetteest

Breusch-Pagan / Cook-Weisberg test for heteroskedasticity
Ho: Constant variance
Variables: fitted values of mv_j

chi2(1)      = 19820.28
Prob > chi2  = 0.0000
```

Robuste regresjoner

```
. *reg mhp reservenes avtaleform
. reg mv_j bv ni kons psa andre, robust
```

```
Linear regression                Number of obs =    1578
                                F( 5, 1572) =     4.39
                                Prob > F      =    0.0006
                                R-squared      =    0.2849
                                Root MSE    =    2.9389
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3227196	.3246568	0.99	0.320	-.3140863	.9595256
ni	-2.620895	2.202908	-1.19	0.234	-6.941843	1.700053
kons	1.873477	1.236663	1.51	0.130	-.5522055	4.299159
psa	1.058947	.3400349	3.11	0.002	.3919769	1.725916
andre	-.6147353	.527821	-1.16	0.244	-1.650043	.420572
_cons	1.187262	.4138652	2.87	0.004	.3754757	1.999048

```
*reg interaksjon mhp pris og reservetype
. reg mv_j bv ni pris kons psa andre st_pris*st_kons st_pris*st_psa st_pris*st_andre, robust
```

```
Linear regression                Number of obs =    1578
                                F( 9, 1568) =    12.00
                                Prob > F      =    0.0000
                                R-squared      =    0.3496
                                Root MSE    =    2.8065
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3253297	.3148739	1.03	0.302	-.2922887	.942948
ni	-2.637421	2.196819	-1.20	0.230	-6.946433	1.671591
pris	.059971	.0112918	5.31	0.000	.0378225	.0821195
kons	1.425741	.7996945	1.78	0.075	-.1428426	2.994324
psa	.7839818	.2695555	2.91	0.004	.2552546	1.312709
andre	-.4036182	.4491208	-0.90	0.369	-1.284559	.4773224
st_prisst~ns	.2353075	.0797982	2.95	0.003	.0787852	.3918298
st_prisst~a	.0922543	.0357336	2.58	0.010	.0221637	.1623449
st_prisst~e	-.0539877	.0600721	-0.90	0.369	-.1718177	.0638424
_cons	-.1917264	.4590997	-0.42	0.676	-1.09224	.7087875

. *reg interaksjon mhp pris og reservetype før år 2000

. reg mv_j bv ni pris kons psa andre st_pris*st_kons st_pris*st_psa st_pris*st_andre if yr<2000, robust

Linear regression

Number of obs = 622
 F(9, 612) = 39.63
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.4376
 Root MSE = .89129

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.5577663	.2131486	2.62	0.009	.139175	.9763576
ni	-.207258	.3030603	-0.68	0.494	-.8024224	.3879063
pris	.1140342	.0254901	4.47	0.000	.0639755	.1640929
kons	1.217283	.7377208	1.65	0.099	-.2314881	2.666055
psa	2.293138	1.314693	1.74	0.082	-.2887188	4.874996
andre	-1.442134	1.061523	-1.36	0.175	-3.526803	.6425351
st_prisst~ns	.0598149	.0931327	0.64	0.521	-.1230835	.2427133
st_prisst~a	.3606456	.204101	1.77	0.078	-.0401776	.7614688
st_prisst~e	-.2220912	.1434281	-1.55	0.122	-.5037621	.0595797
_cons	-1.445875	.5015077	-2.88	0.004	-2.430759	-.4609897

*reg interaksjon mhp pris og reservetype fom år 2000

. reg mv_j bv ni pris kons psa andre st_pris*st_kons st_pris*st_psa st_pris*st_andre if yr>1999, robust

Linear regression

Number of obs = 956
 F(9, 946) = 10.40
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.4051
 Root MSE = 3.3634

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.1790565	.3460424	0.52	0.605	-.500043	.858156
ni	-3.520095	2.363841	-1.49	0.137	-8.159074	1.118885
pris	.1117439	.0357223	3.13	0.002	.0416397	.1818481
kons	-3.327367	3.305147	-1.01	0.314	-9.813636	3.158901
psa	.2810945	.4145639	0.68	0.498	-.5324767	1.094666
andre	-3.16365	1.439113	-2.20	0.028	-5.987873	-.3394268
st_prisst~ns	.7582468	.3299642	2.30	0.022	.1107004	1.405793
st_prisst~a	.1750551	.077799	2.25	0.025	.0223765	.3277337
st_prisst~e	.3267561	.1601016	2.04	0.042	.0125608	.6409514
_cons	-.3560392	.5611577	-0.63	0.526	-1.457297	.7452186

Reg mhp selskapsstørrelse- hele perioden

. reg mv bv ni kons psa andre s_lite st_kons*s_lite st_psa*s_lite, robust

Linear regression

Number of obs = 1578
 F(8, 1569) = 6.37
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.2869
 Root MSE = 2.9377

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3236957	.326014	0.99	0.321	-.3157733	.9631648
ni	-2.588203	2.250586	-1.15	0.250	-7.002676	1.826269
kons	1.540508	.4449635	3.46	0.001	.667722	2.413293
psa	.8529598	.4777354	1.79	0.074	-.0841073	1.790027
andre	-.5306815	.5220015	-1.02	0.309	-1.554575	.4932125
s_lite	.2645262	.1117124	2.37	0.018	.0454048	.4836475
st_konss_l~e	.3516013	1.530245	0.23	0.818	-2.649939	3.353141
st_psas_lite	.2780825	.6522809	0.43	0.670	-1.001351	1.557517
_cons	1.110287	.1817037	6.11	0.000	.7538795	1.466695

Reg mhp selskapsstørrelse- før år 2000

. reg mv bv ni kons psa andre s_lite st_kons*s_lite st_psa*s_lite if yr<2000, robust

Linear regression

Number of obs = 622
 F(8, 613) = 5.76
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.3939
 Root MSE = .92453

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.6191044	.2016741	3.07	0.002	.2230484	1.01516
ni	-.0775453	.3181539	-0.24	0.808	-.7023492	.5472585
kons	1.468394	.417138	3.52	0.000	.6492012	2.287587
psa	.3525609	.3480381	1.01	0.311	-.3309307	1.036053
andre	-.1980091	.373178	-0.53	0.596	-.9308715	.5348533
s_lite	-.0512649	.0719644	-0.71	0.477	-.1925915	.0900617
st_konss_l~e	-.7652646	.5660515	-1.35	0.177	-1.8769	.3463708
st_psas_lite	-.4486897	.4175584	-1.07	0.283	-1.268708	.3713287
_cons	.5987664	.1399847	4.28	0.000	.3238586	.8736741

Reg mhp selskapsstørrelse- fom år 2000

. reg mv bv ni kons psa andre s_lite st_kons*s_lite st_psa*s_lite if yr>1999, robust

Linear regression

Number of obs = 956
 F(8, 947) = 4.41
 Prob > F = 0.0000
 R-squared = 0.3247
 Root MSE = 3.5818

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3432976	.347495	0.99	0.323	-.3386517	1.025247
ni	-2.821409	2.432216	-1.16	0.246	-7.594565	1.951746
kons	2.416236	1.032105	2.34	0.019	.3907582	4.441715
psa	.8048558	.7248764	1.11	0.267	-.6176939	2.227405
andre	-1.544022	.8243426	-1.87	0.061	-3.161771	.0737278
s_lite	.3575519	.1746825	2.05	0.041	.0147423	.7003615
st_konss_l~e	.041021	2.528401	0.02	0.987	-4.920896	5.002938
st_psas_lite	.3079545	.9230523	0.33	0.739	-1.50351	2.119419
_cons	1.27652	.2159447	5.91	0.000	.8527342	1.700305

Regresjoner som ikke er med i resultatene:

```
*regresjon mhp res
. reg mv_j bv ni res_tot, robust
```

```
Linear regression                Number of obs =    1578
                                F(   3, 1574) =     5.19
                                Prob > F   =    0.0014
                                R-squared   =    0.2777
                                Root MSE  =    2.9519
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
bv	.3039516	.3086273	0.98	0.325	-.3014124 .9093155
ni	-2.757994	2.138135	-1.29	0.197	-6.951886 1.435898
res_tot	1.371628	.5734194	2.39	0.017	.2468821 2.496374
_cons	1.259427	.2946703	4.27	0.000	.6814391 1.837414

```
. *regresjon mhp pris
. reg mv_j bv ni res_tot pris, robust
```

```
Linear regression                Number of obs =    1578
                                F(   4, 1573) =    12.82
                                Prob >F   =    0.0000
                                R-squared   =    0.2936
                                Root MSE  =    2.9201
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
bv	.3073794	.3082382	1.00	0.319	-.2972215 .9119803
ni	-2.818416	2.131068	-1.32	0.186	-6.998448 1.361616
res_tot	1.442188	.5680986	2.54	0.011	.3278776 2.556498
pris	.0368856	.0070764	5.21	0.000	.0230054 .0507657
_cons	.2267128	.3911628	0.58	0.562	-.5405426 .9939681

```
. *regresjon mhp pris før 2000
. reg mv_j bv ni pris res_tot if yr<2000, robust
```

```
Linear regression                Number of obs =     622
                                F(   4, 617) =    37.96
                                Prob > F   =    0.0000
                                R-squared   =    0.4081
                                Root MSE  =    .91068
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
bv	.5745759	.2001973	2.87	0.004	.1814252 .9677267
ni	-.3395646	.3361058	-1.01	0.313	-.9996147 .3204855
pris	.1004389	.0193527	5.19	0.000	.0624338 .138444
res_tot	.5596515	.2560132	2.19	0.029	.0568886 1.062414
_cons	-.936871	.2822858	-3.32	0.001	-1.491228 -.3825136


```
. *regresjon mhp pris f.o.m. 2000
. reg mv_j bv ni pris res_tot if yr>1999, robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =    956
                                                F( 4, 951) =    3.69
                                                Prob > F      =    0.0055
                                                R-squared    =    0.3109
                                                Root MSE    =    3.6107
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3101969	.3187109	0.97	0.331	-.315261	.9356548
ni	-3.078888	2.279789	-1.35	0.177	-7.552886	1.39511
pris	.0196131	.010387	1.89	0.059	-.0007709	.0399971
res_tot	1.592946	.7809795	2.04	0.042	.0603035	3.125588
_cons	.8998757	.7272481	1.24	0.216	-.5273209	2.327072

```
. *regresjon interaksjon mhp pris og tot res
. reg mv_j bv ni res_tot pris st_pris*st_res, robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =   1578
                                                F( 5, 1572) =   18.11
                                                Prob > F      =    0.0000
                                                R-squared    =    0.3352
                                                Root MSE    =    2.8338
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.306151	.3014156	1.02	0.310	-.285068	.89737
ni	-2.780716	2.143238	-1.30	0.195	-6.984622	1.42319
res_tot	.9500527	.3196735	2.97	0.003	.3230213	1.577084
pris	.0333141	.0061718	5.40	0.000	.0212082	.0454199
st_pris*st_res	.1931781	.0812909	2.38	0.018	.033728	.3526281
_cons	.5203844	.2826151	1.84	0.066	-.0339578	1.074727

```
. *regresjon mhp interaksjon pris-res før 2000
. reg mv_j bv ni pris res_tot st_pris*st_res if yr<2000,robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =    622
                                                F( 5, 616) =   33.11
                                                Prob > F      =    0.0000
                                                R-squared    =    0.4094
                                                Root MSE    =    .91041
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.5702668	.2054044	2.78	0.006	.166889	.9736445
ni	-.3352612	.3372438	-0.99	0.321	-.9975482	.3270259
pris	.0961715	.0161141	5.97	0.000	.0645262	.1278168
res_tot	.8298025	.6524758	1.27	0.204	-.4515442	2.111149
st_pris*st_res	.0405107	.0788543	0.51	0.608	-.1143452	.1953667
_cons	-.9046561	.2554588	-3.54	0.000	-1.406332	-.4029803

```
*regresjon mhp interaksjon pris tot res etter 2000
. reg mv_j bv ni pris res_tot st_pris*st_res if yr>1999, robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =    956
                                                F( 5, 950) =    5.21
                                                Prob > F      =    0.0001
                                                R-squared    =    0.3783
                                                Root MSE    =    3.4313
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.2484567	.3088826	0.80	0.421	-.3577143	.8546277
ni	-3.201789	2.308151	-1.39	0.166	-7.731454	1.327875
pris	.0278837	.0095144	2.93	0.003	.0092119	.0465554
res_tot	-.9434722	.9079162	-1.04	0.299	-2.725225	.8382808
st_pris*st_res	.4656475	.1656681	2.81	0.005	.1405297	.7907652
_cons	1.26835	.5943917	2.13	0.033	.1018781	2.434823

```
. *reg mhp pris og reservtype, ikke interaksjon
. reg mv_j bv ni pris kons psa andre, robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =   1578
                                                F( 6, 1571) =   10.66
                                                Prob > F      =   0.0000
                                                R-squared    =   0.3020
                                                Root MSE    =   2.9045
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.3284638	.3249428	1.01	0.312	-.3089034	.9658309
ni	-2.667756	2.192561	-1.22	0.224	-6.968409	1.632897
pris	.0383056	.0079866	4.80	0.000	.02264	.0539712
kons	2.009417	1.224446	1.64	0.101	-.3923021	4.411137
psa	1.076025	.3368011	3.19	0.001	.4153983	1.736652
andre	-.2740796	.5497561	-0.50	0.618	-1.352413	.8042533
_cons	.1002664	.5524309	0.18	0.856	-.9833131	1.183846

```
.
*reg mhp pris og reservetype, ikke interaksjon, før 2000
. reg mv_j bv ni pris kons psa andre if yr<2000, robust
```

```
Linear regression                               Number of obs =    622
                                                F( 6, 615) =   28.29
                                                Prob > F      =   0.0000
                                                R-squared    =   0.4249
                                                Root MSE    =   .89911
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.5960504	.1982724	3.01	0.003	.2066774	.9854234
ni	-.2402009	.3052167	-0.79	0.432	-.8395942	.3591924
pris	.0980303	.0198248	4.94	0.000	.0590979	.1369628
kons	.7877757	.3083595	2.55	0.011	.1822105	1.393341
psa	.2446753	.2775917	0.88	0.378	-.3004672	.7898178
andre	-.2079635	.378375	-0.55	0.583	-.9510272	.5351002
_cons	-.9423376	.2822746	-3.34	0.001	-1.496677	-.3879987

```
*reg mhp pris og reservetype, ikke interaksjon, etter 2000
. reg mv_j bv ni pris kons psa andre if yr>1999, robust
```

Linear regression

```
Number of obs = 956
F( 6, 949) = 6.75
Prob > F = 0.0000
R-squared = 0.3248
Root MSE = 3.5778
```

mv_j	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
bv	.345274	.3467398	1.00	0.320	-.3351913	1.025739
ni	-2.838981	2.376776	-1.19	0.233	-7.503325	1.825364
pris	.0205839	.0116529	1.77	0.078	-.0022847	.0434524
kons	2.540992	1.850596	1.37	0.170	-1.090742	6.172725
psa	1.095114	.3697554	2.96	0.003	.3694814	1.820747
andre	-1.365764	.9370575	-1.46	0.145	-3.204708	.4731801
_cons	.7428098	.9306478	0.80	0.425	-1.083556	2.569175