

Handelshøgskolen

Endring av petroleumsskatten

Konsekvenser for utbygging

—
Tina Røkenes

Masteroppgave i økonomi og administrasjon - Mai 2014

Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen på masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Handelshøgskolen i Tromsø. Oppgaven er en obligatorisk del av masterstudiet og tilsvarer 30 studiepoeng.

Petroleumsbeskatning, oljebransjen og verdsetting var i utgangspunktet relativt ukjent for meg. Utarbeiding av denne masteroppgaven har derfor vært utfordrende til tider, men også svært lærerikt. Jeg har fått anvendt kunnskapen jeg lærte i faget verdsetting, samt blitt kjent med en ny og spennende bransje. Oppgavens tema har vært skrevet mye om i media underveis, og det har vært til stor inspirasjon.

Jeg ønsker å takke min veileder, professor Terje Vassdal. For alltid å være tilstede, for gode diskusjoner og tilbakemeldinger. Det har vært veldig nyttig. Jeg ønsker å takke operatørselskapet og de flotte menneskene der som har brukt av tiden sin på å forklare, og å bidra til oppgaven min. Uten dere hadde det ikke blitt en oppgave om petroleum. Takk til familien og samboeren min for støttende ord, og for god hjelp underveis, både ved gjennomlesning og samtaler. Jeg setter stor pris på dere. Sist, men aldeles ikke minst, vil jeg takke mine medstudenter på kontor 5.342. Dere har luftet meg når hodet var tomt, gått tur i sola når motivasjonen var nede og holdt humøret mitt på plass. Takk!

Tromsø, 23.05.14

Tina Røkenes

Sammendrag

Tema for oppgaven er verdsettelse av olje- og gassfelt. Skattesystemet for petroleum har stor påvirkningskraft på verdien og dette systemet ble endret i 2013. Formålet med oppgaven har vært å fastslå hvor mye denne skatteendringen påvirker nåverdien til olje- og gassfunn på norsk sokkel. Resultatet viser at en endring av den samlede friinntekten fra 30 % til 22 % har medført store endringer i verdien. I noen tilfeller er reduksjonen i nåverdien på hele 61 %. Marginale felt som var lønnsomme med de gamle skattereglene, er ikke nødvendigvis lønnsomme lenger.

Oppgaven begynner med en redegjørelse av benyttede metoder for verdsetting som kan brukes til å fastslå effekten av skatteendringen. Det er fokusert på to metoder, henholdsvis diskontert fri kontantstrøm (DCF) og justert nåverdi (APV). Denne redegjørelsen viser at det er ulike meninger om hvilken metode som er korrekt, og at valg av diskonteringsrente er essensielt for verdien. Videre er et faktisk gassfunn på norsk sokkel verdsatt, med gamle og nye skatteregler. Verdsettelsen er gjort i henhold til DCF-metoden. For å se effekten ytterligere, er også et modellfelt av en større størrelse verdsatt. Resultatet av verdsettelsene viser en klar negativ effekt på lønnsomheten, som følge av skatteendringen. Nedgangen i lønnsomhet er deretter diskutert opp mot signaliserte effekter for leverandører til petroleumrelatert virksomhet. Dette viste at signaliserte kutt fra operatørselskapenes side allerede har medført planlagte oppsigelser og kutt i nyansettelser i leverandørleddet.

Nøkkelord:

Verdsetting, DCF og APV, utbygging av olje- og gassfelt, petroleumsskatt, friinntekt, petroleumstrettet leverandørindustri.

Innholdsfortegnelse

FORORD	I
SAMMENDRAG	II
TABELLER	V
FIGURER	V
FORKORTELSER	VI
NOTASJONER	VII
1.0 INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN FOR VALG AV OPPGAVE	1
1.2 PROBLEMSTILLING	2
1.3 BEGRUNNELSE FOR PROBLEMSTILLING	2
1.4 AVGRENSNINGER	3
1.5 OPPGAVENS STRUKTUR	3
2.0 SKATTEREGLENE FOR PETROLEUMSSELSKAPER	5
2.1 FRIINNTTEKT	6
2.2 AVSKRIVNINGSREGLER	8
2.3 NORMPRISER	8
2.4 LETEKOSTNADER OG FJERNINGSKOSTNADER	9
2.5 FRADRAG FOR FINANSKOSTNADER	9
2.6 TALLEKSEMPEL PÅ SKATTEBEREGNING	10
3.0 TEORI	13
3.1 FIRE HOVEDGRUPPER	13
3.1.1 Balansebaserte metoder	14
3.1.2 Kontantstrømbaserte metoder	15
3.1.3 Relativ prisingmodeller	18
3.1.4 Opsjonsprisingmodeller	19
3.2 INNVIRKNINGEN SKATT HAR PÅ LØNNSOMHET	22
4.0 BEREGNINGER GJORT AV TO MOTSTÅENDE PARTER	26
4.1 BEREGNINGER FORETATT AV FINANSDEPARTEMENTET	26
4.2 BEREGNINGER FORETATT AV OSMUNDSEN OG JOHNSEN	26
5.0 FREMGANGSMÅTEN TIL DCF-METODEN	29
5.1 SELSKAPETS AVKASTNINGSKRAV (WACC)	30
5.1.1 Egenkapitalkostnaden (CAPM-modellen)	31
5.1.2 Gjeldskostnaden etter skatt	37
5.1.3 Vektene til egenkapitalkostnaden og gjeldskostnaden etter skatt	39
5.1.4 Beregning av WACC	41
5.2 AVDELINGSSPESIFIKK WACC	41
5.3 PROJEKTSPEISIFIKK WACC	42
5.4 VALG AV SELSKAPSSPESIFIKK, AVDELINGSSPESIFIKK ELLER PROJEKTSPEISIFIKK WACC	47
5.5 FASE 2	48
6.0 FREMGANGSMÅTE VED APV-METODEN	49
6.1 VERDI AV SKATTEFRADRAG	50
6.1.1 Valg av diskonteringsrente	51
6.1.2 Alternativ til diskontering av skattefradragene	53
6.1.3 Risikofri rente som diskonteringsrente	55
6.2 EGENKAPITALKOSTNADEN GITT INGEN GJELD	56
6.2.1 Diskonteringsrenten for steg 1 jfr. Koller m.fl. (2010)	56
6.2.2 Diskonteringsrenten for steg 1 jfr. Damodaran (2012)	60
6.3 ANDRE FORHOLD SOM PÅVIRKER VERDIEN	63

6.3.1 Risiko for konkurs og kostnadene det medfører	63
6.3.2 Kompensering for usikker gjeld.....	64
6.3.3 Risiko ved skatteendringer.....	64
7.0 LIK VERDI UANSETT METODE.....	66
7.1 ALGEBRAISK FREMSTILLING AV EKVIVALENS	66
7.2 DEN ALGEBRAISKE FREMSTILLINGEN KONTROLLERT MED TALL	71
7.3 ANDRE SYN PÅ LIK VERDI UANSETT METODE	74
8.0 UENIGHETER – VALGT METODE DRØFTET MOT TEORI	76
8.1 KORREKT DISKONTERINGSRENTE FOR OPPDELT KONTANTSTRØM	81
8.1.1 Diskonteringsrente for del 2 av kontantstrømmen	82
9.0 VERDSETTELSE AV ET VIRKELIG FUNN	85
9.1 KILDER TIL TALLENE I VERDSETTELSEN.....	86
9.2 RESULTATET AV VERDSETTELSEN.....	88
9.3 VERDSETTELSE MED LAVERE DISKONTERINGSRENTE.....	89
10.0 VERDSETTING AV ET MODELLFELT	91
10.1 VERDI MED DE GAMLE SKATTEREGLENE	92
10.2 VERDI MED DE NYE SKATTEREGLENE.....	93
10.3 VERDI MED EN SAMLET FRIINNTAUGHT REDUSERT TIL 2 %.....	95
11.0 EFFEKTER AV ENDRINGEN.....	97
11.1 IKKE ENSTEMMIG VEDTATT	97
11.2 POLITISKE MÅL	98
12.0 KONKLUSJON	100
KILDELISTE	102
VEDLEGG	109
VEDLEGG 1: TALLEKSEMPELET TIL FINANSDEPARTEMENTET.....	109
VEDLEGG 2: GASSFUNN DISKONTERT MED 8 %, GAMLE SKATTEREGLER.....	110
VEDLEGG 3: GASSFUNN DISKONTERT MED 8 %, NYE SKATTEREGLER.....	114
VEDLEGG 4: GASSFUNN DISKONTERT MED 6,5 %, GAMLE SKATTEREGLER.....	118
VEDLEGG 5: GASSFUNN DISKONTERT MED 6,5 %, NYE SKATTEREGLER	122
VEDLEGG 6: MODELLFELT MED NYE SKATTEREGLER	126
VEDLEGG 7: MODELLFELT MED GAMLE SKATTEREGLER.....	130
VEDLEGG 8: MODELLFELT MED FRIINNTAUGHT PÅ 0,5 % PER ÅR.....	134

Tabeller

Tabell 1: Formål med friinntekten	6
Tabell 2: Separat diskontering av kontantstrøm fra avskrivning og drift	28
Tabell 3: Forslag til metodikk og data nødvendig for å estimere de ulike komponentene	31
Tabell 4: Risikofri rente og markedsrisikopremie for utvalgte land	35
Tabell 5: Beregnede nøkkeltall for operatørselskapet.....	73
Tabell 6: Forskjell mellom Finansdepartementets metode og APV-metoden	76
Tabell 7: Nøkkeltall prosjektet med nye satser	78
Tabell 8: Kontantstrømmer del 1	78
Tabell 9: Kontantstrømmer del 2	79
Tabell 10: Oppsummering av metodene	80
Tabell 11: Nøkkeltall for gassfunnet.....	90
Tabell 12: Nøkkeltall fra modellfelt med gamle skatteregler	92
Tabell 13: Reduksjon i nåverdi etter skatt med nye skatteregler for ulike diskonteringsrenter	94
Tabell 14: Ulike diskonteringsrenter og endringen i nåverdi med ulike satser for friinntekt ..	95

Figurer

Figur 1: Eksempel skattesystem for petroleum	11
Figur 2: Priser på transport av gass	87

Forkortelser

APV:	Adjusted Present Value (Justert nåverdi)
CAPEX:	Capital Expenditure (Investeringskostnader)
CAPM:	Capital Asset Pricing Model (Kapitalverdimodellen)
CCF:	Capital Cash Flow (Kontantstrøm til kapitalen)
DCF:	Discounted Cash Flow (Diskontert fri kontantstrøm)
DG:	Decision Gate (Beslutningspunkt)
DTA:	Decision Tree Analysis (Beslutningstre-analyse)
EVA:	Economic Value Added (Diskontert økonomisk profit)
HPHT:	High Pressure, High Temperature (Høyt trykk, høy temperatur)
IRR:	Internrente
LNG:	Liquefied Natural Gas (Flytende naturgass)
NFF:	Norske Finansanalytikerens Forening
NGL:	National Gas Liquids
NNV:	Netto nåverdi
NOPLAT:	Net Operating Profit Less Adjusted Taxes (Driftsresultat redusert for skatt på driftsresultat)
NV:	Nåverdi
OPEX:	Operation Expenditure (Driftskostnader)
PAD:	Plan for Anlegg og Drift
PDO:	Plan for Development and Operation (Det engelske begrepet for PUD)
P/E:	Price/Earning (Markedsverdi på egenkapital delt på resultat etter skatt)
Prop:	Proposisjon – dokument regjeringen har lagt fram for Stortinget
PUD:	Plan for Utbygging og Drift
ROV:	Real-Option Valuation (Realopsjons verdsetting)
UVPS:	Investering i produksjonsutstyr under vann
WACC:	Weighted Average Cost of Capital (Gjennomsnittlig kapitalkostnad)
YIT:	Yield to Maturity (Markedsrente til forfall)

Notasjoner

$\beta_{\text{egenkapital}}$ = egenkapitalens sensitivitet i forhold til markedet

β_{gjeld} = gjeldens sensitivitet til markedet

β_i = aksjen i sensitivitet i forhold til markedet

β_{txa} = betaverdien til skattefradragene knyttet til gjeldsfinansiering

$\beta_{\text{uten gjeldsfinansiering}}$ = egenkapitalens sensitivitet i forhold til markedet, gitt at selskapet ikke har gjeld

BC = nåverdien av konkurskostnader, både direkte og indirekte

CF_e = kontantstrøm til egenkapitalen

D = markedsverdi av rentebærende gjeld

D_{t-1} = fjorårets gjeld

E = markedsverdi av egenkapital

FCF = fri kontantstrøm

g = forventet vekst

I_0 = investering i starten

k_d = gjeldskostnaden

k_e = egenkapitalkostnaden (forventet avkastning på en aksje)

k_{txa} = kapitalkostnad for verdi skapt av gjeldsfinansiering

k_u = egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeldsfinansiering

NNV (gitt ingen gjeld) = Netto nåverdi av selskapet, gitt at det ikke har gjeld

NV (andre forhold) = Nåverdi av andre forhold, eksempelvis risiko for konkurs og hva det ville kostet

NV(skattefradrag) = Nåverdi av forventede skattefradrag

p = rente før skatt

r = rente etter skatt

r_f = risikofri rente

R_m = forventet avkastning for markedet

t = antall år (normalt antall leveår)

T_m = marginal skattesats

V = Markedsverdi av total kapitalen til selskapet/prosjektet

V_{txa} = Verdi av gjeldsfinansiering, eksempelvis skattefradrag

V_u = Verdien av selskapet, gitt ingen gjeldsfinansiering

π_a = sannsynligheten for mislighold etter ytterligere gjeld

1.0 Innledning

I dette kapittelet vil jeg presentere bakgrunn for valg av oppgave, problemstillingen min, begrunnelsen for valg av problemstilling og formålet med oppgaven. Videre vil jeg presentere de avgrensningene jeg har foretatt i oppgaven. Avslutningsvis følger en beskrivelse av oppgavens struktur.

1.1 Bakgrunn for valg av oppgave

Søndag 5. mai 2013 hasteinnkalte regjeringen til pressekonferanse for å fortelle om den største endringen i skattesystemet på over 20 år. For første gang siden 1992, endres skattesatsen for norske bedrifter. Statsminister Jens Stoltenberg og finansminister Sigbjørn Johnsen annonserte syv forslag med umiddelbar virkning. Blant disse er forslaget om å endre selskapsskatten fra 28 til 27 prosent, og reduksjon i friinntekten til oljebransjen fra 7,5 til 5,5 prosent per år i fire år (Framstad, E24 2013). Den samlede friinntekten reduseres dermed fra 30 til 22 prosent. I tillegg forslo de at særskattesatsen i petroleumsskatten skulle økes fra 50 til 51 prosent. Regjeringen anslår at alle forslagene samlet vil gi en skatteøkning på i størrelsesorden 70 milliarder kroner målt som nåverdi over perioden 2013-2050. Jevnt fordelt tilsvarer det et årlig beløp på i underkant av 3 mrd. kroner (Regjeringen Pressemelding 2013).

Bakgrunnen for skatteendringene er, i følge Stoltenberg-regjeringen, å styrke fastlandsøkonomien og å dempe todelingen av norsk økonomi. Stoltenberg har uttrykt bekymring for store kostnadsoverskridelser knyttet til investeringer gjort av oljebransjen, hvilket Staten betaler største delen av. Stoltenberg ønsket derfor med denne endringen å dempe aktiviteten i oljebransjen (Lorentzen, E24 2013). I følge Regjeringen (Pressemelding 2013) vil endringen i friinntekten føre til at oljeselskapene bærer en større del av kostnadene ved investeringene selv. Mer av risikoen for overskridelser legges da på selskapene, og regjeringen mener det vil bidra til økt kostnadsbevissthet.

Denne skatteendringen er den første store endringen på mange år, og konsekvensene er usikre. Jeg har derfor et ønske om å undersøke eventuelle konsekvenser ved å verdsette et olje- eller gassfunn som ikke er utbygd enda. Det er vedtatt en overgangsregel som medfører at eksisterende felt følger de gamle reglene, og endringen vil derfor kun påvirke ny utbygging. Jeg vil sammenligne verdien av nye funn både med de gamle og de nye skattereglene, for å se effekten. Det er allerede foretatt lignende beregninger både av Osmundsen, Johnsen og

Emhjellen (2013), og av Finansdepartementet (2013). Det er faglig uenighet om metode for beregning. Jeg vil gjennomgå metodene de ulike partene benytter og sammenligne dem. Jeg vil bruke sentral teori for verdsetting og drøfte de områder partene er uenige på. Jeg vil deretter vise til en verdsettelse av et anonymisert gassfunn på norsk sokkel, hvor jeg drøfter effekten endringen i skattereglene har på et reelt prosjekt.

1.2 Problemstilling

Formålet med oppgaven er verdsetting av et gassfunn med de gamle og de nye skattereglene, herunder vil jeg også diskutere ulike metoder for en slik beregning. Verdsettelsen vil jeg deretter knytte opp mot investeringsteori for å vurdere om investering i et eventuelt nytt olje- og gassfelt fremdeles er lønnsomt. Målet er å finne svar på følgende problemstilling:

«Vil kostnadene som følge av de nye skattereglene medføre reduksjon i utbygging av nye olje- og gassfunn på norsk sokkel?»

Funnet som verdsettes skal være et funn hvor plan for utbygging og drift (PUD) eller plan for anlegg og drift (PAD) ikke er oversendt til olje- og energidepartementet for behandling. PUD beskriver utbyggingen av en petroleumsforekomst, mens PAD gjelder anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum. Det er med andre ord konstatert et funn av petroleumsforekomster, men hvor utbyggingen ikke er vedtatt.

1.3 Begrunnelse for problemstilling

Jeg ønsker å skrive om dette temaet fordi det gir meg en grundig innsikt i en av Norges største bransjer. Jeg har tidligere arbeidet som revisor og fått innblikk i mange ulike bransjer, men ingen som ligner oljebransjen. Jeg vil også skrive om skatt fordi det er tema som engasjerer mange. Dette er også en mulighet til å gi en kort innføring i skattereglene til petroleum som antakelig ikke er kjent for så mange.

Oppgaven har et kompleks tema som ikke har vært skrevet om i tidligere masteroppgaver i Norge. Det er spesielt to metoder for verdsettelse som omtales, hvorav den ene er mye mer brukt i praksis enn den andre. Begge er omtalt i teorien, men den tekniske gjennomføringen av den ene metoden er langt mindre omtalt enn den andre. Kanskje kan min oppgave forklare mer om hvordan en skal bruke disse metodene i praksis. Jeg vil også se på hva som eventuelt skiller de to metodene, og om de under riktige forhold gir samme svar.

1.4 Avgrensninger

I denne oppgaven er det kommentert en verdsettelse av et gassfunn på norsk sokkel og et modellfelt. Oppgaven er begrenset til disse to som følge av tidsperspektivet og størrelsen på oppgaven, samt tilgang på annen data. Formålet med oppgaven er å se effekten av skatteendringen, noe som vises i oppgavens to eksempler. Jeg tar allikevel høyde for at andre prosjekter med andre forutsetninger og oppbygging, kan vise en annen effekt.

Valg av funn er foretatt i samarbeid med operatørselskapet. Ved gjennomgang av aktuelle funn ble det vurdert hvorvidt funnene var representativ for andre funn av samme størrelse. Gassfunnet som ble valgt, oppfyller dette kriteriet.

Informasjonen knyttet til gassfunnet er gitt av operatørselskapet. Dette medfører at de forutsetninger som ligger til grunn for tallmaterialet er operatørselskapets egne. Det betyr at jeg ikke har gjennomgått dem selv. Fordelen med dette er at tallmaterialet ikke er påvirket av mine vurderinger og min begrensede innsikt i operatørselskapets drift, men heller basert på operatørselskapets kunnskaper. Tallmaterialet kan dermed vise et mer korrekt bilde av det som danner grunnlaget for selskapets beslutningstakere.

Underveis i oppgaven har jeg beregnet diskonteringsrenter, med mer. I beregningene er det lagt til grunn ulike forutsetninger av forskjellige årsaker. De vil ikke gjentas her. Jeg finner det mest hensiktsmessig å opplyse om forutsetningene der de brukes.

1.5 Oppgavens struktur

I kapittel 2 vil jeg gi en innføring i petroleumsskatteloven (1975) og forklare de unike skattereglene som kun gjelder for foretak som driver med leting og utvinning av undersjøiske petroleumforekomster. Videre vil jeg i kapittel 3 presentere teorigrunnlaget oppgaven bygger på, før jeg går gjennom beregningene foretatt av Finansdepartementet (2013) og Osmundsen og Johnsen (2013) i kapittel 4. Herunder hvilket teoretisk grunnlag de ulike partene har vektlagt. I kapittel 5 gjennomgår jeg den første av to sentrale metoder for verdsetting; diskontert fri kontantstrøm (DCF). I kapittel 6 gjennomgår jeg den andre metoden; justert nåverdi (APV). I kapittel 7 sammenligner jeg disse metodene for å avgjøre om de gir samme resultat. I kapittel 8 drøfter jeg uenigheter mellom Osmundsen og Johnsen (2013) og Finansdepartementet (2013), opp mot teorien. Deretter vil jeg i kapittel 9 gi en innføring av funnet som er verdsatt, og resultatet av den, med de gamle og de nye reglene. For en videre

kommentar av hvordan endringen av friinntekten slår ut, kommenterer jeg resultatet for et modellfelt med høyere marginer i kapittel 10. Avslutningsvis vil jeg kommentere resultatet opp mot signaliserte konsekvenser for petroleumsrelatert leverandørindustri i kapittel 11, før jeg i kapittel 12 gir en konklusjon av konsekvensene skatteendringen potensielt kan få.

2.0 Skattereglene for petroleumsselskaper

I dette kapittelet vil jeg gi en innføring i spesielle skatteregler som kun gjelder for petroleumrelatert virksomhet. Det vil være enkelte aspekter innen lovverket som ikke kommenteres, da jeg har fokusert på hovedlinjene. Det som ikke er kommentert er detaljerte lovregler innen hvert av de ulike temaene nedenfor. Formålet med dette kapittelet er å gi en kort oversikt over forskjellene mellom de ordinære skattereglene i skatteloven (1999) og skattereglene for petroleumrelaterte virksomheter.

Skatteloven (1999) regulerer skatteplikten for fysiske og juridiske personer, det vil si enkeltindivider og organisasjoner i Norge. Loven omfatter formuesskatt til stat og kommune, inntektsskatt til stat, fylkeskommune og kommune, grunnrenteskatt til stat, naturressursskatt til fylkeskommune og kommune og tonnasjeskatt til stat. Petroleumrelaterte virksomheter er underlagt skatteloven på lik linje med andre typer virksomheter, men de er også underlagt petroleumsskatteloven (1975). Denne loven regulerer skattereglene for virksomheter som driver med leting og utvinning av undersjøiske petroleumforekomster, samt annet arbeid som knyttes til dette. I følge lovens § 1 omfatter det geografiske virkeområdet virksomhet i indre norsk farvann, norsk sjøterritorium, og på norsk kontinentalsokkel. I tillegg kan virksomhet som strekker seg ut over norsk kontinentalsokkel bli beskattet under petroleumsskatteloven når dette også har forankring i avtale med en annen stat.

Selskaper som er underlagt petroleumsskatteloven betaler ordinær selskapsskatt på lik linje med andre selskaper, men i tillegg betaler de særskatt på den delen av virksomheten som knyttes til utvinning, behandling og transport av petroleumforekomster. Årsaken til utforming av en særskatt er at lønnsomheten ved utvinning av petroleumforekomster er så ekstraordinær. Med dette menes at avkastningen oppnår med petroleumsvirksomhet er høyere enn normal avkastning på arbeidskraft, kapital og andre innsatsfaktorer. Petroleumsvirksomhet gir altså en høyere verdiskapning i den aktuelle produksjonen enn i den mest lønnsomme alternative anvendelsen av innsatsfaktorene. Dette meroverskuddet kalles gjerne renprofitt. Særskatten er en grunnrenteskatt, da det er skattlegging av denne meravkastningen (Hagen og Åvitsland 2000).

Særskatten, i likhet med andre skattesatser, blir fastsatt av Stortinget årlig. På 80-tallet var den på 35 % (Syversen 1986), mens den i perioden 1992 til 2013 var 50 %. Nå er den på 51 %. Med en alminnelig skattesats på 28 % i perioden 1992 til 2013 og 27 % i dag, gir det en

marginal skattesats på 78 %. Særskatten utlignes i utgangspunktet på det samme inntektsgrunnlaget som legges til grunn for alminnelig selskapsskatt, men med fradrag for en beregnet friinntekt, og en justering for finansposter allokert til virksomhet på land.

2.1 Friinntekt

Friinntekten er et fradrag knyttet til investeringer i driftsmidler. Friinntekten utgjør i dag 5,5 % av kostpris for driftsmidler¹ i 4 år, totalt 22 %. Selskapet betaler alminnelig selskapsskatt, men før det beregnes særskatt på det samme grunnlaget, skal friinntekten trekkes fra.

Formålet med friinntekten er å skjerme normalavkastningen fra særskatt. Fradraget har visse likhetstrekk med avskrivningsreglene ettersom de blir beregnet på samme grunnlag.

Avskrivningene er lineære over 6 år, og frem til 2004 var også friinntekten fordelt over 6 år. 1. oktober 2004 ble reglene for friinntekten endret til fordeling over 4 år istedenfor 6 år (Ot.prp. nr. 1 2004-2005). Friinntekten kompenserer for tidsforskyvningen ved å avskrive et driftsmiddel over 6 år fremfor å utgiftsføre det direkte (Osmundsen, Johnsen og Emhjellen 2013). Viser til et talleksempel som illustrerer formålet med friinntekten:

Tabell 1: Formål med friinntekten

	År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6
Investering	200						
Avskrivning		33,33	33,33	33,33	33,33	33,33	33,33
Nåverdi avskrivning diskontert med 6 %	163,9						
Friinntekt		11	11	11	11		
Nåverdi friinntekt diskontert med 6 %	38,1						

I dette eksempelet er det investert i et driftsmiddel som kostet kr. 200. Driftsmiddelet er avskrevet i henhold til reglene i petroleumsskatteloven, omtalt lenger ned under punkt 2.2 avskrivningsregler. Summen av avskrivningene blir 200. Siden avskrivningene er forskjøvet utover i tid vil de ha en lavere nåverdi i år 0 enn 200. En nåverdiberegning av avskrivningene med en rente på 6 % gir en sum på 163,9. Kompensasjonen for verdifallet er gitt i form av

¹ Driftsmidlene som er grunnlag for friinntekt er de samme som følger avskrivningsreglene i petroleumsskatteloven § 3b istedenfor skattelovens §§ 14-30 til 14-48. Se avsnittet i denne oppgaven om avskrivningsregler.

friinntekt. I dette eksempelet er dagens sats på 5,5 % over 4 år benyttet. Friinntekten utgjør i sum 44. Med en rente på 6 % vil nåverdien bli 38,1. Summen av nåverdiene blir 202, hvilket er rimelig nært verdien av investeringen på 200. Merk at renten benyttet her er den som gir en tilnærmet lik nåverdi som investeringen. Det er ikke foretatt en vurdering om en rente på 6 % er den mest korrekte. Skulle det vise seg at renten burde vært lavere, eksempel 4 %, ville det gitt en nåverdi på 214,7. Friinnteksreglene kompenserer da for mye og er gunstig for selskapene. Skulle det på den andre siden vise seg at renten burde vært 8 %, vil det gi en nåverdi på 190,5. I et slikt tilfelle er friinntekten for lav, og kompenserer ikke tilstrekkelig for tidsforskyvningen på avskrivningene.

Sett under ett vil reglene om avskrivninger og friinntekt gi skattemessig fradrag som overstiger investeringen målt i faste kroner. Summen før nåverdiberegning i talleksempellet ovenfor er 244. Det gir et «overskudd» på 44 kr. I følge Syversen (1986) vil de store skattebesparelsene begrense selskapenes tapsrisiko ved mislykkede investeringer og kan svekke deres kostnadsbevissthet. Artikkelen til Syversen er skrevet på et tidspunkt hvor det var foreslått at friinntekten skulle fjernes. Det er de samme signalene som er gitt sammen med reduksjonen i friinntekten i 2013. Regjeringen ønsket å redusere friinntekten for å øke selskapenes kostnadsbevissthet ved investering. Osmundsen og Johnsen (2013) viser til signalene fra Finansdepartementet om at de vurderte å redusere friinntekten til samlet 2 % slik som forslaget var i NOU 2000: 18. Før friinntekten ble endret i mai 2013 var den på 30 % fordelt på 4 år (7,5 % pr. år). Den er nå redusert til 5,5 % pr år hvilket gir en samlet friinntekt på 22 %.

I de tilfeller selskapet har friinntekt som utgjør mer enn nettoinntekten, kan det overskytende føres til fradrag i senere år ved utligning av særskatt. Fremføring av friinntekt følger samme reglene som fremføring av underskudd for petroleumsrelatert virksomhet. Selskap som er underlagt petroleumsskatteloven kan fremføre underskudd uten tidsbegrensninger. I tillegg kan underskudd som har oppstått i inntektsåret 2002 eller senere, kreves fremført med tillegg av rente som legges til saldoen ved utgangen av inntektsåret. Dette betyr at selskapet fremfører friinntekt med renter (Petroleumsskatteloven 1975).

Dersom selskap med udekket underskudd og overskytende friinntekt opphører sin særskattepliktige virksomhet, kan den skattepliktige kreve utbetalt fra staten skatteverdien av slikt underskudd og slik friinntekt. Skatteverdien av friinntekten fastsettes ved å multiplisere

overskytende friinntekt med gjeldende sats for særskatt på opphørstidspunktet (Petroleumsskatteloven 1975, § 5).

2.2 Avskrivningsregler

Petroleumrelatert virksomhet følger ikke §§ 14-30 til 14-48 i skatteloven. Disse paragrafene omhandler avskrivningsreglene. Avskrivningssatsen i petroleumsskatteloven (1975, § 3b) er lineær med $16 \frac{2}{3}$ % per år, fra og med det år utgiftene er pådratt. Utgiftene som omfattes av denne reglen er utgifter til erverv av rørledninger og produksjonsinnretninger, samt installasjoner som er en del av eller tilknyttet produksjonsinnretningene. Lokaliseringen av rørledningene og produksjonsinnretningene må i tillegg være innenfor petroleumsskattelovens geografiske virkeområde. For enkelte anlegg til behandling av gass i Finnmark eller i kommunene Kåfjord, Skjervøy, Nordreisa eller Kvænen i Troms fylke, er avskrivningssatsen $33 \frac{1}{3}$ % (Petroleumsskatteloven 1975 § 3b). Det eneste anlegget som oppfyller regelen om utvidet avskrivning i Norge i dag, er Snøhvit utbyggingen utenfor Hammerfest. Merk her at øvrige driftsmidler for eksempel kontorbygg, anlegg og driftsløsøre på land avskrives etter skattelovens alminnelige avskrivningsregler.

KPMG har på sine nettsider en kort innføring i petroleumsskatning (Liland, Samuelsen og Nyberg 2014). De har forklart der hva som ligger i uttrykket produksjonsinnretning. Begrepet omfatter, i følge KPMG, bore- og utvinningsplattformer, faste boligplattformer og tanker for lagring av råolje. Driftsløsøre på land, baser på land, administrasjonsbygninger, kjøretøyer osv. avskrives etter de vanlige saldogrene i skatteloven selv om de fullt ut benyttes i selskapets sokkelvirksomhet. I den grad slikt utstyr betjener rørlednings- og utvinningsvirksomheten, vil fradrag kunne tas i særskattegrunnlaget (78 %). Uttrykket rørledning omfatter mottaksanlegg og utskipningsanlegg på land. Anlegg for videre bearbeiding av petroleum, herunder raffinering, faller utenfor. Revisorselskapet bemerker allikevel at det ofte kan oppstå vanskelige grensedragninger mellom hva som skal gi grunnlag for sokkelavskrivninger og landavskrivninger.

2.3 Normpriser

For å sikre at skattemyndighetene har tilstrekkelig kontroll med petroleumsselskapenes inntekter åpner petroleumsskatteloven (1975) for bruk av normpriser. Normprisen fastsettes av Petroleumsprisrådet og skal tilsvare prisen petroleum kunne vært omsatt for mellom uavhengige parter i et fritt marked. Årsaken til at petroleumsskatteloven gir anledning til å fastsette en slik pris er fordi salg av produsert petroleum ofte skjer til nærstående selskaper,

og det er vanskelig for myndighetene å vite om avtalt pris er markedspris. Ved gassalg og flytende naturgass som fraktes per båt (LNG – Liquefied Natural Gas) er det innført regler om rapportering av alle sentrale avtalevilkår på kvartalsvis basis. Skattemyndighetene kan derfor kontrollere at konsernintern omsetning skjer til markedspris.

2.4 Letekostnader og fjerningskostnader

Det er spesielle regler for letekostnader. I petroleumsskatteloven (1975, § 3c) omtales dette som utgifter til undersøkelse etter petroleumforekomster. Alle slike kostnader kan utgiftsføres direkte. Alternativt kan den skattepliktige kreve utbetalt fra staten skatteverdien av direkte og indirekte utgifter, med unntak av finansutgifter, til undersøkelse etter petroleumforekomster. Det betyr at man kan få utbetalt 78 % av letekostnadene med dagens skattesatser. Beløpet som kan utbetales kan for øvrig ikke overstige årets underskudd i henholdsvis alminnelig inntekt i sokkeldistriktet og grunnlaget for særskatt jfr. petroleumsskatteloven § 3c. Når skatteverdien av letekostnadene kreves utbetalt skal kostnadene ikke inngå i underskudd som behandles etter andre bestemmelser.

Regelen om tilbakebetaling av skatteverdien til letekostnader er meget gunstig både likviditetsmessig og av finansierings hensyn. Denne regelen er gunstig for finansiering fordi det er mulig å pantsette utbetalingen av skatteverdien, noe som medfører at letekostnader kan belånes med opp til 78 % (Liland, Samuelsen og Nyberg 2014). Reglene om friinntekt og letekostnader tar, i følge Finansdepartementet, sikte på å senke inngangsbarrierene for nye selskap på sokkelen (Prop. 150 LS 2012-2013).

Alle selskaper som driver med utbygging av olje- og gassfelt på norsk sokkel må fremlegge en plan for fjerning av installasjoner etter endt produksjon. Plan for fjerning er en del av plan for utbygging og drift (PUD) eller plan for anlegg og drift (PAD). PUD beskriver utbyggingen av en petroleumforekomst, mens PAD gjelder anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum. Man kan fradragføre utgifter til fjerningskostnader, men kun i det året de påløper. Det gis ikke i noe tilfelle fradrag for avsetninger til dekning av fremtidige utgifter til fjerning av innretninger brukt i utvinning, behandling eller rørledningstransport (Petroleumsskatteloven 1975, § 3g).

2.5 Fradrag for finanskostnader

Det skilles mellom sokkeldistrikt og landdistrikt når fradrag omtales. Sokkeldistriktet representerer da de områdene som omtales i petroleumsskatteloven § 1 (1975). Kort

oppsummert er det områder hvor det letes etter, eller utvinnes, petroleumsforekomster. Landdistriktet representerer da områder med virksomhet som ikke omfattes av petroleumsskatteloven, men som er underlagt de ordinære reglene i skatteloven. Sökkeldistriktet skattlegges med 27 % på alminnelig skattegrunnlag og med 51 % på særskattegrunnlag, totalt 78 % skatt. Landdistriktet skattlegges kun med 27 %.

Petroleumsskatteloven (1975) skiller mellom renter og valutatap/-gevinst knyttet til vanlig rentebærende gjeld og andre finansposter. I henhold til lovens § 3d gis det fradrag for netto finanskostnader påløpt på rentebærende gjeld i sökkeldistriktet. Fradraget settes til andelen av selskapets netto finanskostnader, som svarer til 50 % av forholdet mellom skattemessig nedskrevet verdi per 31. desember i inntektsåret for formuesobjekter som er tilordnet sökkeldistriktet, og gjennomsnittlig rentebærende gjeld gjennom inntektsåret. Følgende formel viser beregningen av rentefradrag i sökkel-regimet på basis av skattemessige driftsmidler på sökkelen:

$\text{Sökkelfradrag} = \frac{\text{rentekostnader} + \text{valutatap/-gevinst}}{\text{på rentebærende gjeld}} * \frac{\text{50 \% av skattemessige driftsmidler sökkel}}{\text{Rentebærende gjeld}}$

(Liland, Samuelson og Nyberg 2014)

Dersom selskapet har overskytende netto finanskostnader påløpt på rentebærende gjeld som ikke kommer til fradrag i sökkeldistriktet, kan det føres til fradrag i landdistriktet. Overskytende netto finansinntekter tas tilsvarende til inntekt i landdistriktet. Netto finanskostnader som skal føres til fradrag i landdistriktet, men som ikke kommer til fradrag i landdistriktet fordi det ikke er inntekt å føre fradraget mot i inntektsåret, kan føres til fradrag i alminnelig inntekt i sökkeldistriktet (grunnlaget som beskattes med 27 %). Renteinntekter og andre finansielle inntekter, øvrige valutagevinster og valutatap og finansielle ytelser som ikke kan henføres til noen bestemt inntektskilde, tas til inntekt eller føres til fradrag i landdistriktet (Petroleumsskatteloven 1975, § 3d).

2.6 Talleksempel på skatteberegning

Både den alminnelige selskapsskatten og særskatten er basert på en beregning av netto inntekt. Grunnlaget for selskapsskatten og særskatten vil være den samme, sett bort fra to store unntak. Det ene unntaket er inntekter og kostnader som ikke er gjenstand for særskatt.

For eksempel de fleste typer finansposter, samt ordinær virksomhet på land (onshore). Det andre unntaket er friinntekten, som kun kommer til fradrag i grunnlaget for særskatt. Generelt sett kan offshoreskatteregning beskrives som følger:

- Driftsinntekter (normpris for råolje)
- Lete- og driftskostnader (inkludert miljøavgifter)
- Avskrivninger (16 2/3 % i 6 år)
- (+) Netto finanskostnad (inntekt)
- Evt. ubenyttet underskudd fra tidligere år
- = Ordinært skattegrunnlag
- + (-) Finansielle kostnader (inntekter) tilhørende på land (onshore)
- Friinntekt
- Evt. ubenyttet friinntekt fra tidligere år
- = Særskattegrunnlag

(Samuelsen 2013)

For å illustrere forskjellen mellom skatt på sokkeldistriktet (offshore) og på landdistriktet (onshore) vil jeg benytte et talleksempel. Eksempelet er hentet fra boken til Samuelsen (2013) om det norske skattesystemet for petroleum.

	Offshore	Onshore
Salgsinntekter	1000	0
Utbytte		20*
Finansinntekter		100
Annen inntekt	50	30
Sum inntekter	1050	150
Driftskostnader	-200	-20
Finanskostnader	-50	-200
Avskrivninger	-300	-20
Sum kostnader	-550	-240
Resultat	500	-110*

Alminnelig skatt offshore		Alminnelig skatt onshore	
Resultat	500	Resultat	-110
Overført finansielle kostnader	-100**	Overført finansielle kostnader	100**
		Ordinært skattegrunnlag	-10
50 % av generelle tap	-5**	50 % overført til alminnelig skatt offshore	5**
Ordinært skattegrunnlag	395	Ordinært skattegrunnlag	-5***
Selskapsskatt (28 % med gammel sats)	111	Selskapsskatt (28 % med gammel sats)	0

Særskatt	
Resultat	500
Friinntekt	-90
Særskattegrunnlag	410
Skatt (50 % med gammel sats)	205
Sum skatt	316

* De fleste aksjer eid av et oljeselskap omfattes av fritaksmetoden som ble innført i 2004. Utbyttet i dette talleksempellet er omfattet av fritaksmetoden og er derav fritatt for skatt. Utbyttet er derfor ikke med i resultatet. Har her sett bort fra 3 % regelen som ble innført i 2008. Den regelen sier at 3 % av fritatt utbytte vil være skattepliktig onshore med 28 % (gammel sats). Gjør oppmerksom på at konsernbidrag og konserninterne utbytter ikke omfattes av 3 % regelen.

** Det er et netto økonomisk tap på 100 som ikke vil komme som et effektivt fradrag onshore (Finansinntekt onshore – Finanskostnader onshore), og som derfor kan omfordes til alminnelig skatt offshore. I tillegg, kan 50 % av ordinære tap onshore avsettes til alminnelig skatt offshore.

*** Underskudd til fremføring.

(Samuelson 2013)

3.0 Teori

I dette kapitlet vil jeg gjennomgå teorigrunnlaget for oppgaven. Jeg vil presentere ulike teorier på et overordnet nivå, før jeg går i dybden på de teoriene som er mest relevant for min problemstilling i kapittel 5 og 6.

Selskapenes investeringsbeslutninger danner grunnlaget for deres inntjening og overlevelse på sikt. I følge investeringsteori vil det investeres i prosjekter hvor de økonomiske «gevinstene» prosjektet gir, er høyere enn prosjektets kostnader. Spørsmålet er hva «gevinstene» og «kostnadene» til et investeringsprosjekt er, og hvordan en skal tallfeste dem (Bredesen 2005). I denne oppgaven skal jeg vurdere lønnsomheten til et olje- eller gassfelt med de gamle og de nye skattereglene. For å finne et svar på om feltet er lønnsomt, vil jeg benytte meg av verdsettelsesteori.

Verdsettelsesteorien er omfattende med både enkle og kompliserte modeller innen ulike kategorier. Videre vil jeg presentere de ulike kategoriene og redegjøre for de mest brukte modellene innen hver av dem.

3.1 Fire hovedgrupper

Verdsettelse kan i følge Boye og Meyer (2008) deles inn i 4 hovedgrupper; Balansebaserte metoder, kontantstrømbaserte metoder, relativ prising og opsjonsprisinde modeller.

Balansebaserte metoder er hvor verdien på egenkapitalen beregnes som differansen mellom verdien av eiendelene og gjelden. Eiendelene og gjelden er da satt til markedsverdi. Verdien av egenkapitalen etter kontantstrømbaserte metoder beregnes på grunnlag av forventet inntjening. Relativ prising innebærer at en bestemmer verdien av et selskap eller prosjekt på grunnlag av hvordan sammenlignbare selskaper eller prosjekter er priset. Relativ prising kan også kalles markedsbaserte metoder. Den siste gruppen, opsjonsprisinde modeller, brukes for å identifisere og verdsette fleksibilitet. Flexibilitet menes her muligheten til å tilpasse seg endrede markedsforhold. For petroleumsrelatert virksomhet kan fleksibilitet være å utsette prosjekter når det er lav oljepris, i påvente av stigning i prisen. Alternativt kan fleksibilitet være å utvide levetiden til prosjekter når oljeprisen er høyere enn først antatt.

Damodaran (2002) deler teorien inn i tre deler; diskontert kontantstrøm, relativ prising og opsjonsprisinde modeller. Beskrivelsen av de tre kategoriene sammenfatter med beskrivelsen til Boye og Meyer (2008).

Det er også mulig å dele de ulike modellene inn i bare to grupper. Boye og Dahl (2002) skiller mellom inntjeningsbaserte metoder og balansebaserte metoder. Denne inndelingen medfører at kontantstrømbaserte metoder og relativ prising, som har egne kategorier etter inndelingen til Boye og Meyer (2008), er slått sammen. Dividendemodeller er også underlagt inntjeningsbaserte metoder. Dividendemodeller benytter forventet utbytte til eierne som indikator på verdi. Boye og Dahl (2002) nevner ikke opsjonsprisinde modeller. Det kan muligens ha sammenheng med at slike modeller ikke har vært så mye brukt i Norge (Boye og Meyer 2008).

Grupperingene gjort av Boye og Meyer (2008) synes å være ganske oversiktlig. Jeg vil derfor beholde fire kategorier i min egen inndeling. De fire kategoriene jeg vil benytte videre er følgende; Balansebaserte metoder, kontantstrømbaserte metoder, relativ prisingsmodeller og opsjonsprisinde modeller. Dividendemodeller er da med under kontantstrømbaserte metoder.

3.1.1 Balansebaserte metoder

Balansebaserte metoder er kun egnet når det foreligger markedsverdier for eiendelene. Ettersom markedsverdien til eiendelene skal reflektere forventet inntjening, er det ingen prinsipiell forskjell mellom balansebasert verdiberegning og en kontantstrømbasert verdiberegning (Boye og Meyer 2008). Det er tre ulike modeller innen balansebaserte metoder. Den første er matematisk verdi, som gir uttrykk for den regnskapsmessige verdien av selskapets egenkapital basert på aksjelovens og regnskapslovens vurderingsregler. Matematisk verdi av et selskaps egenkapital kan være av liten interesse ettersom regnskapsloven legger forsiktighetsprinsippet til grunn. Den reelle verdien av egenkapitalen er derfor ofte langt høyere. Den neste modellen innen balansebaserte metoder kalles substansverdi. Her beregnes verdien av selskapet ved å ta markedsverdi av eiendelene minus markedsverdien av gjelden (Boye og Dahl 2002, 88). Den siste modellen er likvidasjonsverdi. Denne brukes på bedrifter som forventer å gå konkurs eller kontrollert avvikling. Dette samsvarer med regnskapslovens § 4-5 som oppgir at eiendeler og gjeld vurderes til virkelig verdi dersom bedriften skal avvikles (Regnskapsloven 1998). Likvidasjonsverdien er et spesialtilfelle av substansverdi og reflekterer det laveste beløp eierne vil sitte igjen med dersom virksomheten avvikles. Likvidasjonsverdien er som regel lavere enn substansverdien (Boye og Dahl 2002, 92).

3.1.2 Kontantstrømbaserte metoder

Alle verdsettingsmetoder med neddiskontering av kontantstrømmer innebærer prognostisering av fremtidige kontantstrømmer, og deretter diskontering av dem til nåverdi med en rente som gjenspeiler deres risiko. Metodene varierer imidlertid i detaljene for deres utførelse (Luehrman 1997).

Hovedregelen for verdiskapning er at bedriftene skaper verdi ved å investere kapitalen de innhenter fra investorer, til å generere fremtidige kontantstrømmer med en avkastning som overstiger kapitalkostnaden (raten investorer krever å få betalt for bruken av deres kapital). Enhver handling, eksempelvis nyinvestering, som ikke øker kontantstrømmen på sikt skaper ikke verdi (Koller m.fl. 2010). Kontantstrømbasert metode er derfor den anbefalte metoden (Boye og Meyer 2008).

I kategorien kontantstrømbaserte metoder er både dividendemodeller og kontantstrømbaserte modeller. Dividende betyr utbytte. Siden aksjonærer mottar kontantutbetalinger fra et selskap i form av utbytte, er verdien av egenkapitalen nåverdien av fremtidig utbytte, samt eventuelt utbytte ved likvidering av selskapet (Palepu og Healy 2008). Det er i hovedsak to modeller som brukes. Den første modellen er «en-vekst»-modellen. Denne modellen forutsetter at dividenden øker med samme prosent pr. år i all fremtid. Den andre modellen er «to-vekst»-modellen, hvor en har høy eller lav avkastning i begynnelsen og deretter en stabil avkastning de resterende år til evigheten. Dividendemodeller har ikke vært mye brukt i Norge, antagelig fordi andelen av overskuddet som utdeles, har vært lavt (Boye og Meyer 2008).

Kontantstrømbaserte metoder deles også inn i to; egenkapitalmetoden og totalkapitalmetoden. Den første metoden analyserer fra aksjonærenes perspektiv ved å diskontere kontantstrømmen til egenkapitalen. I totalkapitalmetoden diskonterer man kontantstrømmen til totalkapitalen, og analysen blir da fra perspektivet til alle investorer i virksomheten (Damodaran 2002). Med alle investorer menes aksjonærer, kreditorer og eventuelle andre investorer som ikke er aksjonærer (Koller m.fl. 2010). I følge Boye og Meyer (2008) er totalkapitalmetoden den anbefalte metoden da den er enklest, med noen unntak. Unntakene gjelder verdsettelse av banker og livsforsikringsselskaper. Ettersom min oppgave omhandler oljebransjen vil det være mest hensiktsmessig kun å presentere modeller innen totalkapitalmetoden. I tillegg er det ikke et helt selskap som verdsettes i oppgaven min, men kun et olje- eller gassfelt.

Koller m.fl. (2010) viser til fire ulike modeller innen total kapitalmetoder. Disse er diskontert fri kontantstrøm (DCF), diskontert økonomisk profitt (EVA), justert nåverdi (APV) og kontantstrøm til kapitalen (CCF). Den mest brukte av disse er diskontert fri kontantstrøm. DCF-modellen og CCF-modellen fører til samme resultat når gjelden er proporsjonal med verdien, men DCF-modellen er likevel ansett overlegen. Dette fordi man ved DCF-modellen kan vurdere ytelsen virksomhetens drift har, over tid og på tvers av konkurrenter, siden gjeldsgraden er forutsatt konstant (Koller m.fl. 2010). Videre vil jeg redegjøre kort for de enkelte modeller Koller m.fl. (2010) viser til, men jeg velger ikke å redegjøre for CCF-modellen ytterligere.

3.1.2.1 Diskontert fri kontantstrøm (DCF)

En verdsettelse av for eksempel en virksomhet ved bruk av DCF for total kapital vil kort forklart fungere på følgende måte. Først reorganiseres virksomhetens regnskaper for å skille driftsrelaterte poster fra andre poster og kapitalstruktur. Deretter analyseres virksomhetens historiske resultater. På bakgrunn av det projiseres fri kontantstrøm på kort, mellomlang og lang sikt. Til slutt diskonteres denne kontantstrømmen med veid gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC). Grunnen til at kontantstrømmen neddiskonteres med WACC er fordi kontantstrømmen er kontanter tilgjengelig for alle investorer. WACC representerer avkastning som kreves av selskapets investorer (kreditorer og aksjonærer) blandet sammen, og er som sådan virksomhetens alternative finansieringskostnad (Koller m.fl. 2010).

DCF-modellen er en favoritt blant akademikere og praktikere fordi den bygger utelukkende på kontantstrømmer inn og ut av virksomheten. Det er denne modellen som benyttes av oljeselskapene når de verdsetter sine olje- og gassfelt (Osmundsen og Johnsen 2013). Jeg vil derfor presentere modellen mer utfyllende i kapittel 5 etter gjennomgangen av beregningene til Osmundsen og Johnsen (2013). Det denne modellen derimot ikke viser er årsaker til en eventuell negativ eller lav kontantstrøm. Dette kan signalisere enten dårlig ytelse eller at det er foretatt investeringer for fremtiden (Koller m.fl. 2010). Dette bringer meg til den neste modellen, diskontert økonomisk profitt (EVA).

3.1.2.2 Diskontert økonomisk profitt (EVA)

EVA-modellen fremhever hvordan og når selskapet skaper verdi, og beregningen gir identisk verdi av virksomheten som ved DCF-modellen. Ved denne metoden finner man verdien av

virksomheten ved å ta utgangspunkt i bokført verdi av investert kapital² som tillegges nåverdien av fremtidige superprofitter. Superprofitter som tilfaller totalkapitalen er kort forklart driftsresultat (NOPLAT) minus kapitalkostnad. NOPLAT representerer driftsresultatet redusert for skatt på driftsresultatet. Kapitalkostnaden er her avkastningskrav multiplisert med bokført verdi av investert kapital. Denne modellen benytter også WACC som diskonteringsfaktor.

DCF-modellen og EVA-modellen er ekvivalente modeller (gir samme verdi, dersom en legger til grunn identiske forutsetninger). Det er derfor vanskelig å hevde at en modell er bedre enn den andre. EVA-modellen kan imidlertid gi mer informasjon til konkrete formål. Noen påstår at EVA-modellen har et mer fundamentalt utgangspunkt, fordi den uttrykker virksomhetens verdi ved hjelp av verdidrivere. EVA-modellen viser at merverdi forutsetter inntjening utover avkastningskravet. Hvis inntjeningen bare er lik avkastningskravet, er ikke selskapets virkelige verdi mer enn bokført verdi (Boye og Meyer 2008).

Benytter man DCF- eller EVA-modellen og neddiskonterer de fremtidige kontantstrømmene med en konstant WACC, forutsetter man at virksomheten har en fast gjeldsgrad hele tiden. Denne forutsetningen er ofte *ikke* oppfylt i virkeligheten. I de fleste situasjoner vokser gjelden i takt med verdien på virksomheten. Selskaper med høy andel gjeld betaler ofte ned på gjelden når kontantstrømmene forbedres. Da reduseres virksomhetens gjeldsgrad. Bruker man her en konstant WACC overdrives effekten gjelden har på skatt. WACC kan justeres årlig for å ta hensyn til endringen i gjeldsgrad, men det er en komplisert prosess (Koller m.fl. 2010). Alternativt kan man benytte den tredje modellen til Koller m.fl. (2010); Justert nåverdi (APV).

3.1.2.3 Justert nåverdi (APV)

APV-modellen skiller verdien fra drift i virksomheten i to komponenter; verdi av virksomheten som om selskapet kun var finansiert av egenkapital og verdien av skatteeffekten som oppstår på bakgrunn av lånefinansiering.

$$\begin{aligned} \text{APV} = & \text{Totalkapitalverdi av virksomheten} & + & \text{Nåverdi av skatteeffekt} \\ & \text{som om den kun var finansiert av EK} & & \text{ved lånefinansiering} \\ & & & \text{(Koller m.fl. 2010, 121)} \end{aligned}$$

² Driftsrelaterte aktiva fratrukket driftsrelatert, ikke rentebærende gjeld.

Ettersom APV-modellen ikke benytter WACC må man bruke en annen neddiskonteringsrente. Renten som skal brukes til diskontering av de to komponentene er vanskelig å finne da den ikke kan observeres direkte. Renten må estimeres, og det kan være problematisk (Koller m.fl. 2010). Denne modellen er, i følge Diderik Lund (2013), benyttet av Finansdepartementet når de beregnet effektene av skatteendringen i 2013. Jeg vil derfor presentere modellen mer utfyllende i kapittel 6.

3.1.2.4 Oppsummering

Jeg har nå gjennomgått de tre mest sentrale modellene innen kontantstrømbasert metode. Oppsummert er DCF-modellen den som er mest brukt, men EVA-modellen, som gir samme verdi, kan gi mer informasjon enn DCF-modellen. Begge disse benytter WACC til neddiskontering. Dersom en befinner seg i en situasjon hvor gjeldsgraden vil endres over tid vil APV-modellen teoretisk sett være et bedre alternativ. DCF-modellen og APV-modellen vil jeg gå i dybden på i henholdsvis kapittel 5 og 6.

3.1.3 Relativ prisingsmodeller

Den tredje hovedgruppen innen verdsettelse er relativ prisingsmodeller, hvor man finner verdien til et selskap ved å sammenligne det med et annet. Verdien til enkelte selskaper er kjent enten fordi de er børsnotert eller fordi de nettopp har vært omsatt. Tilsvarende selskaper kan da bruke de selskapene i deres egen verdsetting ved å sammenligne seg med dem. Det er imidlertid ikke mulig å benytte verdien på sammenlignbare selskaper direkte. Verdien må korrigeres for forskjeller i inntjeningspotensial (Boye og Meyer 2008). Prinsipielt sett finner man verdien av selskap A slik, ved bruk av relativ prising:

$$\text{Verdi selskap A} = \frac{\text{Verdi selskap B}}{\underbrace{\text{Verdidriver selskap B}}_{\text{multiplikator}}} * \text{samme verdidriver for selskap A}$$

(Boye og Meyer 2008, 157)

Som vist i formelen ovenfor betegnes forholdet mellom verdi og verdidriver, som en multiplikator. En multiplikator kan være en resultatstørrelse, en kontantstrømstørrelse, bokført verdi eller ikke-finansielle størrelser som antall ansatte eller antall kunder. Den

multiplikatoren som er mest brukt hittil er price/earning (P/E), hvilket er markedsverdi på egenkapital delt på resultat etter skatt (Boye og Meyer 2008).

Verdien i formelen kan stå for verdien av egenkapitalen eller verdien av totalkapitalen. Sistnevnte menes i denne forbindelse verdien av egenkapitalen pluss verdien av netto rentebærende gjeld. Det vil si rentebærende gjeld redusert med finansielle plasseringer som bankinnskudd med mer. Det en bør være obs på her er at om en benytter egenkapitalen i telleren, må verdidriveren i nevneren også være en størrelse som er relatert til egenkapitalen, og likeledes om det benyttes totalkapital i teller, må verdidriveren i nevner være relatert til totalkapitalen (Boye og Meyer 2008).

Det er mange forutsetninger som må være oppfylt for at verdsetting med utgangspunkt i relativ prisingsmodeller skal gi korrekt verdi. De fleste går på at selskapene må være sammenlignbare. Dette innebærer normalt at de bør tilhøre samme bransje, ha lik teknologi, henvende seg til de samme kundene og være av noenlunde samme størrelse (Boye og Meyer 2008).

3.1.4 Opsjonsprisingsmodeller

Opsjonsprisingsmodeller er den siste av de fire hovedgruppene innen verdsettelse. Denne kategorien av verdsettelsesmodeller handler om å sette en verdi på fleksibilitet. Et prosjekt trenger ikke å gjennomføres etter en strengt oppsatt plan, slik det forutsettes ved for eksempel DCF-metoden. Prosjektet kan utsettes, utvides eller legges ned avhengig av ny informasjon. Denne fleksibiliteten representerer lederens mulighet til å respondere til endringer i markedet. Lederne kan justere sine planer og strategier over tid. Denne fleksibiliteten har verdi og må tas hensyn til ved verdsetting av et prosjekt. For å analysere fleksibilitet nøyaktig, må en beskrive det sett av konkrete beslutninger ledere kan gjøre som svar på fremtidige hendelser, og inkludere implikasjonene det får for kontantstrømmen (Koller m.fl. 2010).

Finansielle opsjoner gir rett, men ikke plikt, til å kjøpe (selge) aksjer i et spesifisert selskap, til en fast pris, når som helst på, eller før en gitt dato. Velger eieren av opsjonen å gjøre denne transaksjonen, er opsjonen utøvd. Man skiller mellom to typer opsjoner; kjøpsopsjon og salgsopsjon. En kjøpsopsjon gir rett til å kjøpe aksjene, en salgsopsjon gir rett til å selge aksjene. Det skilles for øvrig også mellom amerikanske og europeiske opsjoner. En amerikansk opsjon kan utøves når som helst før forfallsdato, mens en europeisk bare kan

utøves ved forfallsdato. Ved å bruke opsjonsprising til verdsettelse av et prosjekt vil opsjonen representere valgmuligheter som utsettelse, avvikling og utvidelse. Opsjonen gjelder da ikke lenger retten til å kjøpe eller selge aksjer, men retten til å endre planene til et påbegynt prosjekt.

3.1.4.1 To fremgangsmåter

I følge Koller m.fl. (2010) er det to fremgangsmåter for verdsettelse av fleksibilitet. Den første er realopsjon (ROV), som baserer seg på opsjonsprisingsteori. Den andre er beslutningstre-analyse (DTA). Fremgangsmåtene avviker på noen tekniske punkter, men begge går stor sett ut på å prognostisere, implisitt eller eksplisitt, den fremtidige kontantstrømmen knyttet til fremtidige tilstander. Det utarbeides en kontantstrøm til hver beslutning ledelsen kan ta, fordi ulike hendelser gir ulik kontantstrøm. Deretter diskonteres de til dagens verdi.

Innen ROV er det to metoder for verdsetting som begge gir samme resultat. Disse er gjenskapt portefølje og risikonøytral verdsettelse. Gjenskapt portefølje innebærer å lage en portefølje av prisede råvarer som har de samme utbetalingene som prosjektet du skal verdsette, porteføljene må da ha samme verdi hvis ikke foreligger det arbitrasje muligheter. Verdien av den gjenskapte porteføljen representerer verdien av prosjektet, inkludert fleksibilitet ved for eksempel å utsette prosjektet (Koller m.fl. 2010). Verdien av fleksibiliteten blir da verdien av gjenskapt portefølje minus verdien av prosjektet uten fleksibilitet.

Den andre metoden innen ROV, risikonøytral verdsettelse, justerer for risiko som en del av sannsynligheten til de ulike scenarioene, istedenfor ved diskonteringsrenten. Metoden innebærer å vekte de fremtidige kontantstrømmene med en risikojustert sannsynlighet, istedenfor den faktiske sannsynligheten til de ulike begivenhetene. Kontantstrømmen, som nå er vektet basert på risikojustert sannsynlighet, neddiskonteres til dagens verdi med risikofri rente for å finne prosjektets verdi (Koller m.fl. 2010).

Innen DTA er det også to metoder. Et prosjekt kan gå bra eller dårlig, og hvert av disse utfallene har en kontantstrøm. Den første metoden neddiskonterer prosjektets betingede kontantstrømmer, etter fratrukk for nødvendige investeringer. Denne metoden er imidlertid ikke aktuell da man er avhengig av resultatene til ROV for å finne den korrekte

kapitalkostnaden til disse kontantstrømmene. Den andre metoden neddiskonterer de betingede kontantstrømmene hver for seg, og de nødvendige investeringene for seg. Kontantstrømmen fra de underliggende eiendelene diskonteres med eiendelens kapitalkostnad, mens investeringskravene diskonteres med den risikofrie renten (Koller m.fl. 2010).

DTA modellen er en enklere modell enn ROV, og de fleste ledere forstår DTA bedre (Koller m.fl. 2010, 680). DTA er derfor den som anbefales i de fleste tilfeller. ROV modellen er allikevel anset som teoretisk overlegen ovenfor DTA. ROV modellen er i likhet med andre modeller avhengig av å vite verdien av de underliggende aktiva. Modellen er derfor spesielt godt egnet til verdsetting av råvarebaserte virksomheter, som for eksempel olje- og gassfelt, fordi eiendelene der har en observerbar markedspris. Skal man benytte ROV på en virksomhet som ikke har observerbare markedspriser, må man anslå verdien på underliggende aktiva ved hjelp av for eksempel tradisjonell DCF-modellen (Koller m.fl. 2010).

3.1.4.2 Opsjonsprising eller kontantstrømbasert metode

Både DTA og ROV innen opsjonsprising bruker en form for kontantstrømbasert metode ved at kontantstrømmer til ulike scenario risikojusteres og diskonteres. DCF-metoden er den metoden som benyttes til verdsetting av prosjekter i oljebransjen for øyeblikket, men i følge Laughton (1998) er det mange som ønsker et annet alternativ. David Laughton har skrevet en del artikler om det han kaller «modern asset pricing (MAP)», hvilket er det samme som opsjonsprising. I et spesial nummer av tidsskriftet *The Energy Journal* tar han opp svakheter ved DCF metoden og hvordan bruk av MAP kan løse dem. Denne artikkelen har også vært henvisning til av Diderik Lund (2013), da den kombinerer MAP med APV-metoden istedenfor DCF-metoden. Poenget til Lund var å svare på kritikken fra Osmundsen og Johnsen (2013) som sa at APV-metoden ikke er kjent for petroleumsselskaper. Han ville vise at opsjonsprising, som er et gjennomgangstema på seminarer arrangert hvert år av Norsk petroleumssforening, bør brukes med APV-metoden og at selskapene derfor bør kjenne til metoden (Lund, D 2013, 20).

Ettersom opsjonsprising bruker en form for kontantstrømmetode, vil jeg konsentrere diskusjonen om DCF og APV. Dette fordi de ligger til grunn dersom en skal anvende opsjonsprising. Selskaper som skal verdsette sine subseaprojekter, må derfor først avgjøre hvilken metode for diskontering av kontantstrømmer de skal benytte. Videre vil jeg omtale hvilken innvirkning skatt har på lønnsomheten, før jeg i kapittel 4 vil komme inn på hvilket

teoretisk grunnlag Finansdepartementet og kritikerne har vektlagt i sine beregninger av effekten til skatteendringene. Her vil også diskusjonen om DCF- og APV-metoden fortsette.

3.2 Innvirkningen skatt har på lønnsomhet

Internrenten (IRR) viser hvor lønnsomt for eksempel et prosjekt er. Internrenten for et prosjekt er definert som den renten som gjør netto nåverdi lik null. Det betyr at prosjektets internrente er den diskonteringsrenten som gir kontantstrømmen en nåverdi lik null. Videre vil jeg kommentere hvordan IRR påvirkes av skatt.

Den type investering som er mest aktuell å kommentere i denne oppgaven er realinvesteringer. En realinvestering karakteriseres av at startutbetalingen blir brukt til kjøp av et produksjonsmiddel som vil bli brukt til å produsere varer i flere år fremover. Disse varene skaper en kontantstrøm til eieren hvert år. Netto kontantstrøm blir i denne sammenheng inntekt minus driftsutbetalinger (Vassdal 1978, 18). Selve fremgangsmåten for prognostisering av disse kontantstrømmene vil ikke omtales her. Det antas at kontantstrømmene er kjent.

Internrenten for en realinvestering før man tar hensyn til skatt, kan regnes ut med følgende ligning:

$$3.1 \quad I_0 = \frac{FCF}{1+p} + \frac{FCF}{(1+p)^2} + \dots + \frac{FCF}{(1+p)^t} = FCF * \frac{(1+p)^t - 1}{(1+p)^t * p}$$

(Vassdal 1978, 19)

Uttrykkene i ligningen er:

I_0 = investering i starten

FCF = kontantstrøm

p = rente før skatt

t = antall år (normalt antall leveår)

De forutsetningene som ligger til grunn for ligning 3.1 er at kontantstrømmen er konstant for alle år og at innbetalingene skjer i slutten av hver periode. Dersom antall år (n) går mot uendelig, blir ligningen slik:

$$I_0 = \frac{\frac{(1+p)^t}{(1+p)^t} - \frac{1}{(1+p)^t}}{\frac{(1+p)^t * p}{(1+p)^t}} = FCF * \frac{1-0}{p} = \frac{FCF}{p}$$

3.2

$$p = \frac{FCF}{I_0}$$

(Vassdal 1978, 19)

Når skatt skal tas hensyn til er det nødvendig med noen nye forutsetninger. Forutsetningene om konstant kontantstrøm og at innbetalinger skjer i slutten av perioden gjelder fremdeles. I tillegg forutsettes det nå at skattesatsen forholder seg konstant over hele levetiden. Levetiden forutsettes å være uendelig.

Skatt reduserer inntekten og derav kontantstrømmen. Dersom skattesatsen er lik T_m (marginal skattesats), er kontantstrømmen etter skatt uttrykt med $FCF * (1 - T_m)$. Ligning 3.1 endres da til:

$$I_0 = \frac{FCF (1 - T_m)}{(1+r)} + \frac{FCF (1 - T_m)}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCF (1 - T_m)}{(1+r)^t}$$

$$I_0 = FCF (1 - T_m) \left[\frac{1}{(1+r)} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^t} \right]$$

3.3

$$I_0 = FCF (1 - T_m) * \frac{(1+r)^t - 1}{(1+r)^t * p}$$

(Vassdal 1978, 20)

Nye uttrykk i denne ligningen er:

r = rente etter skatt

T_m = marginal skattesats

Når n går mot uendelig blir ligning 3.3 forenklet til dette:

$$I_0 = \frac{FCF(1 - T_m)}{r}$$

$$r = \frac{FCF}{I_0} * (1 - T_m)$$

3.4

$$r = p (1 - T_m)$$

(Vassdal 1978, 20)

Av ligning 3.4 ser man at for en realinvestering med uendelig levetid, samme kontantstrøm hvert år og ingen avskrivninger, vil internrenten etter skatt, være lik internrenten før skatt redusert med skattesatsen.

Dersom det er ønskelig å ta med avskrivninger må det først avgjøres hvordan avskrivningene skal gjøres. Avskrivningene kan følge levetiden til driftsmiddelet, hvilket er det mest «normale». Alternativt kan man ha momentant avskrivning. Det betyr i praksis direkte utgiftsføring. Andre muligheter for avskrivninger er at avskrivningstiden er kortere eller lengre enn levetiden.

Ulike avskrivningsmetoder påvirker internrenten. For eksempel vil internrenten før skatt være lik internrenten etter skatt når investeringen kan utgiftsføres i anskaffelsesøyeblikket, forutsatt at prosjektets levetid er uendelig lang. Internrenten etter skatt vil være lik internrenten før skatt redusert med skattesatsen, når avskrivningstiden er lik levetiden og beløpet er like stort hvert år. Forutsetningen om uendelig levetid gjelder fortsatt. Dette betyr at når skattesatsen er lik 50 % vil internrenten etter skatt med momentant avskrivning, være dobbelt så stor som rente etter skatt når avskrivningen følger levetiden (Vassdal 1978, 25-27)

Direkte utgiftsføring: $r = p$

*Avskrivning følger levetiden: $r = p * (1 - T_m)$*

Når avskrivningstiden er kortere enn levetiden vil internrenten etter skatt være lik internrenten før skatt redusert med *mindre* enn skattesatsen. Hvilket betyr at selskapene tjener på det. På den andre siden, med lengre avskrivningstid enn levetid, vil internrenten etter skatt bli

reduisert med mer enn skattesatsen. En modell med ligninger som viser sammenhengen mellom internrente, avskrivning og skatt finnes i Vassdal (1978).

Videre vil jeg gå inn på hvilket teoretisk grunnlag Finansdepartementet og kritikerne har vektlagt i sine beregninger av effekten til skatteendringene. Her vil også diskusjonen om DCF- og APV-metoden fortsette.

4.0 Beregninger gjort av to motstående parter

I kjølvannet av skatteendringen har det vært en debatt i media og i fagtidsskrifter om konsekvensene av skatteendringen (Framstad, E24 2013; Lorentzen, E24 2013; Lund, D 2013). Petter Osmundsen har kritisert omleggingen. Han har i samråd med andre fagpersoner gjort egne beregninger av hvordan dette kan slå ut (Osmundsen og Johnsen 2013; Osmundsen, Johnsen og Emhjellen 2013). Jeg vil i dette kapittelet ta for meg beregning foretatt av Osmundsen og Johnsen (2013), samt de foretatt av Finansdepartementet (2013).

4.1 Beregninger foretatt av Finansdepartementet

Finansdepartementet bruker delkontantstrømanalyse. Dette er, i følge Lund, D (2013, 17) verdsettelsesmetoden «justert nåverdi», også kalt APV. Finansdepartementet har delt opp kontantstrømmene slik at kontantstrømmen til skattefradragene kan diskonteres for seg, og de resterende kontantstrømmene diskonteres samlet. Årsaken til denne oppdelingen er en forestilling om at skattefradrag kan anses som sikker kontantstrøm, og at den da skal diskonteres med en risikofri rente. Finansdepartementet viser til flere artikler som støtter opp om denne påstanden, herunder Fane (1987), Myers (1974), Summers (1987) og Bond & Devereux (1995). Departementet deler opp fremtidige kontantstrømmer i ulike kontantstrømmer med ulik risiko (Lund, D 2013).

Finansdepartementet (2013) har et talleksempel satt opp i Excel, se vedlegg 1. Der fremgår det at de benytter en risikofri rente på diskontering av kontantstrømmen til skattefradragene (2,5 % før skatt). Diskonteringsrenten som benyttes på restkontantstrømmen er 6 % før skatt, tilsvarende 4,7 % etter skatt.

4.2 Beregninger foretatt av Osmundsen og Johnsen

Osmundsen og Johnsen (2013) tar utgangspunkt i DCF-metoden. De ser på kontantstrømmen som en helhet og diskonterer den med én bestemt diskonteringsrente. De legger til grunn denne metoden fordi det er den verdsettelsesmetoden de mener benyttes i praksis. De kritiserer derfor Finansdepartementets metode fordi den ikke brukes i praksis, og representerer derfor ikke petroleumsvirksomhetenes faktiske atferd (Osmundsen og Johnsen 2013, 14). De mener også at renten Finansdepartementet legger til grunn er basert på dagens unormalt lave statsrentenivå, og at den burde vært høyere. Dette fordi tidsperspektivet for utbygging av olje- og gassfelt er lang, hvilket betyr at dagens rente ikke nødvendigvis er representativ rente for hele levetiden til prosjektet. En rente som representerer en historisk «normal» rente vil være mer korrekt i følge dem.

Osmundsen og Johnsen (2013) har satt opp et talleksempel med utgangspunkt i samme regneark som Finansdepartementet (2013), med noen endringer. Regneeksempelet til Finansdepartementet (2013) er vedlegg 1. Endringene Osmundsen og Johnsen legger til grunn er at produksjonen går i 20 år, istedenfor 10 år, med årlig fall på 5 %. De forutsetter 2,5 % årlig inflasjon, gjeldsrente på 6 % og ikke 3,5 % som i Prop.150 LS (2012-2013). I tillegg legger de til grunn den nye satsen for friinntekt på 5,5 %, samt et risikjustert nominelt avkastningskrav etter skatt på 9 % for prosjektets totale kontantstrøm. Følgende skriver de om hvordan de er kommet frem til avkastningskravet:

Kravet er avledet fra en langsiktig normal risikofri rente på 4,5 %, dvs. 2 % realrente, og et markedsbasert risikotillegg på 4,5 % (for eksempel 5 % markedspremie og forretningsbeta 0,9 for oljevirkosomhet). Justert opp med 28 % ordinær selskapsskatt gir dette før skatt nominelt avkastningskrav på $12,5 \% = 9 \% / (1 - 0,28)$.

(Osmundsen og Johnsen 2013, 16)

De viser videre til en tabell som viser nominell rente ved siden av den effektive renten. En nominell rente før skatt på 12,5 % gir 10 % effektiv rente. Nominell rente på 9 % etter skatt gir 6,5 % i reell rente. I artikkelen har de også regnet på hva Finansdepartementet måtte ha diskontert den resterende kontantstrømmen med, for å oppnå samme resultat, forutsatt at skattefradragene fremdeles diskonteres med risikofri rente. Se følgende tabell:

Tabell 2: Separat diskontering av kontantstrøm fra avskrivning og drift

	Diskonteringsrente		Nåverdi etter skatt			Nåverdi før skatt
	Avskrivning	Drift	Avskrivning	Drift	Total	
«Lønnsomt» prosjekt: IRR 14 % før skatt / 11 % etter skatt						
Selskaper	9,0 %	9,0 %	76,6	29,8	106,4	109,0
Fin.Dep.	1,8 %	18,9 %	89,0	17,4		109,0
«Marginalt» prosjekt: IRR 12,5 % før skatt / 10,3 % etter skatt						
Selskaper	9,0 %	9,0 %	76,6	27,3	104,0	100
Fin.Dep.	1,8 %	20,4 %	89,0	14,9	104,0	100
«Ulønnsomt» prosjekt: IRR 10 % før skatt / 9 % etter skatt						
Selskaper	9,0 %	9,0 %	76,6	23,4	100	85,5
Fin.Dep.	1,8 %	24,3 %	89,0	11,0	100	85,5

(Osmundsen og Johnsen 2013, 16)

De har regnet på tre forskjellige typer prosjekt, et lønnsomt, et marginalt og et ulønnsomt. Diskonteringsrenten for restkontantstrømmen måtte da henholdsvis være 18,9 %, 20,4 % og 24,3 %, for å gi samme nåverdi som ved 9 % for hele kontantstrømmen. Osmundsen og Johnsen (2013) legger her til grunn at diskontering av hele kontantstrømmen, slik de har gjort, er den korrekte måten å beregne nåverdien på, og at metoden Finansdepartementet benytter klart er feil. Beviset deres er den unormale høye diskonteringsrenten som må til for restkontantstrømmene, for å oppnå samme verdi med begge metoder.

5.0 Fremgangsmåten til DCF-metoden

I dette kapitlet vil fremgangsmåten til DCF-metoden gjennomgås i detalj. Deretter gjøres det samme med APV-metoden i kapittel 6. I gjennomgangen vil det også forklares hvordan avkastningskravet skal beregnes for de ulike metodene. Der det passer vil det også kommenteres hvordan det gjøres i praksis.

I teorien omtales ofte verdsetting av *selskaper*. Koller m.fl (2010, 105-106) viser til en firedelt prosess for verdsetting av egenkapitalen til et selskap ved bruk av DCF-metoden for totalkapitalen. Det første som gjøres er å verdsette selskapets drift ved å diskontere fri kontantstrøm med vektet gjennomsnittlig kapitalkostnad (WACC). Deretter identifiseres og verdsettes eiendeler som ikke brukes i driften, eksempelvis aksjeinvesteringer. Del tre er å identifisere og verdsette gjeld og andre krav mot totalkapitalen. Eksempler på slike krav er udekkede pensjonsforpliktelser, renter med mer. Det siste som gjøres er å trekke verdien av økonomiske krav fra totalkapitalverdien for å fastslå verdien av egenkapitalen. For å anslå verdien per aksje, deles egenkapitalverdien på antall aksjer.

Selskaper er underlagt prinsippet om fortsatt drift og da må verdien beregnes på bakgrunn av en kontantstrøm som fortsetter ut i det uendelige. Verdsetting av selskaper er derfor mer komplisert enn for eksempel verdsetting av prosjekter med en fastsatt levetid. Er levetiden satt, beregnes det kun kontantstrømmer frem til opphør av prosjektet. En trenger da ikke foreta en beregning som tar høyde for «evig liv».

Verdsettelsen av gassfunnet som presenteres i kapittel 9, samt modellfeltet til Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013) som kommenteres i kapittel 10, er prosjekter med en fastsatt levetid. Prosessen for verdsettelse er derfor relativt enklere enn firedelt prosessen til Koller m.fl. (2010). Verdsettelse av prosjekter begrenses til det første steget i prosessen; diskontering av prosjektets kontantstrøm med WACC. Det er imidlertid ikke uproblematisk å verdsette prosjekter ettersom fastsettelse av prosjektets kontantstrømmer krever en viss analysing av informasjon, samt at bestemmelse av nivået på kapitalkostnaden er vanskelig (Penman 2013). En måte å finne kontantstrømmen på, er først å reorganisere virksomhetens regnskaper for å skille driftsrelaterte poster fra andre poster og kapitalstruktur. Deretter analyseres virksomhetens historiske resultater. På bakgrunn av det projiseres fri kontantstrøm på kort, mellomlang og lang sikt. Prognostisering av kontantstrømmer for potensielle investeringer er ikke en eksakt vitenskap, men snarere en blanding av vitenskap, intuisjon og erfaring. I følge

Titman og Martin (2011) er kontantstrømestimatene i beste fall kvalifisert gjetning. Hvert selskap må foreta egne vurderinger for hvor stor kontantstrømmene blir. Prognostisering av kontantstrømmen er lik for APV-metoden og DCF-metoden. Kapitalkostnaden kan også være utfordrende å estimere, men den er godt forklart gjennom velutviklede teorier som beskriver hvordan bedrifter bør bestemme diskonteringsrenten. I stor grad er bedrifter klar over disse teoriene, men allikevel bruker de et fastsatt avkastningskrav for hele bedriften som da representerer minimum avkastning på akseptable prosjekter. Denne renten overstiger ofte diskonteringsrenter foreslått av vitenskapelige teorier (Titman og Martin 2011, 17).

5.1 Selskapets avkastningskrav (WACC)

Selskaper bruker ofte en WACC som er beregnet for hele selskapet. Det vil si at de bruker det samme avkastningskravet for alle prosjekter. Alternativt kunne de beregnet en egen WACC for hver avdeling eller en prosjektspesifikk WACC. Avdelingsspesifikk WACC innebærer å estimere en kapitalkostnad for hver av selskapets avdelinger ved å utvide metoden for å beregne bedriftsspesifikk WACC. Prosjektspesifikk WACC fokuserer på spesifikke risikoattributter og finansieringskomponenter til hvert enkeltprosjekt (Titman og Martin 2011).

For å fastsette nivået på WACC for et selskap, må man estimere tre komponenter; egenkapitalkostnaden, gjeldskostnaden etter skatt og selskapets målsatte kapitalstruktur. Ingen av disse komponentene kan observeres direkte. Derfor benyttes ulike modeller, forutsetninger osv. for å estimere hver komponent. I sin enkleste form tilsvare WACC vektet gjennomsnitt av gjeldskostnaden etter skatt og egenkapitalkostnaden (Koller m.fl. 2010).

Dette kan illustreres slik:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 236)

Uttrykkene i ligningen er:

D = markedsverdi av rentebærende gjeld	D/V = forholdet mellom markedsverdi av rentebærende gjeld og markedsverdien av totalkapitalen
E = markedsverdi av egenkapital	E/V = forholdet mellom markedsverdi på egenkapital og markedsverdien av totalkapitalen
V = markedsverdi av totalkapitalen	
k_d = gjeldskostnaden	
k_e = egenkapitalkostnaden	
T_m = marginal skattesats	

Tabell 3: Forslag til metodikk og data nødvendig for å estimere de ulike komponentene

Komponent	Metodikk	Nødvendig data
Egenkapitalkostnaden	Kapitalverdimodellen (CAPM)	<ul style="list-style-type: none">• Risikofri rente• Markedets risikopremie• Selskapets Beta
Gjeldskostnaden etter skatt	Forventet avkastning tilsvarende markedsrente etter skatt på langsiktig gjeld	<ul style="list-style-type: none">• Risikofri rente• Standard spredning• Marginal skattesats
Kapitalstrukturen	Andel av gjeld og egenkapital til total kapitalverdi	Mål gjeld og egenkapital i et marked (ikke bokførte verdier). Bruk en fremtidsrettet målsatt kapitalstruktur.

(Koller m.fl. 2010, 237)

5.1.1 Egenkapitalkostnaden (CAPM-modellen)

Koller m.fl. (2010) bruker kapitalverdimodellen (CAPM) til å estimere selskapets risikojusteringsfaktor. CAPM-modellen angir at forventet avkastning på en aksje er lik risikofri rente pluss aksjens beta (β) multiplisert med markedets risikopremie (Koller m.fl. 2010). Det gir følgende ligning:

$$5.2 \quad k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f]$$

(Koller m.fl. 2010, 239)

Uttrykkene i ligningen er:

k_e = egenkapitalkostnaden (forventet avkastning på en aksje)

r_f = risikofri rente

β_i = aksjen i sensitivitet i forhold til markedet

R_m = forventet avkastning for markedet

$[R_m - r_f]$ = markedets risikopremie

Den risikofrie renten og markedets risikopremie er gitt for alle selskaper, kun betaverdiene varierer (Koller m.fl. 2010). Det er slik CAPM-modellen justerer for selskapsspesifikk risiko. Beta er et mål på markedsrelatert risiko. Den avhenger primært av aksjens forretningsrisiko og finansielle risiko (Boye og Meyer 2008). Beta ligger mellom 0 og 2. Beta viser hvordan en aksje beveger seg i forhold til markedet. Er beta lik 1 følger aksjen markedetsrisikoen. De fleste børsnoterte selskaper har en beta nært 1. Dersom selskapet har en beta mellom 1 og 2 betyr det at avkastningen for aksjen er mer variabel enn avkastningen for markedet, og vice versa (Boye og Meyer 2008). Aksjen har da en risiko utover markedetsrisikoen. Beta er definert som:

$$\beta \equiv \frac{\text{Investeringens markedsrisiko}}{\text{Representativ markedsrisiko}} = \frac{\text{Korr}[k_e, R_m] * \text{Std}[k_e]}{\text{Std}[R_m]}$$

(Gjesdal og Johnsen 1999, 20)

Beregning av betaverdien er avhengig av at selskapet omsettes. Dersom selskapet har liten børsomsetning gir det en treg kurs. Endringer kommer da relativt sjelden og er ofte forsinket i forhold til andre aksjer. Estimert betaverdi vil da sannsynligvis undervurdere virkelig verdi. For å kompensere for lav likviditet bør avkastningskravet tillegges en likviditetspremie. En bør derfor bruke kapitalverdimodellen med forsiktighet på lite likvide børsnoterte selskaper og ikke-børsnoterte selskaper (Gjesdal og Johnsen 1999). Operatørselskapet som har gassfunnet presentert i denne oppgaven, er et selskap som omsettes ofte på Oslo Børs. Det vil derfor være mulig for dem å benytte CAPM-modellen til å fastsette egenkapitalmetoden.

Risikofri rente finnes ved å se på statsobligasjoner. Risikofri rente er definert som avkastning på en portefølje som ikke har noen samvariasjon med markedet, hvilket betyr at de har beta lik 0. Siden det er vanskelig å konstruere en slik portefølje brukes isteden langsiktige statlige obligasjoner. Ikke fordi de er totalt risikofri, men fordi de i vesten har ekstremt lave betaverdier (Koller m.fl. 2010). Renten på statsobligasjon (statsrente) er på Dagens Næringsliv sine nettsider opplyst i 3, 5 og 10 års rente. Gjesdal og Johnsen (1999, 58) peker på at valget av risikofri basisrente, herunder kort eller lang statsrente, kan ha stor betydning for avkastningskravets størrelse. De sier det vanligste valget ved beregning av avkastningskrav er 1-års statsrente som risikofri rente. Dette fordi CAPM-modellen i sin enkleste form forutsetter at investorene har en 1-års investeringshorisont. Kort statsrente er også brukt ved beregning av historisk risikopremie for aksjemarkedet.

Gjesdal og Johnsen (1999) har sett på forholdet mellom den korte og den lange statsrenten, også kalt yieldkurven, over tid. De har sett at forholdet mellom dem skifter i den ene og den andre retningen, og at valget av nivået på risikofri rente bør avhenge av hvordan man tolker denne forskjellen. Det viktige er hva den risikofrie renten skal brukes til og hvilken inflasjon som ligger innbakt i kontantstrømmene. Den lange renten kan oppfattes som et gjennomsnitt av dagens 1-års rente og angir hvordan 1-års renten forventes å utvikle seg over tid. En 5-års rente tolkes da som et gjennomsnitt av 1-års renten i dag, året etter, om 2 år og så videre til og med 5 år. Gjesdal og Johnsen (1999) argumenterer for valg av en lang statsrente ettersom den forventes å variere mindre enn en kort rente. Bruk av en lang statsrente som risikofri rente vil derfor bringe stabilitet til avkastningskravet. På den andre siden argumenterer de for den korte renten, da den statistisk sett faktisk har vært en vel så god prognose som lengre statsrenter på fremtidig 1-års rente. Stor forskjell mellom lang og kort rente representerer noen ganger en overvurdering av renteoppgang eller rentefall. Dette mener de tilsier at man bør være forsiktig med bruk av en lang statsrente som risikofri rente, spesielt dersom Yieldkurven er bratt. En lang statsrente vil inneholde forventninger om fremtiden både for realrentenivået og inflasjonen. Realrenteendringen bør være med i avkastningskravet, mens endring i inflasjonen skal kun være med dersom de estimerte kontantstrømmene reflekterer den samme forventningen til inflasjonsendringen.

Anbefalingen fra Gjesdal og Johnsen (1999) er at valget av risikofri rente i avkastningskravet bør avhenge av analysens inflasjonsforutsetninger. Det er også ønskelig å stabilisere kravet ved å benytte en mellomlang rente. De skriver: «Vi foreslår at man som risikofri rente bruker 3-års indeks-statsrente beregnet av Oslo Børs.» (Gjesdal og Johnsen 1999, 62). Oppsummert bør en analytiker ved valg av risikofri rente vurdere forutsetningene for sin analyse. Nivået på inflasjon i kontantstrømmene må matches med nivået på inflasjon i valgt statsrente, samt at en bør tenke gjennom hvorvidt en skal bruke kort eller lang statsrente som basis for den risikofrie renten.

Markedets risikopremie finnes ved å ta forventet avkastning for markedet minus risikofri rente. Å måle markedets risikopremie er, i følge Koller m.fl. (2010), det mest debatterte temaet i finans. Det er ingen modeller som har fått universell aksept. Derfor har Koller m.fl. (2010, 242) presentert resultatet av ulike modeller. Disse metodene har de delt inn i tre generelle kategorier. Den første innebærer å beregne fremtidig risikopremie ved å måle og estimere historisk avkastning. Den neste er å benytte regresjonsanalyse for å knytte dagens

markedsvariabler, for deretter å projisere en forventet markedsrisikopremie. Den siste kategorien bruker DCF verdsettelse sammen med estimater for avkastning på investering og vekst, for omvendt å konstruere markedets kapitalkostnad.

Gjesdal og Johnsen (1999) sammenlignet tall fra Oslo Børs for årene 1967-1998 mot kort statsrente og fant at Oslo Børs hadde gitt i gjennomsnitt en meravkastning på 6,2 %. Dette gjennomsnittet fant de at også samsvarte med det som var observert i andre land som USA, Storbritannia og Sverige. Merk at gjennomsnittet dekker over svært store variasjoner i perioder, fra -2,4 % helt opp til 13,8 %. Metoden Gjesdal og Johnsen (1999) har brukt sammenfaller med den første kategorien fra Koller m.fl. (2010). I nyere tid har PwC gjennomført undersøkelser sammen med Norske Finansanalytikeres Forening (NFF). Formålet med studien deres er «å få et innblikk i norske aktørers oppfatning av størrelsen på markedsrisikopremien, risikofri rente og småbedriftspremie (small stock premium) i det norske markedet» (Angell-Hansen, Gärdehall og Johansen 2011, 3). Det er en rapport som tar for seg årene 2011-2012. I tillegg har de skrevet en rapport for årene 2013-2014 (Angell-Hansen, Gärdehall og Johansen 2013). Sistnevnte rapport ser også på kontrollpremie, langsiktig inflasjon og resultatvekst i det norske markedet. Respondentene til begge disse undersøkelsene er analytikere og økonomer med erfaring fra det norske finans- og aksjemarkedet. Respondentene anses derfor å ha gode forutsetninger for å besvare undersøkelsen.

Respondentene arbeider med investeringer, verdivurderinger og finansielle analyser, samt gir råd til aktører i det norske markedet – og således kan deres formening knyttet til de ulike parameterne gi en indikasjon på markedets syn på sentrale finansielle størrelser i Norge.

(Angell-Hansen, Gärdehall og Johansen 2013, 3).

Av svarene de fikk fant de at vektet gjennomsnittlig nivå på markedsrisikopremie i 2011 og 2012 var på 5,2 %, mens median for begge årene lå på 5 %. Dette var første gang de gjorde en slik undersøkelse og de hadde derfor ikke noe sammenligningsgrunnlag fra Norge. PwC Sverige hadde gjort en undersøkelse for det svenske markedet som viste en gjennomsnittlig markedspremie på 4,5 %, altså litt lavere (Angell-Hansen, Gärdehall og Johansen 2011). I rapporten for 2013-2014 fant de et vektet gjennomsnitt på 5,1 % for begge årene. Også der var median på 5 %, både for 2013 og 2014 (Angell-Hansen, Gärdehall og Johansen 2013). I

denne rapporten viser de også til en undersøkelse foretatt av Fernández, Aguirreamalloa og Linares (2013). Deres undersøkelse var internasjonal og hadde et bredere utvalg enn PwC og NFF. Artikkelen deres inneholder statistikk over risikofri rente og markedsrisikopremie for 51 land. Under er en tabell med noen av resultatene:

Tabell 4: Risikofri rente og markedsrisikopremie for utvalgte land

Land	2013			2012			2011		
	Gj.snitt	Median	Antall	Gj.snitt	Median	Antall	Gj.snitt	Median	Antall
Frankrike	6,1 %	6,0 %	134	5,9 %	6,0 %	82	6,0 %	6,0 %	45
Sverige	6,0 %	5,9 %	50	5,9 %	6,0 %	58	5,9 %	5,5 %	38
Norge	6,0 %	6,0 %	51	5,8 %	5,5 %	58	5,5 %	5,0 %	30
USA	5,7 %	5,5 %	2394	5,5 %	5,4 %	2223	5,5 %	5,0 %	1503
Danmark	6,4 %	5,9 %	6	5,5 %	5,0 %	43	5,4 %	4,5 %	12
Finland	6,8 %	6,0 %	7	6,0 %	6,0 %	37	5,4 %	4,7 %	18
Tyskland	5,5 %	5,0 %	343	5,5 %	5,0 %	281	5,4 %	5,0 %	71
UK	5,5 %	5,0 %	247	5,5 %	5,0 %	171	5,3 %	5,0 %	930

(Fernández, Aguirreamalloa og Linares 2013, 3, 12)

Her ser man høyere nivåer på markedsrisikopremien enn det PwC og NFF hadde i sine rapporter. Det er allikevel rimelig likt nivå over år og på tvers av landene. Dersom man ser på gjennomsnittstallene i tabellen sammen med gjennomsnittet Gjesdal og Johnsen (1999) fant på 6,2 % for årene 1967-1998, ser man at gjennomsnittet er rimelig stabilt over lange tidsperioder.

Som en kontroll av at CAPM metoden fungerer, vil jeg foreta en beregning av egenkapitalkostnaden for operatørselskapet til gassfunnet som presenteres senere. Den vil jeg bruke til å beregne en egen WACC for operatørselskapet. Nivået på WACC som jeg finner, vil jeg sammenligne med avkastningskravet operatørselskapet har brukt ved verdsetting av gassfunnet. Ligning 5.2 er imidlertid ikke skattejustert. En skattejustering vil påvirke den risikofrie renten. Statsrenten, som brukes som nivå på den risikofrie renten, må reduseres med skattesatsen på følgende måte:

$$\text{Skattejustert risikofri rente} = r_f * (1 - T_m)$$

(Gjesdal og Johnsen 1999, 75)

Dette påvirker også markedsrisikopremien. Årsaken er at normalnivået for markedsrisikopremien er beregnet med risikofri rente før skatt, og må derfor omvendt økes med skatten på risikofri rente. Det gjøres slik:

$$\text{Skattejustert markedsrisikopremie} = R_m - r_f * (1 - T_m)$$

(Gjesdal og Johnsen 1999, 75)

Ligning 5.2 blir med disse skattejusteringene slik:

$$k_e = r_f * (1 - T_m) + \beta_i [R_m - r_f * (1 - T_m)]$$

$$k_e = r_f - r_f T_m + \beta_i [R_m - r_f] + \beta_i r_f T_m$$

5.3

$$k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f] + r_f T_m (\beta_i - 1)$$

(Gjesdal og Johnsen 1999, 75)

Forskjellen på ligning 5.2 og 5.3 er kun det siste leddet. Mange forfattere, for eksempel Koller m.fl. (2010), ser bort fra dette leddet fordi denne korrigeringen for skatt blir så liten at den er ofte regnes som uvesentlig. Gitt for eksempel at risikofrirente er på 2 %, marginal skattesats er 27 % og beta er 0,8. Korrigeringen for skatt blir da:

$$\text{Korrigering for skatt} = r_f T_m (\beta_i - 1)$$

$$\text{Korrigering for skatt} = 0,2 * 0,27 (0,8 - 1) = -0,0108$$

Selv om dette korrigeringsleddet er lite vil jeg benytte ligning 5.3 i min beregning av egenkapitalkostnaden. I følge E24 Børs på en gitt dato i 2014, har operatørselskapet en beta (1 år) på 0,77. Forutsetter videre at anbefalingen fra Gjesdal og Johnsen (1999) er passende, jfr. overstående. Bruker da 3-årig statsrente som basis for den risikofrie renten. I henhold til

Dagens Næringsliv Finans (2014) den 31. mars er Norsk statligrente for 3 år på 1,69 %. Ved fastsettelse av markedsrisikopremien forholder jeg meg til undersøkelsen henvist til av PwC og NFF i deres rapport om markedsrisikopremien for årene 2013 og 2014 (Fernandéz, Aguirreamalloa og Linares 2013). Ved å ta gjennomsnittet av alle gjennomsnittstallene for de utvalgte landene i tabell 4, i årene 2011-2013, får jeg en markedsrisikopremie på 5,75 %. Jeg legger det til grunn i min videre beregning. Jeg benytter en marginal skattesats på 78 % fordi gassfunnet er på norsk sokkel og omfattes av særskattesatsen i petroleumsskatteloven (1975). Min beregning av egenkapitalkostnaden blir da:

$$5.3 \quad k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f] + r_f T_m (\beta_i - 1)$$

$$k_e = 0,0169 + 0,77 [0,0575] + 0,0169 * 0,78 (0,77 - 1)$$

$$\underline{k_e = 0,5814314}$$

5.1.2 Gjeldskostnaden etter skatt

Det neste steget er å finne gjeldskostnaden etter skatt. Teoretisk sett kan dette gjøres ved å beregne forventet avkastning på firmaets gjeld som er krevet av investorene. I praksis, i følge Titman og Martin (2011), brukes den lovede markedsrenten på selskapets gjeld, som estimat for forventet kostnad av selskapets lånefinansiering. Koller m.fl. (2010) foreslår også bruk av markedsrenten, på engelsk kalt «Yield to maturity (YIT)», som fremgangsmåte for å finne gjeldskostnaden. YIT relaterer seg til avkastning på et gjeldspapir, som regel obligasjoner. Direkte oversatt betyr «Yield to maturity» markedsrente frem til forfall. Det er altså et mål på den gjennomsnittlige avkastningen av en obligasjon hvis den kjøpes nå og beholdes helt til forfall. Dersom en investor vurderer kjøp av en obligasjon, vil vedkommende ikke bli lovet en avkastning. Isteden kan investoren beregne avkastningen ved å bruke obligasjonskursen, forfallsdato og kupongutbetalingene (Bodie, Kane og Marcus 1996). Beregning av YIT for gjelden til et selskap er allikevel vanskelig for de med en stor mengde privateid gjeld, fordi de ikke har markedspriser lett tilgjengelig. Det er derfor vanlig praksis å beregne gjeldskostnadene ved å bruke YIT på en portefølje av obligasjoner med tilsvarende kredittverdighet og modenhet som selskapets gjeld (Titman og Martin 2011). For mange obligasjonslån er det mulig å avlese i aviser og på børser hva nivået på YIT er. Merk at det er

gjeldskostnaden etter skatt som behøves til utregningen av WACC, så den beregnede YIT må multipliseres med 1 minus marginal skattesats (Koller m.fl. 2010).

En fallgrube ved beregning av gjeldskostnaden etter skatt med YIT dukker opp i de tilfeller hvor selskapets gjeld preges av muligheter for mislighold. Siden YIT er beregnet på bakgrunn av lovet avkastning kan den kun brukes til å estimere gjeldskostnaden dersom risikoen for mislighold er så lav at lovde kontantstrømmer er rimelige estimater for forventede kontantstrømmer (Titman og Martin 2011). Obligasjoner gjennomgår en kredittvurdering som karakteriserer dem etter grad av sikkerhet. For selskaper med gjeld av relativt sikker karakter (BBB eller høyere) er YIT et passende erstatningsestimater. For selskaper med lavere grad av sikkerhet på gjelden sin, anbefaler Koller m.fl. (2010) at de bruker APV-metoden for verdsetting av selskapet istedenfor WACC. Dette siden det foreligger en viss estimeringsfeil knyttet til beta og markedsrisikopremie. Den samlede usikkerheten til parameterne i WACC blir da for høy ved mulig estimeringsfeil også på gjeldskostnaden.

Operatørselskapet av gassfunnet i oppgaven er et børsnotert selskap som har kredittklassifisert gjelden sin ved bruk av Standard & Poors, et amerikansk kredittrating-byrå. Den langsiktige klassifiseringen av gjelden er innenfor kategorien AA. Beskrivelsen av denne kategorien er: «Veldig sterk kapasitet til å møte finansielle forpliktelser» (Standard & Poors 2014). Den kortsiktige klassifiseringen er innen kategorien A, som beskrives slik: «Sterk evne til å oppfylle økonomiske forpliktelser, men noe utsatt for ugunstige økonomiske forhold og endringer i omstendigheter» (Standard & Poors 2014). Siden gjelden er av en relativt sikker karakter vil det være mulig å benytte YIT for estimere gjeldskostnaden. Tar utgangspunkt i tall fra alle obligasjoner på Oslo Børs den 13. mars 2014. Det er en del variasjon i YIT på obligasjonene, men de fleste ligger på mellom 2 % og 3 %. Gjennomsnittet av alle sammen er 3,3 % (Oslo Børs 2014). Jeg velger å benytte denne satsen som gjeldskostnaden i min kontrollregning av WACC mot avkastningskravet til operatørselskapet. Nivået på gjeldskostnaden etter skatt blir da:

$$\text{Gjeldskostnad etter skatt} = YIT * (1 - T_m)$$

$$\text{Gjeldskostnaden} = 0,033 * (1 - 0,78)$$

$$\underline{\underline{\text{Gjeldskostnaden etter skatt} = 0,00726}}$$

Jeg benyttet her en marginal skattesats på 78 % fordi gassfunnet er på norsk sokkel og omfattes av særskattesatsen i petroleumsskatteloven (1975). Det er også sett bort fra begrensningen i sokkelfradraget, jfr. redegjørelsen i punkt 2.5.

5.1.3 Vektene til egenkapitalkostnaden og gjeldskostnaden etter skatt

Det siste steget før jeg kan beregne WACC er å finne vektene til egenkapitalkostnaden og gjeldskostnaden etter skatt.

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 236)

Vektene i formelen er representert ved $\frac{D}{V}$ og med $\frac{E}{V}$. Førstnevnte er vekten til gjeldskostnaden og beregnes ved å ta markedsverdien av *rentebærende* gjeld, delt på markedsverdi av totalkapitalen til selskapet. Sist nevnte vekt finnes ved å ta markedsverdien til egenkapitalen i selskapet og dele på markedsverdien av totalkapitalen. Disse vektene representerer den delen av firmaets investerte kapital som hver av kildene til kapitalen har bidratt med. Det er viktig å skille mellom bokført investert kapital og markedsverdien til den investerte kapitalen man skal frem til ved beregning av WACC (Titman og Martin 2011). Det er også viktig å ta utgangspunkt i selskapets målsatte kapitalstruktur, herunder med stabil gjeldsgrad. Dersom selskapet er i en kortsiktig nedgangstid (eller oppgangstid) på tidspunktet tall fra kapitalstrukturen hentes, vil det medføre at avkastningskravet ikke representerer «normal» tilstand for selskapet. Viktig å merke seg her er at i tilfeller med ekstreme endringer i kapitalstruktur, vil en verdsetting ved bruk av DCF-metoden medføre betydelige feil, fordi den forutsetter en konstant gjeldsgrad over tid. For slike selskaper bør APV-metoden benyttes (Koller m.fl. 2010, 266). Målsatt kapitalstruktur for modne selskaper, slik som operatørselskapet av gassfunnet er, er ofte tilnærmet lik selskapets nåværende gjeldsgrad om en bruker markedsverdier for gjeld og egenkapital. I følge Koller m.fl. (2010, 266) er det mulig å estimere den målsatte kapitalstrukturen. Det kan gjøres med en kombinasjon av tre tilnærminger. Først anslår man selskapets nåværende kapitalstruktur med markedsverdier. Deretter gjennomgås kapitalstrukturen til sammenlignbare selskaper. Til slutt gjennomgås tilnærmingen ledelsen har til finansiering av virksomheten, og hvilke implikasjoner de har for selskapets målsatte kapitalstruktur.

Det vil ta tid å undersøke hvilken tilnærming ledelsen av operatørselskapet har til selskapets målsatte kapitalstruktur. Forutsetter derfor at operatørselskapet har målsatt kapitalstruktur i dag, siden det er et børsnotert selskap som kan karakteriseres som et modent selskap. For å finne markedsverdien av egenkapitalen vil jeg benytte dagens børspris, multiplisert med antall utestående aksjer. Jeg bruker utestående aksjer istedenfor utstedte aksjer, fordi da er ikke selskapets egne aksjer med (Koller m.fl. 2010). Børskursen per den gitte dato 14. mars 2014 er på kr. 162,50. Antall utestående aksjer er 3 180 683 000 per 31. desember 2013 basert på et vektet gjennomsnitt av ordinære aksjer, i henhold til operatørselskapets egen årsrapport. Dette gir en markedsverdi av egenkapitalen på:

$$E = 162,5 * 3\ 180\ 683\ 000$$

$$\underline{E = 516\ 860\ 987\ 500}$$

Markedsverdi for gjelden baserer seg på operatørselskapets rentebærende gjeld. Siden jeg ikke har opplysninger om hvor stor del av gjelden som er rentebærende forutsetter jeg at all gjelden er det. I følge Boye og Meyer (2008) er markedsverdien av gjeld normalt lik pålydende dersom de har flytende rente. Derfor forutsetter jeg også at hele gjelden operatørselskapet har, er gjeld med flytende rente. Disse forutsetningene er av forenklingsårsaker. Den totale gjelden til operatørselskapet per 31. desember 2013 er i henhold til årsrapporten for 2013:

$$\underline{D = 529\ 600\ 000\ 000}$$

Dette gir en markedsverdi av total kapitalen på:

$$V = E + D$$

$$V = 516\ 860\ 987\ 500 + 529\ 600\ 000\ 000$$

$$\underline{V = 1\ 046\ 460\ 987\ 500}$$

Dette gir videre følgende vekter, som skal brukes for å beregne WACC for operatørselskapet:

$$\frac{E}{V} = \frac{516\ 860\ 987\ 500}{1\ 046\ 460\ 987\ 500} = 49,39 \%$$

$$\frac{D}{V} = \frac{529\,600\,000\,000}{1\,046\,460\,987\,500} = 50,61\%$$

5.1.4 Beregning av WACC

Setter nå alle parameterne inn i formelen for WACC:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

$$WACC = 0,5061 * 0,00726 + 0,4939 * 0,05814314$$

$$\underline{WACC = 0,032392 \approx 3,2\%}$$

Verdsettelsen av gassfunnet som presenteres senere i oppgaven er diskontert med et avkastningskrav på 8 %. Det er langt høyere enn hva jeg har kommet frem til her. Det kan skyldes noen av mine forutsetninger. For eksempel har jeg lagt til grunn at all gjeld operatørselskapet har, er rentebærende gjeld. Det er meget sannsynlig at selskapet legger til grunn andre forutsetninger enn mine, da de har fullt innsyn i sin egen virksomhet. Det kan forklare forskjellen mellom min estimerte WACC, og den WACC de har benyttet. I årsrapporten for 2013 opplyser operatørselskapet at reell basisrente som brukes til diskontering er på 6,5 % etter skatt. Denne renten er, i følge årsrapporten, utledet fra selskapets WACC. Diskonteringsrenten før skatt opplyser de til å være i størrelsesorden 8-12 % avhengig av spesifikke egenskaper til ulike aktiva, eksempelvis skattebehandling, kontantstrømprofiler og økonomisk liv. Videre ses det på om oppdeling av selskapsspesifikk WACC til avdelingsspesifikk og prosjektspesifikk WACC kan få betydning.

5.2 Avdelingsspesifikk WACC

En selskapsspesifikk WACC beregnes på bakgrunn av selskapet som en helhet. Det tas ikke hensyn til eventuelle forskjeller i risiko på tvers av avdelinger eller prosjekter. Titman og Martin (2011, 153) viser til at det er en sammenheng mellom avkastning og risiko på investeringer. Investeringene med lav avkastning er også de med minst risiko. De bruker som eksempel at investeringer med lav risiko har lik kontantstrøm med en portefølje med obligasjoner, og vil ha en lavere kapitalkostnad enn investeringer med høyere risiko som har kontantstrømmer lik en portefølje av aksjer. Det er viktig å se på sammenhengen mellom

risiko og avkastning. Ta et selskap som bruker en selskapsspesifikk WACC for eksempel. De vil ikke velge investeringer med en internrente lavere enn diskonteringsrenten. Det som ikke kommer frem er at de investeringene som blir lønnsomme, er også de med mest risiko. Selskapet kan dermed gå glipp av relativt sikre investeringer fordi det ikke ses på det enkelte prosjekt hver for seg. Resultatet av kun å velge høy-risiko prosjekter er at selskapet blir mer risikofylt med tiden.

Alternativet for selskapene er å dele opp kapitalkostnaden til ulike avdelinger. Tanken er at hver avdeling påtar seg investeringer med ulik nivå av risiko og at nivået på WACC som brukes er unik for hver avdeling. Dersom det er mulig, kan avdelingene deles opp etter type industri. Den avdelingsspesifikke WACC beregnes da på bakgrunn av gjennomsnittlig selskapsspesifikk WACC innen hver industri (Titman Og Martin 2011). Operatørselskapet er et selskap med mange slike avdelinger. De kan deles inn i leting, produksjon og til slutt salg av petroleumsrelaterte produkter som bensin, olje og gass. Hver del har sin egen spesielle risiko. For å avgjøre hvilken WACC som skal brukes til hver enkelt, kan sammenlignbare selskaper brukes. Herunder selskaper som kun opererer i den enkelte avdeling, altså et selskap som kun driver med leting, et som kun produserer osv. Ved å estimere WACC for det sammenlignbare selskapet finnes samtidig WACC for avdelingen (Titman og Martin 2011, 159-160).

Det er allikevel noen fallgruver en bør være obs på. For det første kan utvalget av bedrifter i en gitt bransje være dårlige sammenligninger for den avdelingen analytikerne har identifisert. I tillegg er det ikke gitt at avdelingen som analyseres har samme kapitalstruktur som de selskapene den sammenlignes med. For det tredje kan det være betydelig forskjell i risiko mellom investeringene innad i en avdeling (Titman og Martin 2011, 161-162).

Avdelingsspesifikk WACC kan med andre ord være en bedre løsning enn selskapsspesifikk WACC, men ikke i alle tilfeller. Fordeler og ulemper må veies mot hverandre. Videre presenteres prosjektspesifikk WACC.

5.3 Prosjektspesifikk WACC

Prosjekter med ulik risiko bør diskonteres med ulik rente. Investeringsobjekter med lav risiko krever en lavere diskonteringsrente. Fremgangsmåten for å fastslå WACC til et spesifikt prosjekt er lik fremgangsmåten til selskapsspesifikk WACC. Det betyr at gjeldskostnaden, egenkapitalkostnaden og vektene for hver kilde til kapital må estimeres. En snarvei er å bruke

samme nivå på gjeldskostnaden etter skatt og på egenkapitalkostnaden som ved selskapsspesifikk WACC (Titman og Martin 2011, 172). Forskjellen ligger i vektene ($\frac{D}{V}$ og $\frac{E}{V}$). Vektene for et prosjekt har her sammenheng med gjeldskapasitet. Titman og Martin (2011, 171) definerer gjeldskapasiteten til et prosjekt som: «the amount of *additional debt* the firm can take on as a result of undertaking the project, without lowering the firm's credit rating». Risikable prosjekter vil generelt sett ha lavere gjeldskapasitet fordi de krever mer egenkapital for å kompensere for høy risiko. Beregnet WACC for prosjektene vil da være et rimelig estimat av forskjellene mellom kapitalkostnadene av ulike prosjekter. Denne snarveien representerer riktig diskonteringsrente i alle tilfeller hvor forskjellen i gjeldskapasitet fullt ut reflekterer systematisk risiko, på tvers av prosjekter. WACC for prosjekter vil, med denne tilnærmingen, være høy for prosjekter med høy risiko og lav gjeldskapasitet. Likeledes vil WACC være lav for lav-risiko prosjekter med høy gjeldskapasitet.

Utfordringen med denne «snarveien» for å fastsette WACC, er å finne prosjektets gjeldskapasitet. En måte er å finne volatiliteten til prosjektets kontantstrømmer. Hvis prosjektet sine kontantstrømmer er mer volatil enn de totale kontantstrømmene til selskapet, så vil prosjektet ha en mindre gjeldskapasitet enn selskapet totalt sett. Det betyr at hvis selskapet har en gjeldsgrad på 40 %, så vil det risikable prosjektet muligens bare ha en gjeldskapasitet på 25 %. Estimeringen av prosjektets gjeldskapasitet er imidlertid subjektivt (Titman og Martin 2011, 172).

Alternativt kan en forutsette at prosjektet er finansiert med gjeld hvor prosjektet er den eneste kilden til sikkerhet. Kreditor kan da ikke ty til sikring i firmaets øvrige eiendeler i tilfelle mislighold. På denne måten er gjelden til prosjektet gitt. Vektene er allikevel også et problem i dette tilfellet fordi markedsverdien av egenkapitalen er ukjent. Fremgangsmåten for å finne markedsverdien er først å benytte kontantstrømmen for å verdsette egenkapitalen. I stedet for kontantstrøm til totalkapitalen, brukes kontantstrømmen til egenkapitalen. Denne diskonteres deretter med egenkapitalkostnaden istedenfor med WACC (Koller m.fl. 2010). For å finne kontantstrømmen til egenkapitalen kan analytikeren ta utgangspunkt i prosjektets totale kontantstrøm og trekke fra kontantstrømmen til kreditorene:

$$\text{Prosjekt FCF} = \text{Kreditors kontantstrøm} + \text{Egenkapital FCF}$$

$$\text{Egenkapital FCF} = \text{Prosjekt FCF} - \text{Kreditors kontantstrøm}$$

(Titman og Martin 2011, 165)

Kontantstrømmen til kreditor består av renter og avdrag, samt skattefradrag som følge av renter. Som tillegg kommer eventuelle gebyr ved etablering av nye lån, hvilket for kreditor er en inntekt. Beregning av kontantstrømmen til kreditor kan derfor se slik ut:

$$\text{Kreditors kontantstrøm} = \text{rentekostnader etter skatt} - \text{netto gjeldsinntekter}$$

(Titman og Martin 2011, 165)

Hvor:

$$\text{Rentekostnader etter skatt} = -\text{betalte renter} + \text{skattefradrag av betalte renter}$$

$$\text{Netto gjeldsinntekter} = \text{betalte avdrag} + \text{gebyr ved etablering av nytt lån}$$

(Titman og Martin 2011, 165)

Netto gjeldsinntekter representerer endringer i avdrag. Merk at utbetalinger betegnes som negativ kontantstrøm og innbetalinger som positiv kontantstrøm.

Etter å ha funnet kontantstrøm til egenkapitalen, er det egenkapitalkostnaden til prosjektet som står for tur. Problemet er å finne beta til prosjektet. Beta og egenkapitalkostnaden bestemmes av gjeldsgraden til prosjektet, men for å finne den må man vite markedsverdien av egenkapitalen. En må beherske to forhold samtidig, og ender opp i en ond sirkel. Analytikere kan da ty til bokført verdi av egenkapitalen til prosjektet. Det vil ikke gi en korrekt nåverdi, men nåverdien vil i det minste ikke være overvurdert.

Det er mulig å finne betaen, men det er tidkrevende. Følgende redegjøres det for en prosess for å finne betaen. Prosessen begynner med å finne selskaper som kan sammenlignes med prosjektet. Tenk at prosjektet tilsvarer et eget aksjeselskap og finn selskaper som er sammenlignbare. Bruk de selskapene for å finne betaen til prosjekter som kun finansieres med egenkapital. Når beta for hvert sammenlignbart selskap er funnet, brukes gjennomsnittet av

dem som estimat for beta til prosjektet, gitt at prosjektet kun er finansiert med egenkapital. For å estimere prosjektets egenkapitalkostnad må den estimerte betaen endres slik at den også gjelder for prosjektet når det er finansiert med både egenkapital og gjeld. Følgende ligning kan brukes:

$$5.4 \beta_{Egenkapital} = \beta_{uten \ gjeldsfinansiering} \left(1 + \frac{gjeld}{egenkapital}\right) - \beta_{gjeld} \left(\frac{gjeld}{egenkapital}\right)$$

(Titman og Martin 2011, 170)

Uttrykkene i ligningen er:

$\beta_{egenkapital}$ = egenkapitalens sensitivitet i forhold til markedet

$\beta_{uten \ gjeldsfinansiering}$ = egenkapitalens sensitivitet i forhold til markedet, gitt at selskapet ikke har gjeld

β_{gjeld} = gjeldens sensitivitet til markedet

Første steg er da å finne forholdet mellom gjeld og bokført egenkapital (Titman og Martin 2011, 168-170). Gjelden er gitt siden dette var et prosjekt hvor kreditor kun har sikkerhet i dette ene prosjektet. Forutsetter her at jeg kjenner til et estimat for β til gjelden.

Talleksempel:

Gjeld	120
Bokført egenkapital	30
Forholdet mellom gjeld og bokført egenkapital = 120/30 =	4
Kontantstrøm til egenkapitalen (CF _e)	6
Estimert β_{gjeld}	0,3
Estimert gjennomsnittlig $\beta_{uten \ gjeldsfinansiering}$	0,4

Setter dette inn i ligning 5.4:

$$5.4 \beta_{Egenkapital} = \beta_{uten \ gjeldsfinansiering} \left(1 + \frac{gjeld}{egenkapital}\right) - \beta_{gjeld} \left(\frac{gjeld}{egenkapital}\right)$$

$$\beta_{Egenkapital} = 0,4 * (1 + 4) - 0,3 * 4 = 0,8$$

Setter så beta til egenkapitalen inn i ligningen fra CAPM-modellen redegjort for under beregning av selskaps-spesifikk WACC i punkt 5.1.1. Velger å benytte ligningen uten korrigering for skatt, herunder ligning 5.2:

$$5.2 \quad k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f]$$

Forutsetter en risikofri rente her på 2 % og en markedsrisiko på 5 %. Det gir følgende egenkapitalkostnad:

$$k_e = 0,02 + 0,8 * 0,05 = 0,06$$

Finner verdien til prosjektets egenkapital med følgende ligning:

$$\text{Prosjektets egenkapitalverdi} = \frac{CF_e}{k_e}$$

(Titman og Martin 2011, 170)

Setter inn tallene fra talleksempelen og får:

$$\text{Prosjektets egenkapitalverdi} = \frac{6}{0,06} = 100$$

Siden dette er høyere enn bokført verdi av egenkapitalen ser man at prosjektet skaper verdi, men også at beta til egenkapitalen er lavere og at egenkapital verdien benyttet (30 i bokført verdi) burde vært høyere. For å forbedre estimatet av både egenkapitalkostnaden og prosjektet egenkapitalverdi, kan man erstatte den bokførte verdien av egenkapitalen med verdien som nettopp er beregnet (Titman og Martin 2011):

Nytt forhold mellom gjeld og egenkapital: $120/100 = 1,2$

Ny beta til egenkapitalen: $\beta_{Egenkapital} = 0,4 * (1 + 1,2) - 0,3 * 1,2 = 0,52$

Ny egenkapitalkostnad: $k_e = 0,02 + 0,52 * 0,05 = 0,046$

Ny verdi av prosjektets egenkapital: $\text{Prosjektets egenkapitalverdi} = \frac{6}{0,046} = 130,4$

Gjør samme runddansen en gang til og får:

Nytt forhold mellom gjeld og egenkapital: $120/130,4 = 0,92$

Ny beta til egenkapitalen: $\beta_{Egenkapital} = 0,4 * (1 + 0,92) - 0,3 * 0,92 = 0,492$

Ny egenkapitalkostnad: $k_e = 0,02 + 0,492 * 0,05 = 0,0446$

Ny verdi av prosjektets egenkapital: $Prosjektets\ egenkapitalverdi = \frac{6}{0,0446} = 134,53$

Tredje omgang:

Nytt forhold mellom gjeld og egenkapital: $120/134,53 = 0,89$

Ny beta til egenkapitalen: $\beta_{Egenkapital} = 0,4 * (1 + 0,89) - 0,3 * 0,89 = 0,489$

Ny egenkapitalkostnad: $k_e = 0,02 + 0,489 * 0,05 = 0,04445$

Ny verdi av prosjektets egenkapital: $Prosjektets\ egenkapitalverdi = \frac{6}{0,04445} = 134,98$

Ved å gjøre dette om og om igjen, vil verdien til slutt konvergere. Etter bare tre omganger er det ikke store endringen i egenkapitalkostnaden og i verdien av prosjektets egenkapital.

Markedsverdien til egenkapitalen er da funnet. Legges gjelden til denne verdien er prosjektets totalverdi kalkulert. Dette kan igjen brukes til å finne prosjektets WACC:

Prosjektets totalverdi = $120 + 134,98 = 254,98$

Vekten til prosjektets gjeld = $120/254,98 = 0,4706$

Vekten til prosjektets egenkapital = $134,98/254,98 = 0,5294$

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

$$WACC = 0,4706 * 0,03 + 0,5294 * 0,04445 = 0,03764983 \approx 3,76 \%$$

Det er altså mulig å finne en prosjektspesifikk WACC. Dessverre kan det ta tid å regne ut siden man må gjøre nye beregninger hver gang man får et nytt forhold mellom egenkapital og gjeld. Dog, det kan løses ved bruk av dataprogrammer.

5.4 Valg av Selskapsspesifikk, avdelingsspesifikk eller prosjektspesifikk WACC

Seks av ti selskaper bruker, i følge Titman og Martin (2011, 155) en selskapsspesifikk diskonteringsrente til å vurdere alle sine investeringsobjekter. Det kan være flere årsaker til

det. Noen selskaper opererer innen et enkelt segment og en enkelt diskonteringsrente kan da være representativ for alle investeringer. Et annet aspekt er at bruk av mange ulike diskonteringsrenter kan være tidkrevende å beregne og utgjør en ekstra administrativ kostnad.

Med hensyn til operatørselskapets WACC vil det være problematisk å definere avdelinger som kan brukes for å finne avdelingsspesifikk WACC. Det vil også være ganske tidkrevende å finne sammenlignbare selskaper som passer til hver definert avdeling. For å finne prosjektspesifikk WACC er man også avhengig av å finne selskaper som kan sammenlignes med prosjektet, hvilket kan være en utfordring. Det enkleste synes derfor å være bruk av en selskapsspesifikk WACC. Selskapene vil muligens gå glipp av lavrisikoprosjekter med tilsvarende lav avkastning. Dog, alt tatt i betraktning, er nok ikke det et stort nok tap i seg selv til å endre praksisen blant dagens selskaper.

5.5 Fase 2

For å kompensere for usikkerhet knyttet til kontantstrømmer og nivået på kapitalkostnaden, bør den innledende DCF-analysen kombineres med en fase 2. I denne fasen ligger scenarioanalyse, sensitivitetsanalyse og simuleringsanalyse. En scenarioanalyse ser på ulike utfall av prosjektet. For eksempel hva som kan være «verste» og «beste» utfall. En kan evaluere prosjektet ved først å bruke de mest optimistiske estimatene for verdidriverne, og deretter de mest pessimistiske. Da kan det være lettere å forstå risikoen ved prosjektet. Selv om scenarioanalyse er veldig nyttig, er det ingen systematisk måte å definere de ulike scenarioene på. Antallet potensielle scenarioer er bare begrenset til fantasien til analytikeren som foretar verdsettingen. Den neste analysen i fase 2 er sensitivitetsanalyse. Det som brukes mye her er nullpunktsanalyse. En ser da på den kritiske verdien av den bestemte verdidriveren som skyver nettonåverdi (NNV) ned til null. Ved verdsettelse av et oljefunn kan en eksempelvis se på hvilken oljepris som gir NNV til prosjektet lik null. Den siste analysen er en simuleringsanalyse. Monte Carlo simulering er en matematisk teknikk som gjør det mulig for analytikeren å gjøre rede for risiko i kvantitativ analyse og beslutningstaking. Simuleringen gir analytikeren en rekke mulige utfall og sannsynlighetene for at de vil oppstå ved ulike handlingsvalg. Scenarioanalyse og simulering kan være komplementære verktøy, fordi scenarioanalysen hjelper analytikeren til å tenke gjennom prosjektets potensielle utfall og til å identifisere viktige verdidrivere (Titman og Martin 2011).

6.0 Fremgangsmåte ved APV-metoden

I dette kapitlet vil fremgangsmåten til APV-metoden gjennomgås i detalj. I gjennomgangen vil det også forklares hvordan avkastningskravet skal beregnes for de ulike metodene. Der det passer vil det også kommenteres hvordan det ofte gjøres i praksis. Videre vil metoden til Osmundsen og Johnsen (2013) og metoden til Finansdepartementet drøftes opp mot teori i kapittel 8.

I teorien om APV-metoden, omtales det i likhet med DCF-metoden, som oftest verdsetting av *selskaper*. Fremgangsmåten for verdsettelse av et selskap med APV-metoden kan forklares med tre steg. Det første steget er å estimere verdien av selskapet som om det kun var finansiert med egenkapital. Deretter vurderes nåverdien av skattebesparelsene som følger av renter generert ved å låne en gitt sum penger. Til slutt evalueres innsatsen som må til for å låne beløpet, herunder sannsynligheten for at selskapet vil gå konkurs, og hva en konkurs vil forventes å koste (Damodaran 2012, 398). Denne måten å finne verdien av selskaper med APV-metoden samsvarer med Myers (1974). Oppsummert vil det se slik ut:

$$APV = NNV(\text{gitt ingen gjeld}) + NV(\text{skattefradrag}) + NV(\text{andre forhold})$$

Uttrykkene i ligningen er:

$NNV(\text{gitt ingen gjeld})$ = netto nåverdi av selskapet gitt at det ikke har gjeld

$NV(\text{skattefradrag})$ = nåverdi av forventede skattefradrag

$NV(\text{andre forhold})$ = nåverdi av andre forhold, eksempelvis risiko for konkurs og hva det ville kostet.

Tanken er å separere verdi skapt av selskapet, som om det kun var finansiert av egenkapital, fra verdi skapt av valgt finansiering. Verdsettelsen gjøres ved å diskontere fri kontantstrøm med den egenkapitalkostnaden selskapet ville hatt uten gjeld. Deretter legges til nåverdien skapt av selskapets bruk av gjeld (Koller m.fl. 2010).

Siden det i denne oppgaven kun verdsettes prosjekter, er metoden ikke fullt så omfattende. Dette fordi prosjektene har en fastsatt sluttdato, og det er derfor ikke behov for å beregne kontantstrømmer for all evighet. Ved verdsettelse av prosjekter er stegene likevel slik Damodaran (2012) foreslår ovenfor. Verdsettelse av prosjekter er kun enklere i steg 1 når kontantstrømmene prognostiseres. Dette fordi det i likhet med DCF-metoden, ikke er

nødvendig å prognostisere kontantstrømmer for all evig framtid. I tillegg er det ikke aktuelt å ta med vekst i beregningene. Ehrhardt og Daves (1999) gir en god oversikt over hvilke effekter vekst får, om det skulle være aktuelt. Disse effektene vil ikke redegjøres for i denne oppgaven siden olje- og gassfelt som verdsettes her, ikke forventes å vokse.

6.1 Verdi av skattefradrag

Jeg vil begynne med å redegjøre for steg 2 av APV-metoden. Steg 2 er, i følge Damodaran (2012), å vurdere nåverdien av skattebesparelser. Årsaken til at jeg vil redegjøre for steg 2 før steg 1, er fordi vurderingene om hvilken diskonteringsrente som skal brukes for skattefradragene, påvirker steg 1.

Aktuelt for steg 2 av APV-metoden er kontantstrømmene generert av gjeld, herunder skattefradrag som følge av, for eksempel, renter på et gitt lån. Det er tre forhold som bør diskuteres her. Det første er hvilken skattesats som skal brukes, og om den vil endre seg over tid. Det neste er nivået på gjeld, og om den vil endre seg over tid. Det siste forholdet er hvilken diskonteringsrente som skal brukes for å finne nåverdien.

Det er mulig å regne ut hva skattefradraget til et selskap blir, som følge av renter på lån. Fremtidige skattefradrag kan beregnes med marginal skattesats og selskapets YIT for de selskaper med relativt sikker gjeld, herunder en kredittrating på BBB eller høyere jfr. skalaen til Standard & Poors (tidligere omtalt under punkt 5.1.2). Fremgangsmåten er å ta fjorårets netto gjeld multiplisert med selskapets YIT. Dette resulterer i en forventet rentebetaling, som multipliseres med marginal skattesats. Det gir forventet skattefradrag fra renter på lån i år:

$$\text{Skattefradrag} = D_{t-1} * YIT * T_m$$

(Koller m.fl. 2010, 125)

Denne operasjonen må gjentas for å finne fremtidige års skattefradrag. Ettersom det i denne oppgaven hovedsakelig ses på prosjekter med en gitt levetid, er det ikke nødvendig å kalkulere skattefradrag for all fremtid. Det gjør det enklere, da man kun behøver å gjenta fremgangsmåten for de årene prosjektet er planlagt å eksistere. Merk at om det forventes endringer i gjeld og skattesats kan det legges inn for det året man forventer endringen, slik at skattefradraget gjenspeiler endringen.

For de selskaper eller prosjekter som ikke har en sikker gjeld, blir det ikke riktig å regne ut skattefradragene med marginal skattesats og YIT alene. De kan bruke samme metoden, men for å kompensere for den ekstra risikoen på gjeld er nødvendig å legge til et risikotillegg. Dette kan gjøres under steg 3 av APV-metoden. Dette omtales videre under punkt 6.3.2.

6.1.1 Valg av diskonteringsrente

Etter å ha funnet skattefradragene er det et spørsmål om hvilken diskonteringsrente som skal brukes. Utfordringen er at det er ingen enighet i den eksisterende litteraturen om hva som er den korrekte måten å beregne verdien av skattefradragene (Fernandez 2004, 145).

Akademikerne er enig i at skattefradragene, som alle andre kontantstrømmer, skal diskonteres med en rente som reflekterer risikoen (Luehrman 1997). Myers (1974) var den første som presenterte APV-metoden. Han argumenterer for at risikoen til skattefradrag som oppstår som følge av gjeld, har samme risiko som gjelden. Skattefradragene bør derfor diskonteres med gjeldskostnaden. Luehrman (1997) er enig med Myers om bruk av gjeldskostnaden som diskonteringsrente. Luehrman gjør allikevel oppmerksom på at de som har råd til å betale renter, men som ikke får benyttet seg av skattefradraget, burde bruke en høyere diskonteringsrente enn gjeldskostnaden. Han viser også til at andre argumenterer for høyere diskonteringsrente, siden ledere justerer gjeldsgraden i selskapet opp og ned basert gjeldende forretningsforhold og selskapets formue, hvilket medfører at fremtidige rentebetalinger og derav skattefradragene varierer. Basert på dette har Luehrman (1997) lagt til grunn en diskonteringsrente for sitt eksempel som var litt høyere enn den gjennomsnittlige gjeldskostnaden. En annen fremstilling er den til Miles og Ezzel (1980). De bruker gjeldskostnaden til å diskontere skattefradragene for det første året, men deretter for år 2 og utover benyttes egenkapitalkostnaden til selskapet gitt at det ikke har gjeld.

Ruback (2002, 86) trekker frem, i likhet med de andre, at skattefradragene som regel diskonteres med gjeldskostnaden. I tillegg viser han at diskonteringsrenten til skattefradragene kan beregnes ved hjelp av CAPM metoden:

$$5.2 \quad k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f]$$

For å skille egenkapitalkostnaden som beregnes i ligning 5.2, fra diskonteringsrenten til skattefradragene, som er målet her, har jeg endret noen av notasjonene. I tillegg er skatteleddet tatt bort. Dette fordi det som regel er så nært null at det ikke får effekt.

$$K_{txa} = r_f + \beta_{txa} * [R_m - r_f]$$

(Ruback 2002, 95)

De nye uttrykkene i ligningen er:

K_{txa} = diskonteringsrenten til skattefradragene

B_{txa} = betaverdien til skattefradragene knyttet til gjeldsfinansiering

For å vise at ligningen stemmer har Ruback gitt et eksempel. Han viser at i de tilfeller hvor gjelden antas å være et fast pengebeløp, vil beta til skattefradragene være lik beta til gjelden. Da vil gjeldskostnaden være riktig diskonteringsrente for skattefradragene (Ruback 2002, 96).

Dersom man forutsetter at skattesatsen og gjelden er konstant, vil skattefradragene være konstant over tid. Når kontantstrømmen her diskonteres med gjeldskostnaden blir steg 2 av APV-metoden veldig enkel. Siden skattefordelen er en funksjon av skattesats og betalte renter, kan verdien av skattefradragene derfor regnes ut med følgende ligning:

$$\text{Verdi av skattefradrag} = \frac{T_m * k_d * D}{k_d}$$

$$\text{Verdi av skattefradrag} = T_m * D$$

(Damodaran 2012, 398)

Et annet eksempel er når gjelden antas å være proporsjonal med total kapitalverdien til selskapet (konstant gjeldsgrad). Da vil beta til skattefradragene være lik beta til egenkapitalen gitt at selskapet ikke har gjeld. Riktig diskonteringsrente for slike tilfeller vil, i følge Ruback (2002, 98), være egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld. Koller m.fl. (2010, 803) har i et eksempel lagt til grunn at skattefradragene bør diskonteres med egenkapitalkostnaden til selskapet, gitt at selskapet ikke har gjeld. Koller m.fl. (2010) valgte å gjøre det fordi de ville vise at APV kan gi samme verdi som DCF-metoden, hvilket krever like forutsetninger for begge metodene. Dette omtales videre i kapittel 7. Andre artikler som bruker

egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld som diskonteringsrente er Kaplan og Ruback (1995). De forutsetter at skattefradragene har samme systematiske risiko som selskapets underliggende kontantstrømmer. Denne forutsetningen muliggjør en metode de kaller komprimert APV-metode. Komprimert APV-metode betyr i praksis at de slår sammen steg 1 og 2. De kan gjøre det fordi kontantstrømmene til skattefradragene og kontantstrømmene i steg 1, diskonteres med samme rente.

Merk at forutsetningen om at gjelden skal være strengt proporsjonal med verdien til firmaet til en hver tid, er lite realistisk. Ruback (2002, 99) refererer imidlertid til Graham og Harvey (2001) som sier at 80 % av selskaper har en viss målsatt gjeldsgrad, og at større selskaper holder seg tett inntil målet. Dette betyr at selskaper med en målsatt gjeldsgrad (som de også holder seg til over tid) kan benytte egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld, som diskonteringsrente. I øvrige tilfeller vil forutsetningen som ligger til grunn for bruk av denne diskonteringsrenten, være upassende og medføre estimeringsfeil.

Det er selvfølgelig også mulig at selskapet har en gjeld som består av to komponenter, hvor den første er et fast pengebeløp og den andre er proporsjonal med selskapsverdien. Beta til skattefradragene vil i slike tilfeller være verdivektet gjennomsnitt av beta til gjeld som et fast pengebeløp og beta til gjeld som er proporsjonal med verdien til selskapet (Ruback 2002, 100).

Oppsummert bør analytikeren vurdere gjeldspolitikken til objektet som skal verdsettes, for å finne verdien i steg 2 av en APV-metode. Basert på overstående redegjørelse vil gjeldspolitikken påvirke hvilken diskonteringsrente som brukes til å diskontere fremtidige skattefradrag.

6.1.2 Alternativ til diskontering av skattefradragene

Et alternativ til diskontering av skattefradragene, er gitt av Fernandez (2004). Han foreslo at man finner verdien av skattefradragene ved å finne differansen i skatteberegningen til et selskap. Først finner man ut hvor mye skatt selskapet ville betalt om det var fullt ut egenkapitalfinansiert. Deretter finner man ut hva selskapet faktisk ville betalt, altså at selskapets gjeld blir med i beregningen. Differansen mellom disse skatteberegningene vil være skattefradragene som følge av gjeld. Han peker også på at det ikke nødvendigvis er feil om man velger å finne skattefradragene først og deretter diskontere dem. Det han derimot gjør

oppmerksom på, er at diskonteringsrenten da må reflektere skattefradragenes risiko. Problemet er at risikoen til skattefradragene er vanskelig å fastslå fordi de representerer differansen mellom to kontantstrømmer med ulik risiko. Skatten til selskapet *gitt ingen gjeld* blir da den ene kontantstrømmen, mens skatten til det samme selskapet *med gjeld* blir den andre. For å finne nåverdien av skattefradragene diskonterer man kontantstrømmene hver for seg. Da er det mulig å ta hensyn til den enkelte kontantstrømmens risiko. Når kontantstrømmene er diskontert, vil differansen mellom dem representere nåverdien av skattefradragene.

Det er, i følge Fernandez (2004, 152), mange artikler om verdien av skattefradrag. Forskjellen mellom hans artikkel og de andre sine, er at de andre mener skattefradragene kun skyldes betaling av renter på gjeld. Fernandez mener man, med hans metode, får frem også andre effekter som påvirker skattefradrag. Derav kan ikke skattefradragene som følge av gjeld beregnes som bare nåverdien av skattefradrag forbundet med renter. Dette motsier standard resultater i litteraturen i følge Cooper og Nyborg (2006). De har skrevet en artikkel som svar på artikkelen til Fernandez (2004). De viser til at skattefradragene faktisk skyldes renter på gjeld, og at man derfor kan diskontere dem som gjort tidligere. Fieten m.fl. (2005, 185) mener imidlertid at Fernandez har et gyldig poeng når han påstår at skattefradrag kan verdsettes som differansen mellom nåverdien av skatt betalt av et selskap med gjeld, og nåverdien av skatten som ville blitt betalt dersom det samme selskapet ikke hadde hatt gjeld. Dog, mener de også at han gjør noen feil i beregningene sine. Feilen de mener han gjør er i forhold til hvilken gjeldspolitik selskapet forventes å følge. De peker på at Fernandez har blandet retningslinjene til Miles og Ezzels gjeldspolitik med retningslinjene om gjeldspolitik til Miller og Modigliani. Han har tatt utgangspunkt i en virkelighet som stemmer med Miller og Modigliani og satt det inn i kalkulasjoner som er basert på Miles og Ezzel sin virkelighet (Cooper og Nyborg 2006, 216).

Artikkelen til Fernandez (2004) er diskutert av andre forfattere som hevder han gjør noen feil i sine beregninger. Jeg velger derfor ikke å redegjøre videre for hvordan man ville gått frem med hans fremgangsmåte for verdsetting av skattefradragene. Isteden går diskusjonen videre på diskontering av skattefradragene, herunder risikofri rente som diskonteringsrente.

6.1.3 Risikofri rente som diskonteringsrente

Finansdepartementet mener skattefradrag skal diskonteres med en risikofri rente. De henviser til kilder og skriver: «Det er standard metode i økonomisk analyse at sikre skattefradrag skal verdsetjast med ei risikofri rente» (Prop. 150 LS 2012-2013, 13). Osmundsen og Johnsen (2013) mener Finansdepartementet har vist at skattefradragene ikke er sikre ettersom de nå har endret dem. I tillegg er det antydnet at friinntekten burde vært redusert helt ned til 0,5 % per år over fire år, slik det står i NOU 2000:18. Med det legger Osmundsen og Johnsen (2013) til grunn at det er en risiko for enda større endringer i skattereglene til ugunst for petroleumsvirksomheter.

En av kildene som underbygger Finansdepartementets påstand er Summers (1987). I denne artikkelen er avskrivninger brukt som eksempel på kontantstrøm fra skattefradrag. Artikkelen peker på forskjeller mellom teori og praksis. I følge teorien regnes avskrivninger som nærmest risikofri kontantstrøm og den skal da diskonteres med en risikofri rente. Dette samsvarer med Finansdepartementets vurderinger. På den andre siden viser Summers til empiriske bevis fra en studie av 200 store virksomheter at de bruker en veldig høy diskonteringsrente for potensielle avskrivningsfradrag. På sett og vis underbygger derfor artikkelen også Osmundsen og Johnsens poenger, da de ser på skatteendringen fra petroleumsselskapenes synspunkt. Hvorvidt det gjøres i praksis eller ikke, er for øvrig ikke formålet med diskusjonen. Det som er sentralt er i hvilken grad man kan karakterisere skattefradrag som risikofri.

Summers (1987) skriver at avskrivninger kun er risikofylt i de tilfeller hvor selskapet har underskudd og da ikke får benyttet seg av fradraget, men at dette ikke vil være en viktig faktor for store etablerte virksomheter. Videre peker han på risikoen for skatteendringer, hvilket også er poenget til Osmundsen og Johnsen (2013). Også den risiko blir for øvrig avfeid. Grunnen er at skatteendringer aldri (i hans tilfelle i USA) har omfattet aktiva som allerede er på plass. Siden aktiva som er anskaffet før skatteendringer alltid følger de gamle skattereglene, synes Summers (1987) det var fornuftig å konkludere med at skattefradragene representerer en risikofri eiendel. I Norge finnes det også overgangsregler som medfører at allerede anskaffede aktiva ikke påvirkes av endringer i avskrivninger. Det samme er tilfellet med endringen i friinntekten. Der er overgangsregelen at alle PUD eller PAD mottatt av olje- og energidepartementet før 5. mai 2013 skal følge de gamle reglene (Regjeringen Pressemelding 2013). Det samme ble gjort når friinntekten ble endret fra fradrag over 6 år til

fradrag over 4 år. Skatteendringen vil derfor ikke få effekt for de prosjektene som er vedtatt, noe statssekretær Kjetil Lund (2013) minner om.

Verdsettelsen av prosjektene som ble foretatt i forbindelse med innsendelse av PUD eller PAD vil fortsatt gjelde. Staten har alltid, ved endring av skatteregler, hatt en overgangsperiode hvilket betyr at de prosjektene som er vedtatt, er underlagt de gamle skattereglene. Derfor er det kun nye prosjekter som blir berørt. Det som skjer er at når de nye prosjektene er klar til å sendes inn til godkjenning, så er skattefradragene sikre. Prosjektene bør da verdsettes på nytt. Nettopp fordi staten ikke har tilbakevirkende kraft på skatteregler.

Konklusjonen basert på overstående diskusjon, er at skattefradrag kan anses som sikker når de er sikker. Det vil si at i det øyeblikk et prosjekt sendes inn til behandling hos Olje- og energidepartementet, vil alle skattefradrag på det prosjektet kunne anses som sikker. Frem til det tidspunkt er man ikke garantert sikkerhet fordi det kan komme en endring som påvirker prosjektet. Videre redegjøres det for steg 1 av APV-metoden.

6.2 Egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld

Det første steget i en APV-metode kan deles opp i to; prognostisering av kontantstrømmer og diskonteringen av dem. Selve prognostiseringen av kontantstrømmene er lik både for APV-metoden og DCF-metoden. Kontantstrømmen som diskonteres i APV-metodens steg 1, er den samme som diskonteres med WACC i DCF-metoden (Titman og Martin 2011, 331).

I steg 2 er det en utfordring å finne hvilken diskonteringsrente som skal brukes for skattefradragene. I steg 1 vet man at kontantstrømmen skal diskonteres med egenkapitalkostnaden til selskapet, gitt at selskapet ikke har gjeld. Utfordringen er at denne diskonteringsrenten ikke kan observeres direkte. Den må estimeres, noe det finnes ulike fremgangsmåter for. Videre presenteres noen slike fremgangsmåter.

6.2.1 Diskonteringsrenten for steg 1 jfr. Koller m.fl. (2010)

APV-metoden i dagens form, var først presentert av Myers (1974). Han baserte seg på tankegangen til Franco Modigliani og Merton Miller. Fremgangsmåten til APV-metoden, slik Koller m.fl. (2010) fremstiller den, følger hypotesen til Modigliani og Miller. De sa at selskapets valg av finansieringsstruktur ikke påvirker dets verdi. Derfor skiller de verdi skapt av selskapet og verdi skapt av gjeld (Koller m.fl. 2010, 121). De mente at markedsverdien av

et selskaps driftsmidler og skattefradrag burde tilsvare markedsverdien av kravene mot dem, sånn som gjeld og egenkapital. Det gir følgende sammenheng:

$$6.1 \quad V_u + V_{txa} = \text{Verdien av selskapet} = D + E$$

(Koller m.fl. 2010, 805)

De nye uttrykkene i ligningen er:

V_u = verdien av selskapet gitt ingen gjeldsfinansiering

V_{txa} = verdi av gjeldsfinansiering, eksempelvis skattefradrag

Modigliani og Miller mente også at den totale risikoen for selskaps driftsmidler, må være lik den totale risikoen til de økonomiske kravene på disse eiendelene (Koller m.fl. 2010, 122-123). Det betyr at kapitalkostnaden for eiendelene og kravene mot dem, må være lik kapitalkostnaden for gjeld og egenkapital. Det gir følgende sammenheng:

$$6.2 \quad \frac{V_u}{V_u + V_{txa}} k_u + \frac{V_{txa}}{V_u + V_{txa}} k_{txa} = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 123)

De nye uttrykkene i ligningen er:

k_u = egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeldsfinansiering

Viktig å skille på k_u og k_e . Førstnevnte representerer hva egenkapitalkostnaden vil være dersom selskapet ikke har gjeld, mens sistnevnte er den faktiske egenkapitalkostnaden. Det betyr at for selskaper som kun er finansiert med egenkapital vil k_u være lik k_e . Det er også verd å merke seg at høyresiden av ligning 6.2 ligner måten WACC beregnes. Slik er ligningen til WACC:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 236)

Uttrykket V i formelen for WACC tilsvarer $D + E$ i ligning 6.2. Dersom man ser bort fra skatt, altså $(1 - T_m)$, er uttrykket for WACC, lik høyre siden i ligning 6.2. Formålet med å sette opp de to ligningene til Modigliani og Miller er at de i følge Koller m.fl. (2010), kan brukes til å finne egenkapitalkostnaden til selskapet (k_e) som igjen kan brukes til å finne egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeldsfinansiering (k_u).

6.2.1.1 Forutsetning alternativ 1

Verken egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeldsfinansiering (k_u) eller kapitalkostnaden til skattefradragene (k_{txa}) er observerbare. Begge er ukjent og må estimeres ved bruk av samme ligning, herunder ligning 6.2 til Modigliani og Miller presentert under punkt 6.2.1:

$$6.2 \quad \frac{V_u}{V_u + V_{txa}} k_u + \frac{V_{txa}}{V_u + V_{txa}} k_{txa} = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 123)

Med en ligning og to ukjente må ytterligere forutsetninger på plass for å løse. Den første alternative forutsetningen er at selskapet opprettholder et konstant forhold mellom gjeld og egenkapital. Det vil si at gjeldsgraden til en hver tid er konstant. Dette er den samme forutsetningen som ligger til grunn for DCF-metoden. Denne forutsetningen legger også føringer for steg 2. Den medfører at skattefradragene skal diskonteres med egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld, i følge Ruback (2002, 98).

Når gjeldsgraden er konstant betyr det at k_u er lik k_{txa} . Settes det inn i ligningen, blir den slik:

$$\frac{V_u}{V_u + V_{txa}} k_u + \frac{V_{txa}}{V_u + V_{txa}} k_u = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 806)

Løser man denne ligningen for k_u får man dette:

$$\frac{V_u k_u}{V_u + V_{txa}} + \frac{V_{txa} k_u}{V_u + V_{txa}} = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

$$\frac{k_u (V_u + V_{txa})}{V_u + V_{txa}} = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

$$6.3 \quad k_u = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

Det man ender opp med er den samme ligningen som brukes til beregning av WACC, sett bort fra skatt. Når beregningsmetoden for diskonteringsrenten benyttet ved APV er tilnærmet lik beregningsmetoden for WACC, vil APV- og DCF-metoden kun være egnet til de samme typer selskaper. Forutsetter man at gjeldsgraden skal være konstant også for APV-metoden, vil denne metodens fordeler forsvinne. Med dette mener jeg tilfellet omtalt ved fremgangsmåten til DCF-metoden under punkt 5.1.3. Dette punktet omhandler kapitalstrukturen. Selskaper med ekstreme endringer i kapitalstruktur bør ikke bruke DCF-metoden og WACC, siden den krever en konstant gjeldsgrad. Det er altså en stor ulempe å legge denne forutsetningen også for APV-metoden. Dette fordi man da ikke har et alternativ for de selskapene som ikke har konstant gjeldsgrad. Jeg vil derfor redegjøre for neste alternative forutsetning.

6.2.1.2 Forutsetning alternativ 2

Den neste alternative forutsetningen er å sette kapitalkostnaden til skattefradragene (k_{txa}) lik gjeldskostnaden (k_d). Denne forutsetningen innebærer at skattefradragene i steg 2 diskonteres med gjeldskostnaden. Settes forutsetningen inn i ligning 6.2, blir den slik:

$$6.4 \quad \frac{V_u}{V_u + V_{txa}} k_u + \frac{V_{txa}}{V_u + V_{txa}} k_d = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 806)

Ønsker å løse denne ligning for k_u . Må da bruke Modigliani og Millers ligning 6.1:

$$6.1 \quad V_u + V_{txa} = \text{Verdien av selskapet} = D + E$$

(Koller m.fl. 2010, 805)

Denne ligningen viser selskapsverdien. Tar så ligning 6.4, og multipliserer hver side på selskapsverdien og får:

$$V_u k_u + V_{txa} k_d = D k_d + E k_e$$

$$V_u k_u = (D - V_{txa}) k_d + E k_e$$

$$k_u = \frac{(D - V_{txa}) k_d + E k_e}{V_u}$$

Ettersom $V_u + V_{txa} = D + E$ betyr det av V_u kan erstattes med $D - V_{txa} + E$:

$$6.5 \quad k_u = \frac{D - V_{txa}}{D - V_{txa} + E} k_d + \frac{E}{D - V_{txa} + E} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 807)

Resultatet blir en ligning som er rimelig lik utgangspunktet, altså ligningen øverst under dette punktet. Forskjellen er at markedsverdien på gjeld er redusert med nåverdien av forventede skattefradrag (Koller m.fl. 2010, 807).

For å finne egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeldsfinansiering (k_u) med ligningen over, er man avhengig av en del observerbare variabler og en ikke observerbar variabel. De observerbare variablene er markedsverdi av gjelden (D), markedsverdi av egenkapitalen (E), gjeldskostnaden (k_d) og egenkapitalkostnaden (k_e). Den ikke observerbare variabelen er nåverdien av skattefradragene (V_{txa}). Egenkapitalkostnaden (k_u) er dermed avhengig av variabelen som finnes i steg 2 av APV-analysen (verdi av skattefradragene). I tillegg er den fremdeles avhengig av mange av de samme variablene som DCF-metoden. Jeg vil derfor gå videre og se på andre alternativer for å estimere egenkapitalkostanden gitt ingen lånefinansiering.

6.2.2 Diskonteringsrenten for steg 1 jfr. Damodaran (2012)

Fremgangsmåten til Koller m.fl. (2010) tok utgangspunkt i mange av de samme variablene som ved estimering av WACC i DCF-metoden. I fremgangsmåten til Damodaran (2012) begynner man med beregningen av selskapets beta, herunder den egenkapitalbetaen selskapet ville hatt om det kun var finansiert med egenkapital:

$$\beta_{uten\ gjeldsfinansiering} = \frac{\beta_{egenkapital}}{[1 + (1 - T_m) \frac{D}{E}]}$$

(Damodaran 2012, 398)

Egenkapitalbetaen til selskapet gitt at det ikke har gjeld, er avhengig av selskapets «reelle» egenkapitalbeta. Betaverdien er et mål på risikoen til selskapet i forhold til risikoen til markedet. Risikoen til markedet er alltid lik 1 (beta = 1). Dersom selskapet har en høyere beta enn 1 vil det bety at selskapet har en høyere risiko og derav høyere forventet avkastning enn markedet. Likeledes dersom selskapet har en lavere beta enn 1, betyr det at selskapet har en lavere risiko og lavere forventet avkastning enn markedet generelt. Er betaen til selskapet lik 1 er risikoen lik markedets risiko. Merk at Damodaran har sett bort fra beta til gjelden. Det forutsettes at beta til gjelden er null.

Under punkt 5.1.1 er egenkapitalkostnaden til operatørselskapet beregnet etter DCF-metoden. I forbindelse med den beregningen ble en egenkapitalbeta for selskapet på 0,77 benyttet i henhold til tall fra E24 Børs på en gitt dato i 2014. Den betaen tilsvarer $\beta_{egenkapital}$ i ligningen ovenfor. For å regne ut $\beta_{uten\ gjeldsfinansiering}$ må også nåværende gjeldsgrad og skattesatsen være på plass. Man bør være obs her på eventuelle endringer i gjeldsgraden som må tas hensyn til. Tidligere i oppgaven er det funnet tall for gjelden (D) og for egenkapitalen (E).

$$D = 529\,600\,000\,000$$

$$E = 516\,860\,987\,500$$

Tallene er funnet under punkt 5.1.3. Jeg velger å bruke disse for å finne gjeldsgraden uttrykt med D/E. Merk at gjeldsgraden til selskapet varierer hvilket kan bety at dette tallet ikke er fullt representativt for selskapet pr dags dato. Jeg velger allikevel å benytte denne gjeldsgraden for å vise utregningen. Angående skattesatsen har operatørselskapet virksomhet både onshore og offshore. Derfor vil noen deler av selskapet skattlegges med 27 % (ny sats) og andre deler med 78 %. Av forenklingshensyn legges det her til grunn at hele selskapet skattlegges med 78 %. Med disse forutsetningene får jeg følgende resultat:

$$\beta_{uten\ gjeldsfinansiering} = \frac{0,77}{[1 + (1 - 0,78) * \frac{529\ 600\ 000\ 000}{516\ 860\ 987\ 500}]} = 0,628354806 \approx 0,63$$

Denne nye betaen vil så brukes til å finne egenkapitalkostnaden. Jeg velger å bruke samme modell som ble brukt ved DCF-metoden; CAPM-modellen med korrigering for skatt. Den regner ut egenkapitalkostnaden med følgende ligning:

$$5.3 \quad k_e = r_f + \beta_i [R_m - r_f] + r_f T_m (\beta_i - 1)$$

(Gjesdal og Johnsen 1999, 75)

Forskjellen mellom bruk av CAPM modellen i APV-metoden kontra DCF-metoden er at $\beta_{uten\ gjeldsfinansiering}$ brukes istedenfor selskapets vanlige beta for uttrykket β_i . I tillegg brukes betegnelsen k_u istedenfor k_e fordi det nå er egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld som skal estimeres. De øvrige faktorene i ligningen er de samme som før. Legges de samme forutsetninger til grunn for de øvrige faktorene, som ved DCF-metoden, brukes en risikofri rente på 1,69 % og en markedsrisikopremie på 5,75 %. Det gir operatørselskapets egenkapitalkostnad gitt ingen gjeld på:

$$k_u = r_f + \beta_{uten\ gjeldsfinansiering} [R_m - r_f] + r_f T_m (\beta_{uten\ gjeldsfinansiering} - 1)$$

$$k_u = 0,0169 + 0,628354806 [0,0575] + 0,0169 * 0,78 (0,77 - 1) = 0,04999854 \approx 5 \%$$

Dette vil være diskonteringsrenten for kontantstrømmen i steg 1 av APV-metoden. Til sammenligning vil den samme kontantstrømmen diskonteres med 3,2 % med DCF-metoden jfr. min beregning under punkt 5.1.4.

Når egenkapitalkostnaden er beregnet kan verdien av selskapet, gitt kun egenkapitalfinansiering, finnes med bruk av denne ligningen:

$$Selskapsverdi\ finansiert\ kun\ med\ egenpital = \frac{FCF}{(k_u - g)}$$

(Damodaran 2012, 398)

Merk at kontantstrømmen i ligningen over, er den samme kontantstrømmen som diskonteres med WACC i DCF-metoden (Titman og Martin 2011, 331).

Det er nå redegjort for noen fremgangsmåter for å estimere diskonteringsrenten for steg 1 i APV-metoden. Selve prognostiseringen av kontantstrømmene er lik for APV og DCF. Det er omtalt under punkt 5.1. Videre redegjøres det for steg 3 i APV-metoden.

6.3 Andre forhold som påvirker verdien

Steg 3 i en APV-metode innebærer alle andre forhold som kan påvirke verdien til selskapet eller prosjektet man verdsetter. Det vil her omtales tre eksempler på slike forhold. Først redegjøres det for risiko for konkurs og de ekstra kostnadene det kan medføre. Deretter omtales risikotillegg som skal kompensere for usikker gjeld. Det siste forholdet tar for seg risiko ved skatteendringer som kan endre verdien man beregnet i steg 2 av analysen. De to første eksemplene er delvis linket opp mot hverandre, men de vil diskuteres separat.

6.3.1 Risiko for konkurs og kostnadene det medfører

Det første forholdet som kan bli aktuelt å ta med i steg 3 av APV-metoden er risiko for konkurs og kostnadene en konkurs medfører. Teoretisk sett kreves det at sannsynligheten for mislighold av ytterligere gjeld og de direkte og indirekte kostnadene ved konkurs, estimeres (Damodaran 2012). Følgende ligning kan brukes for å regne dette ut:

$$NV (\text{forventet konkurskostnader}) = \pi_a * BC$$

(Damodaran 2012, 399)

Utrykkene i ligningen er:

NV = nåverdi

π_a = sannsynligheten for mislighold etter ytterligere gjeld

BC = nåverdien av konkurskostnader, både direkte og indirekte

Utfordringen er at verken π_a eller BC kan estimeres direkte. Det er imidlertid to metoder en kan bruke for å estimere π_a . Den første måten er å ta utgangspunkt i rangeringen av en obligasjon, i likhet med rangeringen som gjøres for å finne ut om gjelden anses som sikker. Vurderingen av hvor sikker gjelden er, gjøres gjerne av ratingselskaper. Tidligere er det referert til Standard & Poor, som et eksempel på et ratingselskap. Slike rangeringer kan brukes til å vurdere sannsynligheten for mislighold. Den andre måten er å bruke en statistisk

tilnærming for å anslå sannsynligheten for mislighold basert på selskapets karakteristika, på hvert nivå av gjeld (Damodaran 2012, 400).

For å estimere kostnadene ved en konkurs er det ingen gitt fremgangsmåte som sikrer eksakte tall. Det er imidlertid mulig å bruke studier som har sett på omfanget av konkurskostnader i faktiske konkurser. Damodaran (2012, 400) viser til forskning som konkluderer med at de direkte kostnadene ved konkurs ofte er små i forhold til verdien av selskapet, men at de indirekte kostnadene kan være betydelig. Han viser også til to kilder (Shapiro 1989; Titman 1984) som spekulerer i at de indirekte kostnadene kan være så høy som 25-30 prosent av selskapsverdien. Det er allikevel ingen eksakte data på kostnadene ved konkurs. Hvert selskap må foreta en selvstendig vurdering. Det kan tenkes at selskaper som antyder en høy sannsynlighet for konkurs, også burde ta høyde for potensielt høye konkurskostnader i verdsettelsen, for å være på den sikre siden. Uansett vil det være et grovt estimat, med muligheter for feil.

6.3.2 Kompensering for usikker gjeld

Under punkt 5.1.2 er det redegjort for hvordan man finner gjeldskostnaden ved fremgangsmåten til DCF-metoden. Der var det foreslått at gjeldskostnaden etter skatt kunne beregnes ved bruk av YIT. Det var imidlertid også poengtert at bruk av YIT som erstatningsestimat kun passer for de selskapene med gjeld av relativ sikker karakter (BBB eller høyere). For de selskapene som ikke oppfyller dette kravet, anbefaler Koller m.fl. (2010) bruk av APV-metoden isteden.

I en APV-metode kan det også være ønskelig å beregne gjeldskostnaden, jfr. redegjørelsen av fremgangsmåte for beregning av skattefradragene under punkt 6.1. For å beregne skattefradragene kan man benytte YIT. De selskapene som har usikker gjeld vil da kompensere for usikkerheten, ved å ta med et risikotillegg under steg 3 i APV-metoden. På denne måten kan også selskaper med gjeld rangert lavere enn BBB, benytte YIT til beregninger. Estimering av det eksakte risikotillegget er ikke gitt av en formel, men basert på skjønnsmessige vurderinger. Det er derfor også her, som ved konkurskostnader, muligheter for feil.

6.3.3 Risiko ved skatteendringer

Under punkt 6.1.3 er det diskutert hvorvidt kontantstrømmen til skattefradrag kan anses som sikker og dermed diskonteres med risikofri rente. Kort oppsummert kan skattefradragene

anses som sikre når tidspunktet for virkning av eventuelle endringer er passert. For et oljeselskap vil dette bety sikre skattefradrag for alle prosjekter hvor PUD eller PAD er mottatt av olje- og energidepartementet. I motsatt tilfelle vil skattefradragene være usikre.

Sett at et oljeselskap benytter APV-metoden for å verdsette et oljefunn. Utbyggingen er ikke vedtatt, men de ønsker allikevel å diskontere skattefradragene med risikofri rente.

Skattefradragene vil i dette tilfellet bestå av friinntekt, avskrivninger og eventuelle renter på lån. Siden PUD-en ikke er godkjent, vil en endring av skattereglene påvirke verdien av funnet. Dette bør derfor tas hensyn til i verdsettingen. Når APV-metoden brukes kan effekten dette får for verdien, tas med under steg 3 i analysen.

Effekten en skatteendring får for verdien av et funn varierer. Det avhenger av mange faktorer, for eksempel hvilken type skatteendring det er, hvilken type funn det er, med mer.

Analytikeren bør vurdere hvor mye en eventuell skatteendring påvirker verdien, samt sannsynligheten for at skatteendringen inntreffer. Skatteendringer som påvirker petroleumsnæringen skjer ikke så ofte. Eksempelvis var friinntekten endret nå i 2013, og gangen før det i 2004. Altså nesten 10 års mellomrom. Det er imidlertid risiko for ytterligere innskjerping av friinntekten skal vi tro Osmundsen og Johnsen (2013) som viser til NOU 2000:18, hvor det antydes en reduksjon av samlet friinntekt til 2 %. Ved bruk av APV-metoden har analytikere en mulighet til å ta hensyn til slike endringer separat fra resten av verdsettingen, ved å ta den med i steg 3.

7.0 Lik verdi uansett metode

Fremgangsmåten for DCF-metoden og for APV-metoden er gjennomgått i henholdsvis kapittel 5 og 6. Et interessant spørsmål er om det er mulig å få samme verdi på prosjektet uansett valg av metode. Jeg vil videre drøfte ulike svar på det spørsmålet.

Jeg har tidligere i oppgaven vist til Koller m.fl. (2010) i redegjørelsen av teorien på generell basis. Der står det at DCF-metoden og EVA-metoden er ekvivalente, mens APV-metoden skiller seg ut da den ikke benytter WACC. DCF-metoden forutsetter en konstant gjeldsgrad gjennom hele levetiden til et prosjekt, mens APV-metoden takler endringer i forholdet mellom gjeld og egenkapital. Koller m.fl. (2010, 107 og 123) viser imidlertid eksempler på tilfeller hvor APV-metoden og DCF-metoden gir samme svaret. De tilfellene hvor resultatet er likt, oppstår når forutsetningene samsvarer.

For å vise at begge metodene kan gi samme svaret vil jeg referere den algebraiske utregningen jfr. Koller m.fl. (2010), av formelen for verdi med DCF-metoden og likeledes med APV-metoden. Jeg vil i tillegg vise utregninger av FCF basert på tall jeg har kommet frem til for operatørselskapet, tidligere i oppgaven. Dette vil også vise at kontantstrømmen som diskonteres i APV-metodens steg 1, er den samme som diskonteres med WACC i DCF-metoden slik Titman og Martin (2011, 331) hevder. Denne realiteten vil være essensiell i noen av diskusjonene senere i kapittel 8.

7.1 Algebraisk fremstilling av ekvivalens

For å vise ekvivalens mellom DCF-metoden og APV-metoden vil jeg basere meg på den algebraiske fremstillingen til Koller m.fl. (2010, 799-803). Ekvivalensen er vist under forutsetningen om at gjeldsgraden er konstant for begge metoder.

Følgende uttrykk danner utgangspunktet for begge metoder:

7.1

$$V = D + E$$

(Koller m.fl. 2010, 799)

Neste steg er å multiplisere høyre side av ligningen med et uttrykk som tilsvarer 1, altså at teller er lik nevner. For DCF-metoden blir det slik:

$$7.2 \quad V = (D + E) * \left(\frac{D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)}{D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl.2010, 800)

For APV-metoden gjøres det samme, men det ekstra leddet er uten marginal skattesats:

$$7.3 \quad V = (D + E) * \left(\frac{D(k_d) + CF_e - D(g)}{D(k_d) + CF_e - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl. 2010, 802)

Ligningen for DCF-metoden og for APV-metoden, gir på dette stadiet samme svar. Dette fordi det ekstra leddet i begge tilfeller er lik 1. Videre vil fri kontantstrøm defineres, og det vil vise at kontantstrømmen som diskonteres i steg 1 av en analyse med APV, tilsvarer kontantstrømmen som diskonteres i en analyse med DCF.

Koller m.fl. (2010, 800) viser at telleren i det ekstra leddet for DCF metoden er det samme som fri kontantstrøm (FCF). Dette gjøres ved å gå gjennom hvert uttrykkene i ligningen. Kort oppsummert vises det at når markedsverdien av gjeld tilsvarer pålydende verdi av gjeld, så vil gjelden (D) multiplisert med gjeldskostanden (k_d) tilsvare selskapets rentekostnader. Videre vises det til at kontantstrømmen til egenkapitalen (CF_e) består av:

$$CF_e = EBIT - Rentekost. - Skattekost. - Netto Investering + Gjeldsøkning$$

EBIT tilsvarer resultat før rente og skatt. Siden det her er forutsatt at gjeldsgraden skal være konstant, vil det bety at økningen i gjeld vil tilsvare $D(g)$. Dette fordi kontantstrømmen til egenkapitalen (CF_e) vokser med mengden «g», dermed må også gjelden vokse med «g». Utviklingen i ligningen blir som følger:

$$7.4 \quad FCF = D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)$$

$$FCF = Rentekostnader(1 - T_m) + CF_e - D(g)$$

Setter inn for definisjonen av kontantstrøm til egenkapitalen (CF_e):

$$FCF = \text{Rentekost.} (1 - T_m) + EBIT - \text{Rentekost.} - \text{Skattekost.} - \text{Netto investering} \\ + D(g) - D(g)$$

$$FCF = \text{Rentekost.} - T_m(\text{Rentekost.}) + EBIT - \text{Rentekost.} - \text{skattekost.} \\ - \text{Netto investering}$$

$$7.5 \quad FCF = EBIT - [\text{Skattekost.} + T_m(\text{Rentekost.})] - \text{Netto investering}$$

For å vise at ligning 7.5 viser den samme kontantstrømmen som diskonteres i steg 1 av APV-metoden vil jeg referere til Koller m.fl. (2010) algebraiske fremstilling av APV-metoden. Som vist ovenfor tar de utgangspunkt i ligning 7.1, slik som ved DCF-metoden, og legger til et ekstra ledd:

$$7.3 \quad V = (D + E) * \left(\frac{D(k_d) + CF_e - D(g)}{D(k_d) + CF_e - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl. 2010, 802)

Det første som gjøres er å konvertere kontantstrømmene i nevneren til nåverdi multiplisert med forventet avkastning, og deretter er ligningen delt på uttrykket (D+E)/(D+E). Videre vises det til formelen for egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld (k_u), som i denne oppgaven er forklart under punkt 6.2.1.1:

$$6.3 \quad k_u = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

Denne formelen settes så inn i ligning 7.3, og medfører at nevneren blir bestående av $k_u - g$. Deretter er det telleren som står for tur. Første steg der er å erstatte definisjonen av kontantstrømmen til gjelden og kontantstrømmen til egenkapitalen. Deretter settes inn uttrykket:

$$T_m(\text{Rentekostnader}) - T_m(\text{Rentekostnader})$$

Til slutt settes skattekostnaden sammen med den negative delen av $T_m(\text{Rentekostnader})$, mens den positive $T_m(\text{Rentekostnader})$ settes for seg selv. Utviklingen i ligningen blir som følger:

$$7.3 \quad V = (D + E) * \left(\frac{D(k_d) + CF_e - D(g)}{D(k_d) + CF_e - D(g)} \right)$$

Konverterer kontantstrømmene i nevner til nåverdi multiplisert med forventet avkastning, og delt på uttrykket (D+E)/(D+E):

$$V = \frac{D(k_d) + CF_e - D(g)}{\frac{D}{D+E} k_d + \frac{E}{D+E} k_e - g}$$

Setter inn for k_u i ligningen:

$$V = \frac{D(k_d) + CF_e - D(g)}{k_u - g}$$

Setter inn definisjonen av kontantstrømmene:

$$V = \frac{\text{Rentekost.} + EBIT - \text{Rentekost.} - \text{Skattekost.} - \text{Netto investering} + D(g) - D(g)}{k_u - g}$$

Setter inn uttrykket $T_m(\text{Rentekostnader}) - T_m(\text{Rentekostnader})$:

$$V = \frac{EBIT - \text{Skattekost.} + T_m(\text{Rentekost.}) - T_m(\text{Rentekost.}) - \text{Netto investering}}{k_u - g}$$

$$7.6 \quad V = \frac{EBIT - [\text{Skattekost.} + T_m(\text{Rentekost.})] - \text{Netto investering}}{k_u - g} + \frac{T_m(\text{Rentekost.})}{k_u - g}$$

Denne ligningen viser APV-metodens to første steg; diskontering av fri kontantstrøm med egenkapitalen gitt ingen gjeld og diskontering av skattefradrag med egenkapitalen gitt ingen gjeld. Ser her at telleren i steg 1 er lik uttrykket for FCF vi fant ovenfor i ligning 7.5:

$$7.5 \quad FCF = EBIT - [\text{Skattekostnad} + T_m(\text{Rentekostnader})] - \text{Netto investering}$$

Setter ligning 7.5 inn i ligning 7.6:

$$7.7 \quad V = \frac{FCF}{k_u - g} + \frac{T_m(\text{Rentekost.})}{k_u - g}$$

(Koller m.fl. 2010, 803)

For å vise helt konkret at kontantstrømmen (FCF) i ligning 7.7 er den samme kontantstrømmen som diskonteres i DCF-metoden, vil jeg vise resten av den algebraiske fremstillingen for DCF. Ligningen slik den var, før overgang til fremstilling av APV-metoden, ser slik ut:

$$7.2 \quad V = (D + E) * \left(\frac{D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)}{D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl.2010, 800)

Erstatter her telleren med uttrykket for FCF i ligning 7.4, da den er identisk:

$$V = (D + E) * \left(\frac{FCF}{D(1 - T_m)k_d + CF_e - D(g)} \right)$$

Fokuset nå er på nevneren. Målet er å vise at nevneren til slutt vil være formelen for WACC. Multipliser kontantstrømmen for egenkapitalen (CF_e) med egenkapitalkostnaden (k_e) minus vekst (g) delt på egenkapitalkostnaden (k_e) minus vekst (g). Ligningen vil da se slik ut:

$$V = (D + E) * \left(\frac{FCF}{D(1 - T_m)k_d + \frac{CF_e}{k_e - g} (k_e - g) - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl. 2010, 801)

Siden kontantstrømmen til egenkapitalen (CF_e) vokser med en konstant rate (g), vil verdien av egenkapitalen (E) tilsvare kontantstrømmen til egenkapitalen (CF_e) delt på egenkapitalkostnaden minus vekst ($k_e - g$). Setter man dette inn i ligningen får man:

$$V = (D + E) * \left(\frac{FCF}{D(1 - T_m)k_d + E(k_e) - E(g) - D(g)} \right)$$

(Koller m.fl. 2010, 801)

Slå sammen $E(g)$ og $D(g)$ til uttrykket $(D+E)g$. Dette vil hjelpe elimineringen av ledd når et av de siste trekkene gjøres. Ta så og del teller og nevner på uttrykket $(D+E)$. Legges dette inn i ligningen vil den se slik ut:

$$V = \left(\frac{FCF}{\frac{D}{D+E} (k_d)(1 - T_m) + \frac{E}{D+E} k_e - \left(\frac{D+E}{D+E}\right) g} \right)$$

(Koller m.fl. 2010, 801)

Tidligere i oppgaven er WACC definert som følgende:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 236)

Merk at V i dette uttrykket er lik $D+E$. Setter nå dette inn i for nevneren i ligningen over og får:

$$7.8 \quad V = \frac{FCF}{WACC - g}$$

(Koller m.fl. 2010, 802)

Oppsummert viser dette at den kontantstrømmen som diskonteres i steg 1 av APV-metoden, er den samme som diskonteres med WACC i DCF-metoden. I tillegg ser man at med forutsetningen om konstant gjeldsgrad, vil begge metodene gi samme svar. Dette basert på at man ved samme utgangspunkt kan regne seg frem til formelen for DCF og for APV.

7.2 Den algebraiske fremstillingen kontrollert med tall

Koller m.fl. (2010) viser i sin algebraiske fremstilling at DCF og APV gir samme verdi med like forutsetninger. De viser også at kontantstrømmen (FCF) som diskonteres, er lik for de to metodene.

Alle variablene i ligningene, bortsett fra FCF og veksten (g), har jeg tidligere funnet tall på for operatørselskapet. Jeg vil bruke de tallene nå, for å vise tallmessig at kontantstrømmen (FCF) er lik for begge metodene. Det er imidlertid et sentralt tall som bør beregnes på nytt, og det er egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld (k_u). Den er beregnet tidligere under punkt 6.2.2 med følgende ligning som utgangspunkt:

$$\beta_{uten\ gjeldsfinansiering} = \frac{\beta_{egenkapital}}{[1 + (1 - T_m) \frac{D}{E}]}$$

(Damodaran 2012, 398)

Ettersom Damodaran her har forutsatt at beta til gjelden er null, vil jeg beregne k_u på nytt med ligning 6.3 til Koller m.fl.(2010):

$$6.3 \quad k_u = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

Setter inn nøkkeltall for operatørselskapet funnet tidligere i oppgaven:

$$k_u = 0,5061 * 0,033 + 0,4939 * 0,05814314 = 0,045419$$

Alle tallene er nå på plass. Tallene som ligger til grunn for beregningen med DCF og APV er like. Følgende nøkkeltall er funnet tidligere i oppgaven:

Tabell 5: Beregnede nøkkeltall for operatørselskapet

β_{egenkapital}	0,77
Risikofri rente	1,69 %
Markedsrisikopremie	5,75 %
Skattesats (T_m)	78 %
(1 – T_m)	22 %
Egenkapitalkostnaden (k_e)	0,05814314
Gjeldskostnaden (k_d)	0,033
Gjeldskostanden etter skatt [k_d (1- T_m)]	0,00726
Egenkapital (E)	516 860 987 500
Gjeld (D)	529 600 000 000
Verdi (V)	1 046 460 987 500
Egenkapitalkostnaden, uten gjeld (k_u)	0,045419
WACC	0,032392

For enkelthetsskyld forutsetter jeg videre at veksten er null. Det vil medføre at den eneste ukjente er FCF. Beregningen nedenfor vil vise om FCF som diskonteres i DCF-metoden er den samme som diskonteres i APV-metoden. Setter først opp ligningen for DCF for å finne FCF:

$$7.8 \quad V = \frac{FCF}{WACC - g}$$

For enkelthets skyld er det forutsatt at veksten (g) er lik null. Det gir:

$$FCF = V * WACC$$

Setter så inn tall i ligningen og får:

$$FCF = 1\,046\,460\,987\,500 * 0,032392 = 33\,896\,816\,757$$

Setter nå opp ligningen med APV for å finne FCF:

$$7.7 \quad V = \frac{FCF}{k_u - g} + \frac{T_m(\text{rentekostnader})}{k_u - g}$$

Veksten (g) er forutsatt lik null. I tillegg vil jeg påminne om at rentekostnadene tilsvarer gjeld multiplisert med gjeldskostnaden, fordi vi forutsetter en konstant gjeldsgrad. Det gir følgende uttrykk for FCF:

$$FCF = V * k_u - T_m(D * k_d)$$

Setter inn tall i ligningen og får:

$$FCF = 1\,046\,460\,987\,500 * 0,045419 - 0,78 * (529\,600\,000\,000 * 0,033)$$

$$FCF = 33\,896\,816\,757$$

Differansen mellom FCF beregnet etter DCF-metoden og FCF beregnet etter APV-metoden er null. Konklusjonen basert på overstående er at kontantstrømmen (FCF) som diskonteres i DCF, er lik kontantstrømmen (FCF) som diskonteres i APV-metodens steg 1.

7.3 Andre syn på lik verdi uansett metode

Koller m.fl. (2010) har vist at det er mulig å finne samme svar uansett om man velger å bruke DCF- eller APV-metoden, forutsatt at forutsetningene som legges til grunn er i lik for begge metodene. Miles og Ezzel (1980) sammenligner diskontering ved bruk av WACC mot APV-metoden, og hvilke forutsetninger som passer til hvilken metode. De mener metodene har hvert sitt bruksområde, fordi hver metode har sin situasjon hvor de vil være det beste alternativet. Herunder at DCF brukes når det kan stadfestes en konstant gjeldsgrad, og APV-metoden benyttes i de øvrige tilfellene. DCF er en kjent metode og det vil trolig ikke være noen som velger APV når det forutsettes en konstant gjeldsgrad. Ved andre forutsetninger vil DCF-metoden kunne gi feil svar. APV-metoden derimot kan bygge på andre forutsetninger og dermed kan gi en mer korrekt verdi. Det er derfor en fordel at de ikke gir samme svar i alle tilfeller.

Oppsummert er det mulig å få like resultat uansett valg av metode. Hvorvidt det er ønskelig er en diskusjonssak. Fordelene med ulike metoder er at de har ulike bruksområder, og ulike

forutsetninger som ligger til grunn. Videre vil jeg gjennomgå de forhold hvor Osmundsen og Johnsen (2013) er uenig med Finansdepartementet. Forholdene vil i neste kapittel drøftes opp mot teorien.

8.0 Uenigheter – valgt metode drøftet mot teori

Metodevalget er hovedforskjellen mellom beregningene av skatteendringens utfall.

Osmundsen og Johnsen (2013) benytter DCF-metoden, mens Lund, D (2013, 17) viser til at Finansdepartementet benytter APV-metoden. I tillegg er de ikke enig om valg av diskonteringsrente. I dette kapittelet vil jeg drøfte om Finansdepartementet har benyttet APV-metoden. Jeg vil også vise hva som er forskjellen mellom APV-metoden, Finansdepartementets metode og DCF-metoden, demonstrert på samme talleksempel.

Min gjennomgang av APV-metoden viser at kontantstrømmen (FCF) som diskonteres i steg 1 tilsvarer kontantstrømmen (FCF) som diskonteres med DCF-metoden. Steg 1 viser verdien av prosjektet som om prosjektet er fullt ut finansiert med egenkapital. Deretter går man over på steg 2, og legger til verdien av skattefradrag som følge av valgt finansiering. Verdien av skattefradrag generert av finansieringsvalg består av rentefradrag multiplisert med særskattesatsen på 51 %. Jeg velger å se bort fra steg 3. Finansdepartementet har delt opp kontantstrømmen i APV-metodens steg 1, i to deler. Den første delen består av skattefradrag knyttet til avskrivninger, friinntekt og rentekostnader. De har kalt denne delen «sikker kontantstrøm». Den andre delen består av resten, altså kontantstrømmen (FCF) minus alle skattefradragene. Denne delen er kalt «usikker» kontantstrøm. For å vise nøyaktig hva som skiller APV-metoden slik jeg har fremstilt den, fra metoden til Finansdepartementet, vil jeg sette opp alle de aktuelle kontantstrømmene i en tabell. Jeg kan da vise hvilke kontantstrømmer som er summert, og deretter diskontert, i hver av metodene. Merk at ordet «kontantstrøm» er forkortet til KS.

Tabell 6: Forskjell mellom Finansdepartementets metode og APV-metoden

Aktuell KS	Finansdepartementets metode		APV-metoden	
	Sikker KS	Usikker KS	Steg 1	Steg 2
Friinntekt	X		X	
Avskrivning	X		X	
Rentekostnader	X		X	X
«Resten»		X	X	

Summen av Finansdepartementets «sikre» og «usikre» kontantstrøm er den samme kontantstrømmen som diskonteres i APV-metodens steg 1, og i DCF-metoden. Dette viser at

dersom Finansdepartementet benytter APV-metoden, så har de sett bort fra *steg 2*. Essensen i APV-metoden er å skille verdien av et selskap eller et prosjekt (steg 1) fra verdien som skyldes valgt finansiering (steg 2). Når man ikke tar med steg 2 ligner metoden til Finansdepartementet egentlig mer på DCF-metoden enn APV-metoden. Basert på dette mener jeg Finansdepartementet ikke benytter APV-metoden, slik metoden er presentert i lærebøker og fagartikler (Damodaran 2012; Ehrhardt og Daves 1999; Fernandez 2007; Kaplan og Ruback 1995; Koller m.fl. 2010; Luehrman 1997; Miles og Ezzel 1980; Myers 1974).

For å vise forskjellen mellom APV, DCF og metoden til Finansdepartementet vil jeg benytte talleksempelen til Finansdepartementet (2013), som for anledningen er litt utvidet. Det opprinnelige talleksempelen er vedlagt som vedlegg 1. I dette talleksempelen er det en investering på 100 i år null. Investeringen er i sin helhet finansiert med gjeld. Det forutsettes også at all fortjeneste betales ut som utbytte, hvilket betyr at prosjektet har en konstant gjeldsgrad.

I det tilfellet hvor man forutsetter at prosjektet har en konstant gjeldsgrad, vil diskonteringsrenten for steg 1 av APV-metoden se slik ut jfr. Koller m.fl. (2010):

$$6.3 \quad k_u = \frac{D}{D + E} k_d + \frac{E}{D + E} k_e$$

Til sammenligning vil diskonteringsrenten for DCF-metoden se slik ut:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d (1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

(Koller m.fl. 2010, 236)

Forskjellen på disse ligningene er skatteleddet $(1 - T_m)$. Når skatt tas med i beregningen vil dette leddet alltid være mindre enn 1, hvilket medfører at WACC er mindre enn k_u . Dette synes rimelig ettersom både APV og DCF diskonterer samme kontantstrøm, mens at APV legger til verdien av gjeldsfinansiering. For å få samme verdi med de to metodene er det derfor en nødvendighet at APV-metoden har en høyere diskonteringsrente i første steg.

Nøkkeltallene til prosjektet er tilsvarende talleksempelen til Finansdepartementet, men satsene er oppdatert til dagens satser:

Tabell 7: Nøkkeltall prosjektet med nye satser

Investering	100
Årlig netto kontantstrøm	13,6
Ordinær skattesats	27 %
Særskattesats	51 %
Risikofri rente	2,5 %
Lånerente	3,5 %
Friinntektssats	5,5 %
Avkastningskrav før skatt	6,0 %
Avkastningskrav usikre etter skatt	4,7 %

Basert på nøkkeltallene har Finansdepartementet satt opp følgende kontantstrømmer (merk at ordet «kontantstrøm» er forkortet til KS):

Tabell 8: Kontantstrømmer del 1

År	KS før skatt	Avskrivning	Skattefradrag friinntekt	Rente- fradrag	Sikker KS etter skatt	Usikker KS etter skatt
0	-100	16,7	5,5	1,5	16,5	-100
1	13,6	16,7	5,5	1,2	16,4	3,0
2	13,6	16,7	5,5	0,9	16,3	3,0
3	13,6	16,7	5,5	0,6	16,1	3,0
4	13,6	16,7		0,3	13,1	3,0
5	13,6	16,7		0,0	13,0	3,0
6	13,6					3,0
7	13,6					3,0
8	13,6					3,0
9	13,6					3,0
10	13,6					3,0

Basert på de samme nøkkeltallene og kontantstrømmene over har jeg satt opp noen ytterligere kontantstrømmer (også her er ordet «kontantstrøm» forkortet til KS):

Tabell 9: Kontantstrømmer del 2

År	Sum KS etter skatt	Verdi av skattefradrag rentekostnader	Skattefradrag av friinntekt og avskrivninger	KS uten skattefradrag friinntekt og avskrivning
0	-83,5	0,74	15,8	-99,3
1	19,4	0,60	15,8	3,6
2	19,2	0,45	15,8	3,4
3	19,1	0,30	15,8	3,3
4	16,1	0,15	13,0	3,1
5	16,0	-0,00	13,0	3,0
6	3,0			3,0
7	3,0			3,0
8	3,0			3,0
9	3,0			3,0
10	3,0			3,0

Finansdepartementet har tatt utgangspunkt i den «sikre» kontantstrømmen etter skatt. Denne kontantstrømmen består av skattefradragene generert av friinntekt, avskrivning og rentekostnader. Diskonteringsrenten de benytter er risikofri rente på 1,825 % (etter skatt). Deretter har de tatt den «usikre» kontantstrømmen etter skatt. Den er konstruert av kontantstrømmen før skatt minus 78 % skatt, *uten* noen av fradragene. Diskonteringsrenten for den usikre kontantstrømmen er satt til 4,78 % (etter skatt). Dette gir en prosjektverdi på 11,0.

APV-metoden diskonterer først den samlede kontantstrømmen (Sum KS etter skatt). Denne kontantstrømmen er summen av «sikker» og «usikker» kontantstrøm som Finansdepartementet har benyttet. Deretter går man over på steg 2 og legger til verdien av skattefradrag som følge av valgt finansiering. Verdien av skattefradragene av valgt finansiering består av rentefradragene multiplisert med skattesatsen på 51 %. Ettersom det her

er forutsatt en konstant gjeldsgrad, vil diskonteringsrenten for den samlede kontantstrømmen være lik diskonteringsrenten for skattefradragene (Ruback 2002, 98). For å få prosjektverdien til å bli 11,0 må diskonteringsrenten være 3,68 % (etter skatt). Steg 3 er sett bort fra i dette eksempelet.

Med utgangspunkt i de samme nøkkeltallene, vil fremgangsmåten med DCF-metoden være å ta den samlede kontantstrømmen og diskontere med WACC. For å få samme verdi som Finansdepartementet har fått, altså 11,0, må de bruke en diskonteringsrente på 2,99.

Diskonteringsrenten med APV-metoden er 0,69 % høyere enn diskonteringsrenten ved DCF-metoden. Dette samsvarer med argumentet ovenfor om at diskonteringsrenten for steg 1 ved APV-metoden (og for steg 2 i dette tilfellet) er høyere enn diskonteringsrenten ved DCF-metoden. Merk at både renten for DCF-metoden og for APV-metoden er unormalt lave. Etersom de er beregnet med utgangspunkt i at metoden til Finansdepartementet gir riktig verdi, kan dette tyde på feil i Finansdepartementets metode.

En oppsummering av resultatet fra de ulike metodene er gitt i tabellen under.

Tabell 10: Oppsummering av metodene

		Nåverdi
Steg 1	Diskontert samlet kontantstrøm med 3,68 %	8,8
Steg 2	Diskontert verdi av skattefradrag valgt finansiering med 3,68 %	2,1
Steg 3	Andre forhold	0
SUM APV		11,0
Diskontert «sikker» kontantstrøm med 1,825 %		87,7
Diskontert «usikker» kontantstrøm med 4,78 %		-76,6
SUM Finansdepartementet		11,0
Diskontert samlet kontantstrøm med 2,99 %		11,0
SUM DCF		11,0

I tillegg til uenigheter om metodevalget, er det uenigheter om valg av diskonteringsrente.

Videre vil jeg drøfte hvilke diskonteringsrenter som kan være passende for de ulike delene av kontantstrømmen når den deles opp.

8.1 Korrekt diskonteringsrente for oppdelt kontantstrøm

Ettersom Finansdepartementet ikke har benyttet APV-metoden, er det heller ikke gitt hvordan de kan regne seg frem til korrekte diskonteringsrenter. Hadde de benyttet APV-metoden kunne de regnet seg frem til egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld som diskonteringsrente, slik teorien sier. Diskonteringsrenten brukes da for hele kontantstrømmen samlet. Deretter legges til verdi knyttet til valg av finansiering. Hvis Finansdepartementet skal bruke APV-metoden er det ikke riktig å benytte risikofri rente på kontantstrømmen til skattefradragene generert av avskrivninger, friinntekt og rentekostnader, og egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld som diskonteringsrente på resten. Dette fordi egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld er fastsatt på bakgrunn av den samlede kontantstrømmen og de ulike risikoene som da er inkludert.

Det er mulig å dele opp en kontantstrøm og diskontere de ulike delene med en rente som reflekterer den enkelte delens risiko, jfr. prinsippet om verdiadditivitet. Dette prinsippet er et grunnleggende prinsipp i verdsettingsmodeller i finansiell økonomi. Verdiadditivitet innebærer at summen av de ulike delene av kontantstrømmen diskontert hver for seg, vil gi samme verdi som hele kontantstrømmen diskontert samlet (Lund, D 2013).

Finansdepartementet mener for eksempel at skattefradragene til friinntekt, avskrivning og rentekostnader har lavere risiko og bør diskonteres med risikofri rente (Prop. 150 LS 2012-2013, 13). Finansdepartementet har vist til teori som omtaler diskonteringsrente for skattefradrag (Fane 1987, Summers 1987; Bond & Devereux 1995). Jeg har imidlertid ikke funnet en beskrivelse av teorigrunnlaget som ligger til grunn for Finansdepartementets beregning av diskonteringsrente for de resterende delene. Jeg mener det ikke er gitt at Finansdepartementet har benyttet APV-metoden. Det er derfor heller ingen grunnlag for å benytte APV-metoden til å finne diskonteringsrentene som behøves. Med dette må jeg si meg enig med uttalelsene i Osmundsen og Johnsen (2013), og i Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013), hvor de stiller spørsmål til hvordan man finner diskonteringsrenten for restkontantstrømmen. Jeg ser heller ikke hvordan man med metoden til Finansdepartementet skal klare å finne diskonteringsrentene til de ulike delene av kontantstrømmen. Videre vil jeg omtale hva som eventuelt vil skje med diskonteringsrenten for kontantstrømmen når den deles i to og delene diskonteres hver for seg.

8.1.1 Diskonteringsrente for del 2 av kontantstrømmen

Egenkapitalkostnaden, gitt ingen gjeld, brukes som diskonteringsrente av kontantstrømmen i steg 1 av APV-metoden. Spørsmålet som oppstår er om man fremdeles kan legge til grunn egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld når man skiller ut deler av kontantstrømmen. Teorien omtaler kontantstrømmen samlet. Når man skiller ut en del av denne kontantstrømmen og diskonterer den med en lavere rente, burde det tilsi at resten må diskonteres med en høyere rente enn egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld. Dette fordi summen skal bli den samme. Dette kan illustreres slik:

$$\frac{FCF \text{ del 1} + FCF \text{ del 2}}{k_u} = \frac{FCF \text{ del 1}}{r_f} + \frac{FCF \text{ del 2}}{X}$$

Egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld er i ligningen over representert som k_u . FCF er kontantstrømmen. Risikofri rente er r_f , og X er den renten som kreves for å få samme sum.

Talleksempel for å illustrere:

FCF del 1 =	3
FCF del 2 =	12
k_u =	6 %
r_f =	3 %
X =	ukjent

Setter variablene inn i ligningen for å finne ut hvor høy diskonteringsrenten for restkontantstrømmen (X) må være for å opprettholde samme verdi:

$$\frac{15}{0,06} = \frac{3}{0,03} + \frac{12}{X}$$

$$250 X - 100 X = 12$$

$$X = 0,08$$

Ser av ligningen over at diskonteringsrenten for kontantstrøm del 2 må være 2 % høyere enn diskonteringsrenten for den samlede kontantstrømmen. Merk at den delen av kontantstrømmen som representerer skattefradragene i dette eksempelet er lavere enn resten. For prosjekter slik som talleksempellet til Finansdepartementet (2013) vil det være motsatt. Da vil verdien av skattefradragene være høyere enn resten av kontantstrømmen. Diskonteringsrenten vil i slike tilfeller ikke bli høyere enn diskonteringsrenten for den samlede kontantstrømmen. Snur eksempelet ovenfor for å illustrere dette, slik at FCF del 1 blir høyere enn FCF del 2, ellers er alt likt:

FCF del 1 = 12
 FCF del 2 = 3
 $k_u = 6\%$
 $r_f = 3\%$
 X = ukjent

Setter variablene inn i ligningen for å finne ut hvor høy diskonteringsrenten for restkontantstrømmen (X) nå må være for å opprettholde samme verdi:

$$\frac{15}{0,06} = \frac{12}{0,03} + \frac{3}{X}$$

$$250 X - 400 X = 3$$

$$X = - 0,02$$

Resultatet blir en negativ diskonteringsrente. I kapittel 10 presenteres det resultater fra verdsetting av et modellfelt. Verdsettingen er gjort i henhold til DCF-metoden, men den viser også metoden til Finansdepartementet. Der er også diskonteringsrenten for restkontantstrømmen negativ.

På bakgrunn av overstående mener jeg metoden til Finansdepartementet ikke er pålitelig. Jeg begrunner påstanden min med at fremgangsmåten for estimering av diskonteringsrenter til alle deler av kontantstrømmen, ikke er tilstrekkelig begrunnet med teori. I neste kapittel vil jeg presentere et faktisk gassfunn som er verdsatt av operatørselskapet til funnet. Der vil jeg

også drøfte konsekvensene skatteendringen får for dette funnet. Gassfunnet er verdsatt med DCF-metoden. Under gjennomgangen av fremgangsmåten til DCF er det drøftet om forutsetningene for metoden samsvarer med operatørselskapets forhold, noe de gjør. Det tilsier at metoden gir et representativt bilde av effekten av skatteendringen.

9.0 Verdsettelse av et virkelig funn

Av anonymitetsårsaker kan jeg ikke avsløre hvilket funn som er verdsatt i oppgaven. Det handler om et gassfunn, gjort på norsk sokkel i 2008. Det er en operatør og fire andre partnere. PUD var planlagt innlevert i 2017, men prosjektet er utsatt blant annet etter at satsen for friinntekt er endret.

Funnet er planlagt tilknyttet til et annet eksisterende felt. Det er to alternativer for utbygging, herunder to ulike infrastrukturer funnet kan tilknyttes, og begge er under vurdering. De ulike alternativene er begge sammenlignet med andre funn hos samme operatør. Dette for å få et bilde av om sammenhengen mellom utgifter og mengden som hentes ut av reservoaret er på nivå med andre felt eller ikke. I alternativ 1 er operatøren medeier i infrastrukturen. I alternativ 2 er ikke operatøren medeier i infrastrukturen. Dette vil påvirke hvordan selskapseffekten slår ut, om en får inntekter eller må betale tariffen for bruk av andres anlegg. Alternativ 1 for funnet som verdsettes i oppgaven har en total kostnad i forhold til utvinnbare ressurser som er høy, i forhold til andre sammenlignbare funn. Det skyldes høye kostnader på grunn av høy temperatur og høyt trykk (HPHT) i reservoaret. Dette setter begrensninger for valg av utbyggingsløsninger og materialene som brukes. Alternativ 1 har lavere grad av utvinning grunnet kortere teknisk levetid på den infrastrukturen den skal kobles opp mot. Alternativ 2 har lavere kostnader og utvinningsgraden er høyere som følge av lengre produksjonstid. Allikevel er også dette alternativet over trendlinjen, som følge av høye kostnader relatert til reservoar med HPHT forhold. Trendlinjen er basert på en erfaringsdatabase, der operatørselskapet legger inn data fra alle prosjekter, for de ulike faser av gjennomføring. Prosjektene grupperes i kategorier basert på omfang og type. Disse kategoriene brukes til intern benchmarking, som nye prosjekter sammenlignes mot. Gassfunnet i denne oppgaven er alt tatt i betraktning rimelig nært trendlinjen og dersom en ser på enkelt isolerte deler av utbyggingen er de helt på linje med andre utbygginger. I trenddatabasen som prosjektet er sammenlignet mot, er det en blanding av felt som er HPHT, og som ikke er det. Siden HPHT felt er normalt dyrere enn felt som ikke har høy temperatur og høyt trykk, er det naturlig at funnet som verdsettes i denne oppgaven er i overkant av trendlinjen. Dette tilsier at verdsettelsen av funnet er representativt for andre sammenlignbare funn.

Selve verdsettelsen av funnet er gjort i henhold til DCF-metoden, hvor kontantstrømmen er fastsatt først og hele er deretter diskontert samlet, med en diskonteringsrente på 8 %.

Verdsettelsen er foretatt av operatørselskapet, med godkjenning av partnerskapet (medeierne i lisensen). Det er operatørselskapet som har foretatt valg av avkastningskrav som er benyttet til diskontering. Ved gjennomgangen av fremgangsmåten til DCF-metoden er det referert til operatørselskapet og argumentert for hvorfor DCF metoden er passende for det selskapet, se kapittel 5 med underpunkter. På bakgrunn av den gjennomgangen mener jeg det er grunnlag for å stole på valg av metode for verdsetting av prosjektet.

9.1 Kilder til tallene i verdsettelsen

Informasjonen knyttet til gassfunnet er gitt av operatørselskapet. Dette medfører at de forutsetninger som ligger til grunn for tallmaterialet er operatørselskapets egne. Det betyr at jeg ikke har gjennomgått dem selv. Fordelen med dette er at tallmaterialet ikke er påvirket av mine vurderinger og innsikt i operatørselskapets drift, men heller basert på operatørselskapets kunnskaper. Som vist under punkt 5.1.4 er min beregning av WACC for operatørselskapet langt unna deres valg av diskonteringsrente. Et tallmaterialet som ikke er påvirket av meg kan dermed vise et mer korrekt bilde av grunnlaget selskapets beslutningstakere benytter.

Ettersom dette er et funn av gass er det offisielle gasspriser som ligger til grunn for transportkostnadene i verdsettelsen. Disse prisene ligger offentlig tilgjengelig på www.gassco.no. Gassfunnet er verdsatt med nåverdberegninger til år 2013 og det er prisene for 2013 som er lagt til grunn. I illustrasjonen nedenfor, hentet fra Gassco sine nettsider, vises prisene som er relevante.

Figur 2: Priser på transport av gass

Unit tariff cost in fixed 2013 value					
Area/Service	Unit	Capital Cost (K)* 2013-2028	Capital Cost (I)* 2013	Operating Cost (O) 2013	Statfjord**
Area A	NOK/Sm3	0,0666667	0,0028125	0,0153728	0,0115493
Area B	NOK/Sm3	0,0424242		0,0085706	
Area C Services					
Area C - EXT	NOK/Sm3	0,1212121	0,0069559	0,0164504	
Area C - ETSL	NOK/Tonne	266,6666667	76,9120082	237,3603064	
Area C - FSL	NOK/Tonne	363,6363636	85,6544901	123,5743940	
Area C - CSL	NOK/Tonne	-	42,6657812	226,2983789	
Area C - CO2-R	NOK/Tonne	255,7575758	198,5662282	137,3213232	
Area C - CO2-B/D	NOK/Tonne	127,8787879	13,3679149	137,3213232	
Area C - H2S	NOK/kg			954,9966681	
Area D - Entry					
Kollsnes	NOK/Sm3	0,0233939			
Kårstø	NOK/Sm3	0,0294545			
Oseberg	NOK/Sm3	0,0294545			
Nyhamna	NOK/Sm3	-			
Other entries	NOK/Sm3	0,0052121			
Area D - Exit					
UK & Continental exits	NOK/Sm3	0,0675152	0,0018624	0,0245123	
Norwegian exits	NOK/Sm3	-	0,0018624	0,0245123	
Area D- H2S	NOK/kg	1 212,1212121			
Area D - CO2	NOK/Tonne	181,8181818			
Area E	NOK/Sm3	0,0545455		0,0289305	
Area E - H2S	NOK/kg	1 212,1212121			
Area E - CO2	NOK/Tonne	181,8181818			
Area F	NOK/Sm3	0,0727273		0,0647749	
Area G	NOK/Sm3	0,0180606		0,0033738	
Area H	NOK/SM3	0,0424242		0,0210087	
Area I	NOK/SM3	0,0490909		0,0076285	

* Capital Cost is escalated every year with Norwegian Consumer Price Index

** Only on booking on Exit Points A2 and A3

Please follow the URL below to find further information about the booking and tariff regime:
<http://www.lovdata.no/forst/oe/te-20021220-1724-0.html>

(Gassco Priser 2013)

Det er noe olje i tillegg til gass i dette funnet. Prisen for oljen er satt til 100 USD per fat. Det er spekulasjoner rundt hvilken retning oljeprisen vil gå de neste årene. Aktuelt for dette funnet er årene 2017 til 2022. I følge Det internasjonale energibyrået IEA vil oljeprisen øke til 128 dollar fatet i 2035, uten justering for inflasjon. Prisen for 2013 mente de ville ligge på rundt 100 dollar fatet (NTB, Offshore.no 2013a). Statistisk Sentralbyrå på den andre siden mener oljeprisen vil falle. De mener oljeprisen vil reduseres til 70 dollar fatet i 2025. Årsaken til deres oppfatning er at kostnadene for oljeutvinning i USA er antatt å ligge mellom 60 og 80 dollar fatet (NTB, Offshore.no 2013b). Basert på disse to uttalelsene er det ikke usannsynlig at oljeprisen vil ligge på ca. 100 dollar fatet.

9.2 Resultatet av verdsettelsen

Verdsettelsen er foretatt i 2013. Alle tall er derfor nåverdiberegnet tilbake til det årstallet. På tidspunkt for verdsettelsen var det forventet investeringer i årene 2014 til 2017. Produksjonen starter i 2017 og varer til 2022. Kostnader knyttet til fjerning kommer i 2023. Levetiden er satt på bakgrunn av teknisk levetid og økonomisk levetid. Det betyr at det kan være mer gass igjen i bakken, men det tas ikke ut fordi den tekniske levetiden tillater det ikke, eller det er ikke økonomisk lønnsomt. Tallene med det gamle skattesystemet er vedlagt som vedlegg 2, og tallene med det nye skattesystemet er vedlegg 3.

Alle tall er i millioner norske kroner etter kurs for 2013. Totale investeringer utgjør 5 788 millioner. De totale inntektene utgjør 10 384,27 millioner. Disse tallene er før nåverdiberegningen. I verdsettelsen med de gamle skattereglene har prosjektet en kontantstrøm før skatt med nåverdi på 412,10 millioner. Nåverdien av kontantstrømmen etter skatt er beregnet til 122,89 millioner. Dette er ikke et høyt overskudd sammenlignet med andre felt. Dette feltet er altså et marginalt felt.

Verdsettelsen med de nye skattereglene har de samme investeringene, de samme inntektene og de samme kostnadene. Kontantstrømmen til prosjektet før skatt har derfor også en nåverdi på 412,10 millioner. Nåverdien til kontantstrømmen etter skatt derimot er noe langt annet. Nåverdien etter skatt med de nye skattereglene er -20,49 millioner. Det betyr at feltet som var lønnsomt med de gamle skattereglene, ikke er lønnsomt lenger. Endringen av friinntekten har for dette feltet medført så store ekstrakostnader at det per dags dato ikke vil bli bygd ut.

Et felt som dette skaper ikke infrastruktur som kan bidra til å senke kostnadene for andre felt, som for eksempel Aasta Hansteen prosjektet. Der bygges det ut ny infrastruktur med nye gassledninger som andre felt kan koble seg på. Det vil derfor sannsynligvis være lønnsomt å bygge ut Aasta Hansteen uansett om prosjektet alene viser en lite lønnsom, eventuell negativ verdi. Dette fordi eier av infrastrukturen til Aasta Hansteen vil få ekstra inntekter når andre kobler seg på. Gassfunnet i denne oppgaven vil ikke være et slikt felt. En negativ verdsettelse vil derfor medføre at prosjektet blir satt på vent. Ny teknologi, utviklinger i oljeprisen eller andre kostnadsbesparelser kan gjøre prosjektet lønnsomt igjen med tiden. Per dags dato, derimot, vil ikke prosjektet bli igangsatt.

9.3 Verdsettelse med lavere diskonteringsrente

I min gjennomgang av fremgangsmåten til DCF-metoden beregnet jeg en WACC for operatørselskapet til gassfunnet. Diskonteringsrenten jeg beregnet er meget lav. Den er også basert på noen forutsetninger som kanskje ikke er helt i henhold til virkeligheten. Kort oppsummert er forutsetningene som ligger til grunn at 3-årig statsrente på 1,69 % er grunnlag for risikofri rente, markedsrisikopremien er på 5,75 %, gjelden er beregnet som sikker og YIT på 3,3 % estimerer gjeldskostnaden. I tillegg er all gjeld forutsatt å være rentebærende gjeld med flytende rente, samt at selskapet er ved sin målsatte kapitalstruktur. Disse forutsetningene resulterte i en beregnet WACC på 3,2 %. Siden min beregning gir en såpass lav rente vil jeg ikke benytte den her, men det er allikevel interessant å se hva effekten til endringen av friinntekten blir med en lavere diskonteringsrente. Isteden har jeg beregnet verdien av gassfunnet med en diskonteringsrente på 6,5 % etter skatt. Dette er den diskonteringsrenten operatørselskapet opplyser om i årsrapporten sin for 2013, som reelle basisrente som brukes til diskontering. Denne renten er, i følge årsrapporten, utledet fra selskapets WACC. Diskonteringsrenten før skatt opplyser de til å være i størrelsesorden 8-12 % avhengig av spesifikke egenskaper til ulike aktiva, eksempelvis skattebehandling, kontantstrømprofiler og økonomisk liv.

Verdsettelsen med diskonteringsrente på 6,5 % og de gamle reglene er vedlagt som vedlegg 4. Samme verdsettelse bare med de nye reglene er lagt ved som vedlegg 5. Med en lavere diskonteringsrente er prosjektet lønnsomt både før og etter endringen av friinntekten. Det som er av spesiell interesse er at verdien er halvert etter endringen. Nåverdien av kontantstrømmen etter skatt med de gamle skattereglene, og en diskonteringsrente på 6,5 %, er på 288,44 millioner. Nåverdien etter skatt med de nye skattereglene er på 135,55 millioner. En reduksjon i friinntekten fra 7,5 % til 5,5 % over 4 år, medfører altså at prosjekter mister over halve verdien sin. Det er ganske dramatisk!

Oppsummering av nøkkeltallene for gassfunnet er vist i tabell 11 under:

Tabell 11: Nøkkeltall for gassfunnet

	Nåverdi 8 %	Nåverdi 6,5 %	Eff. Skatt 8 %	Eff. Skatt 6,5 %
Gamle skatteregler	122,89	288,44	70 %	56 %
Nye skatteregler	-20,49	135,55	105 %	79 %

Effektiv skattesats for gassfunnet med de gamle reglene og 6,5 % som diskonteringsats, er 56 %. Tilsvarende er den effektive skattesatsen med nye regler 79 %.

Benyttelse av en lavere diskonteringsrente nå, i forhold til tidligere, er imidlertid potensielt feil retning. Endringen av friinntekten har medført at selskapene tar en større del av investeringen selv. Det betyr at en større del av risikoen ved utbygging er lagt over på selskapene. Høy risiko krever en høy avkastning, mens lav risiko er ensbetydende med lav avkastning. Sett at diskonteringsrentene benyttet tidligere år var representativ for risikoen. Da må diskonteringsrentene som benyttes i dag være høyere enn disse, fordi risikoen for selskapene er høyere. En høyere diskonteringsrente medfører videre at effekten av skatteendringen blir større, hvilket betyr at lønnsomheten for prosjekter blir enda dårligere. Dette vil jeg vise ytterligere i kapittel 10 når jeg viser hvilken effekt endringen av friinntekten får på et modellfelt.

10.0 Verdsetting av et modellfelt

Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013) har i sin artikkel satt opp et modellfelt med de nye skattereglene. Dette modellfeltet viser et mye større prosjekt enn det virkelige funnet kommentert i kapittel 9. Det er derfor interessant å se hva effekten blir for modellfeltet med de gamle og de nye skattereglene. Modellfeltet de har satt opp har en samlet produksjon på 78 millioner Sm³ over 28 år. De samlede investeringene er på 94 milliarder fordelt over 10 år (2013MNOK). De legger til grunn 90 USD(2013) per fat olje, samt en kurs på 6 NOK per USD. De har også lagt til grunn et nominelt avkastningskrav til netto etter skatt kontantstrøm på 9 %. Modellfeltet er satt opp i en tabell, se vedlegg 6, hvor første del av tabellen viser verdsetting av feltet ved bruk av DCF-metoden. Neste del viser verdsetting slik Finansdepartementet gjør det. Den siste delen viser metoden med deling i forhold til etter skatt på inntekt/driftskostnader og etter skatt på investeringer.

Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013) legger til grunn at Finansdepartementet bruker en diskonteringsrente for kontantstrømmen til skattefradragene på 4 %. Diskonteringsrenten for resten er negativ, fordi de ønsker å oppnå samme verdi for prosjektet som med DCF-metoden, og det er kun den renten som oppfyller det, gitt diskonteringsrenten for skattefradragene. I dette modellfeltet er det ikke tatt med gjeld. Det betyr at diskonteringsrenten med DCF-metoden og med APV-metoden blir lik. Når gjelden (D) er null blir det ikke noe steg 2 i APV-metoden, kun steg 1 og evt. steg 3. Diskonteringsrenten for steg 1 er i henhold til teorien egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld. Koller m.fl. (2010) har satt opp ligningen til egenkapitalkostnaden gitt ingen gjeld (k_u) uttrykt på ca. samme måte som for WACC, jfr. punkt 6.2.1.1:

$$6.3 \quad k_u = \frac{D}{V} k_d + \frac{E}{V} k_e$$

Når gjelden (D) blir null forsvinner hele det første leddet og man sitter igjen med:

$$k_u = \frac{E}{V} k_e$$

Tilsvarende har Koller m.fl. (2010, 236) satt opp ligningen for WACC:

$$5.1 \quad WACC = \frac{D}{V} k_d(1 - T_m) + \frac{E}{V} k_e$$

Når gjelden er null blir ligningen for WACC slik:

$$WACC = \frac{E}{V} k_e$$

Diskonteringsrenten med de to metodene blir altså identisk når gjelden er null. Selv om gjelden er null mener Finansdepartementet at skattefradragene til avskrivninger og friinntekt kan diskonteres med risikofri rente. Problemet er fremdeles at teorien ikke angir hvilken rente som da skal anvendes for restkontantstrømmen. Finansdepartementet deler opp kontantstrømmen og diskonterer den separat uten å angi hvilken teori de benytter for valgt diskonteringsrente. De angir kun teori for valgt diskonteringsrente av den ene delen av kontantstrømmen; skattefradragene. Når anerkjent teori om APV-metoden angir en rente for den samlede kontantstrømmen, og den er lik WACC i tilfeller hvor gjelden er null, mener jeg det ikke er nødvendig å kommentere andre tall enn de som fremkommer av DCF-metoden for modellfeltet. Dette fordi APV og DCF gir samme verdi. Verdien som kommenteres i de videre underkapitlene vil derfor kun være den som fremkommer med DCF-metoden.

10.1 Verdi med de gamle skattereglene

Verdsettelse av modellfeltet til Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013) har jeg endret til verdsettelse med gamle skattesatser. Se vedlegg 7. Den øverste delen av tabellen viser tall med DCF. De gamle skattereglene gir prosjektet en kontantstrøm etter skatt på 32 495 millioner før nåverdberegningen. I eksempelet er det benyttet en diskonteringsrente på 9 %. Det gir en nåverdi av kontantstrømmen etter skatt på 3 745 millioner. Til sammenligning er nåverdien av kontantstrømmen før skatt på 20 732 millioner. Disse nøkkeltallene er oppsummert i tabellen under:

Tabell 12: Nøkkeltall fra modellfelt med gamle skatteregler

	Nåverdi	Før nåverdi	Internrente
Kontantstrøm før skatt	20 732	76 863	15,2 %
Kontantstrøm etter skatt	3 745	32 495	11,1 %

Internrenten til prosjektet etter skatt er på 11,1 %. Denne internrenten er relativt høy, og viser at prosjektet er lønnsomt. Internrenten før skatt er på 15,2 %. Effektiv skatt med 9 % diskonteringsrente og gamle skatteregler er 81,9 %. Vil videre se hvilke verdier som oppstår ved de nye skattereglene.

10.2 Verdi med de nye skattereglene

Det opprinnelige talleksempellet som Osmunden, Johnsen og Emhjellen (2013) har satt opp i sin artikkel brukes nå. Se vedlegg 6. Her er kontantstrømmen satt opp med de nye skattereglene. Endringene fra tidligere er at satsen for friinntekt er redusert fra 7,5 % per år til 5,5 % per år i fire år. I tillegg er alminnelig skattesats redusert fra 28 % til 27 %, mens særskattesatsen er høynet fra 50 % til 51 %. Det betyr at samlet marginal skattesats på 78 % er uendret.

Kontantstrømmen etter skatt har, med de nye skattereglene, en verdi på 28 568 millioner før nåverdiberegningen. Det er en reduksjon på 12 % i forhold til kontantstrømmen etter skatt med de gamle reglene. Med samme diskonteringsrente på 9 % blir nåverdien nå 1 462 millioner. Sammenlignet med verdien med de gamle reglene er denne nåverdien 61 % lavere. En reduksjon på hele 61 % er dramatisk og viser klart hvor stor påvirkning friinntekten faktisk har. Effektiv skatt med 9 % diskonteringsrente og nye skatteregler er 92,9 %. Med de gamle reglene var effektiv skatt 81,9 %.

Dersom diskonteringsrenten hadde vært 8 % slik den operatørselskapet bruker ville nåverdien av kontantstrømmen etter skatt med de gamle reglene gitt en verdi på 5891. Tilsvarende ville nåverdien etter skatt med de nye skattereglene vært 3476. Dette tilsvarer en reduksjon på ca. 41 %. Dette viser at valg av diskonteringsrente helt klart avgjør hvor stor effekt endringen av friinntekten får. Eksempelvis vil reduksjonen i nåverdien fra gammel til ny sats bare bli 13 % med en diskonteringsrente på 1 %. Allikevel vil også et tap på 13 % ofte være betydelig. I tabellen nedenfor er det vist ulike diskonteringsrenter for det samme talleksempellet, og hvor stor reduksjonen i nåverdien etter skatt blir, med de nye reglene. Merk at den prosentvise endringen er oppgitt i absoluttverdier.

Tabell 13: Reduksjon i nåverdi etter skatt med nye skatteregler for ulike diskonteringsrenter

Diskonteringsrente	Nåverdi gamle regler	Nåverdi nye regler	Endring (nedgang)	Endring i %
12 %	-1328	-3264	1936	146 %
9 %	3745	1462	2283	61 %
8 %	5891	3476	2415	41 %
7 %	8300	5741	2559	31 %
6 %	10989	8277	2712	25 %
1 %	28558	24875	3683	13 %

I NOU 2000:18 (s. 434) står det skrevet at norske myndigheter benytter 7 % som diskonteringsrate, mens selskapene bruker 12 % eller høyere. En rente på 12 % ser vi i tabellen over, gir negativ verdi for prosjektet både med gamle og nye skatteregler. Dersom man legger til grunn en diskonteringsrente på 7 % vil endringen av friinntekten medføre en reduksjon i nåverdien til modellfeltet på 31 %. Nesten en tredjedel av prosjektets nåverdi går bort som følge av skatteendringen.

Istedenfor den faktiske nåverdien kan man heller se på internrente og endringen i den. Ved de gamle skattereglene var internrenten før skatt på 15,2 % og 11,1 % etter skatt. Med de nye skattereglene er internrenten redusert til 9,8 % etter skatt. Med et nøytralt skattesystem vil internrenten være den samme både før og etter skatt. For eksempel vil internrenten før skatt være lik internrenten etter skatt når investeringer kan utgiftsføres i anskaffelsesøyeblikket (Vassdal 1978, 25). Dersom direkte utgiftsføring erstatter avskrivninger og friinntekt vil Norge ha et nøytralt skattesystem. Dette er Finanskomiteen også enig i. De skriver:

Ein nøytral grunnrenteskatt vil ikkje påverke tilpassinga til verksemdene. Då vil ressursar som er lønsame for samfunnet òg vere lønsame for selskapa etter skatt, samtidig som ulønsame investeringar også vil vere bedriftsøkonomisk ulønsame.

(Innst.475 L 2012-2013)

Endringen av friinntekten i 2013 har ikke bidratt til et nøytralt skattesystem. Det bevises av internrenten som er enda lavere etter skatt med de nye reglene enn med de gamle. Prosjektene har ikke samme lønnsomhet før og etter skatt, og det vil påvirke beslutningstakerne.

10.3 Verdi med en samlet friinntekt redusert til 2 %

Det er antydnet at friinntekten burde reduseres ytterligere. I NOU 2000:18 (s. 132) som dannet grunnlaget for endringen av friinntekten i 2013, er det foreslått en friinntekt på 2 %. Dette er samlet friinntekt hvilket betyr at de foreslo å endre friinntekten fra daværende 7,5 % per år til 0,5 % per år. Når en reduksjon i friinntekten fra 7,5 % til 5,5 % per år slår merkbart ut, er det klart at en reduksjon helt ned til 0,5 % vil medføre katastrofale reduksjoner i verdien.

Eksempelvis vil en slik endring medføre at internrenten til modellfeltet reduseres fra 9,8 % med de nye skattereglene til 6,4 %. Se vedlegg 8.

Ettersom ulike diskonteringsrenter også påvirker hvor stor effekt endringen av friinntekten får, vil jeg vise flere alternativer. Disse er oppsummert i tabellen nedenfor. Merk at den prosentvise endringen er oppgitt i absoluttverdier.

Tabell 14: Ulike diskonteringsrenter og endringen i nåverdi med ulike satser for friinntekt

Disk.- rente	Nåverdi med 7,5 %	Nåverdi med 5,5 %	Nåverdi med 0,5 %	Prosentvis- endring i verdi ved reduksjon fra 7,5 % til 5,5 %	Prosentvis- endring i verdi ved reduksjon fra 5,5 % til 0,5 %	Prosentvis- endring i verdi ved reduksjon fra 7,5 % til 0,5 %
12 %	-1328	-3264	-8491	146 %	160 %	539 %
9 %	3745	1462	-4698	61 %	421 %	225 %
8 %	5891	3476	-3043	41 %	188 %	152 %
7 %	8300	5741	-1163	31 %	120 %	114 %
6 %	10989	8277	958	25 %	88 %	91 %
4 %	17250	14194	5947	18 %	58 %	66 %
3 %	20810	17561	8794	16 %	50 %	58 %
1 %	28558	24875	14936	13 %	40 %	48 %

Av tabellen ser man at med en friinntekt på 0,5 % per år, må man ned på en diskonteringsrente på 6 % for å få en positiv verdi på prosjektet. Denne diskonteringsrenten er under enn den diskonteringsrenten norske myndigheter legger til grunn i henhold til NOU 2000:18, hvilket er 7 %. Det er derfor nærliggende å tro at en diskonteringsrente på 6 % vil være et minimum her. Som angitt av tabellen over vil en reduksjon i friinntekten fra 7,5 % til 0,5 % medføre en reduksjon i nåverdien på hele 91 % for modellfeltet. En nedgang fra dagens sats på 5,5 % til 0,5 % gir en reduksjon på 88 %. Dette er alvorlig store reduksjoner i verdi. Dersom det er sannsynlig at friinntekten reduseres ytterligere, er det helt klart at den risikoen må tas hensyn til ved verdsettelsen av nye fremtidige utbygginger av olje- og gassfelt. Dette fordi konsekvensene for lønnsomheten er skjebnesvanger. Selskapene bør ta en vurdering av hvorvidt de tror skattereglene vil endres ytterligere. Dersom de mener det er risiko for endringer, bør det tas hensyn til ved verdsettelsen av nye funn.

11.0 Effekter av endringen

Effekten av skatteendringen er ikke bare på lønnsomheten av enkeltfelt. Det ser også ut til å ha effekt på leverandørindustrien til petroleumsbransjen. Det første konkrete signalet om at flere marginale felt ikke bygges ut, ser man i avisoverskriftene i 2014. Signaler fra store oljeselskap om kutt i rammeavtaler med leverandører har medført nedbemanning (Ramsdal, TU 2014). Subseabransjen merker også endringen. Noen kutter stillinger, mens andre i stedet, har redusert antall nyansettelser (Qvale, TU 2014). Det er en trend hvor man ser at kostnader kuttes hos operatørselskapene, hvilket medfører at leverandørene må kutte mer. Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013) forutså dette, og de har fått rett.

I kapittel 9 og 10 er det vist hvilken effekt endringen av friinntekten har. Der er det vist at prosjekter med små marginer ikke er lønnsomme lenger med det kostnadsnivået og inntektsgrunnlaget som foreligger i dag. Endringen av friinntekten har en klar effekt på lønnsomheten av prosjekter, hvilket vil påvirke operatørselskapenes investeringsbeslutninger. I noen tilfeller kan selskapene vurdere tilbakelevering av lisensen og tilbakehold. Dette viser at effekten av skatteendringen er en kjølning av investeringstakten for offshoreprosjekter.

I etterkant av endringen er det store prosjekter som er utsatt på grunn av endret lønnsomhet. Eksempel på slike prosjekter er Ormen Lange og Johan Castberg (tidligere Skrugard). Sistnevnte felt er utsatt med en begrunnelse som inkluderer endringen av petroleumsbeskatningen (Lorentzen, Hessevik og NTB, E24 2013). Det er det imidlertid ikke gitt for Ormen Lange. De konkrete uttalelsene der, omhandler ikke at utsettelsen skyldes endringen av skattereglene. Utsettelsene begrunnes i oppdatert økonomivurdering som inkluderer ny kostnadsinformasjon om nåværende konsepter, samt oppdatert reservoaranalyse (Jerver, Metal Supply 2014). Utsettelser av slike store prosjekter vil påvirke aktiviteten i leverandørbransjen i årene fremover.

11.1 Ikke enstemmig vedtatt

I Finanskomiteens innstilling om endringene av friinntekten (Innst.475 L 2012-2013) kommer det frem at komiteens medlemmer var uenig. Flertallet i komiteen støttet forslaget til regjeringen i 2013. Argumentasjonen fra flertallet gikk på at ressursene på sokkelen tilhører folket i Norge, og når verdiene tas opp burde den ekstra avkastningen gå til eieren, altså staten. De mente at petroleumsbeskatningen er investeringsvennlig og at den moderate innstramningen i friinntekten ikke endrer på det. Komiteens medlemmer fra

Fremskrittspartiet viste til at regjeringens forslag ville ramme marginale felt. De påpekte at hensikten med friinntekten er å skjerme investeringer med normal lønnsomhet fra særskatt og at den foreslåtte endringen ville ramme marginale felt. De ville heller fokusert på å sørge for bedre lønnsomhet etter skatt av investeringer, blant annet for økt utvinning. De gikk mot regjeringens endringsforslag fordi de mente det er skadelig med vedtak som reduserer lønnsomheten av fremtidige prosjekter. Det har altså ikke vært enstemmig enighet om å endre friinntekten. Det var også tegn på at medlemmene av komiteen ikke var helt sikre på konsekvensene av endringen. Dette vises av forslaget fra komiteens medlemmer fra Fremskrittspartiet, Høyre og Kristelig Folkeparti som forslø følgende:

Stortinget ber regjeringen i forslag til statsbudsjett for 2014 om en grundig vurdering av konsekvensene av regjeringens forslag om endring av friinntekten i kombinasjon med økt særskatt og en vurdering av andre forslag som kan øke utvinningsgraden for felt i drift.

(Innst.475 L 2012-2013, 7)

Medlemmer fra Høyre og Kristelig folkeparti var i følge Finanskomiteens innstilling, kritisk til at en grundig vurdering av konsekvensene i forkant av beslutningen manglet. De valgte imidlertid å stemme for forslaget fordi det var annonsert iverksatt allerede, samt at regjeringen tydelig argumenterte for at samfunnsøkonomiske prosjekter fortsatt ville være lønnsomme, og at Norge fremdeles ville ha et investeringsvennlig skatteregime. Petroleumsbeskatningen er fremdeles investeringsvennlig, men endringen medfører at operatørselskapene må ta en større del av investeringen selv. Det medfører en økt risiko for dem. I tillegg viser denne oppgaven tydelig at lønnsomheten reduseres såpass mye at samfunnsøkonomiske prosjekter står i fare for ikke å bli gjennomført. Den reduserte lønnsomheten for norske funn kan medføre at utenlandske prosjekter blir mer attraktive. Det vil igjen medføre at den kaken finanskomiteen ønsket en større bit av, forsvinner ut av landet. Dette har allerede vært et tema i media (Andenæs, Finansavisen 2014).

11.2 Politiske mål

Det siste tiåret har en del prosjekter hatt kostnadsoverskridelser. Mange av de nye store prosjektene som Snøhvit, Goliat, Skarv og Yme har hatt betydelige kostnadsoverskridelser (Stangeland, Offshore.no 2011; 2012; 2014). Verstingen av disse er kanskje Yme som opprinnelig hadde oppstart i 1996, med produksjon til 2001. Yme ble gjenåpnet med nye eiere

i 2007, men har ikke kommet i gang med produksjonen på grunn av ulike problemer, som tilslutt har medført vedtak om vraking av plattformen (Stangeland, Offshore.no 2013a; 2013b; Tjelta, Offshore.no 2012). Regningen på kostnadsoverskridelsene er det Staten som har tatt mesteparten av. Det er derfor positivt at skatteendringen bidrar til økt kostnadsbevissthet for operatørselskapene. Når endringen medfører at selskapene må ta større hensyn til risikoen i investeringen, kan det bidra til at slike overskridelser unngås. Hvilket nettopp var Stoltenberg-regjeringens mål med endringen.

Et annet politisk mål er økt utvinningsgrad på eksisterende felt. Oljedirektør Bente Nyland er en av de som fokuserer på nye investeringer på eksisterende felt for å øke utvinningsgraden. Slike investeringer er gjerne betydelige med lav lønnsomhet, så marginene er knapp. Hun sier følgende:

-Det er mer ressurser å hente i modne områder, men marginene er lave så kostnadene må ned. Utnyttelse av eksisterende infrastruktur og ny teknologi for å øke utvinningsgraden fra hvert felt er viktig.

(Stensvold, TU 2014).

Hun påpeker at kostnadene må reduseres slik at disse investeringene kan gjennomføres for å sikre at avtrappingen i norsk oljeproduksjon ikke skal gå for fort. Dessverre er det slik at skatteendringen i 2013 påvirker hennes ønske i negativ retning. For å øke utvinningsgraden må nye investeringer på plass. De investeringene vil omfattes av de nye skattereglene og de er mindre gunstig. Dette medfører at marginene blir enda lavere enn de var før endringen ble vedtatt.

Stoltenberg-regjeringen ønsket å styrke fastlandsøkonomien og dempe todelingen av norsk økonomi ved å dempe aktiviteten i oljebransjen. Dette tyder på at det ikke helt er samsvar mellom de ulike signalene fra statlig hold. Stoltenberg-regjeringen på den ene siden ønsket at investeringer i oljebransjen skal reduseres. På den andre siden er de som ønsker nye store investeringer på eksisterende felt for å sikre inntektsgrunnlaget til Norge, herunder at avtrappingen i produksjonen ikke skjer for fort og til slutt stanser. En ønskesituasjon ville vært en skatteendring som oppfylte begge disse målene.

12.0 Konklusjon

DCF-metoden er den metoden som er mest brukt i praksis. Ettersom denne metoden har forutsetninger som begrenser bruken, er det noen ganger nødvendig med andre metoder. Da kan APV-metoden benyttes for den er ikke like restriktiv. APV-metoden kan gi samme resultat som DCF-metoden i de tilfeller hvor forutsetningene er like.

Finansdepartementet har brukt delkontantstrømanalyse for å vise hvordan endringen av friinntekten påvirker verdien til et prosjekt. Delkontantstrømanalyse har vært tolket som APV-metoden (Lund, D 2013), men jeg har vist at fremgangsmåten til APV-metoden ikke stemmer med metoden til Finansdepartementet. Det er derfor fremdeles et spørsmål vedrørende hvilken metode de har brukt og hvordan de er kommet frem til diskonteringsrentene de bruker. Det er da rimelig å antyde at verdsettelsen til Finansdepartementet var mangelfull, og at andres beregninger kan være mer korrekt. Det betyr også at det ikke er gitt at Finansdepartementet visste hvor stor virkningen ble, da alle deres diskonteringsrenter ikke er tilstrekkelig teoretisk begrunnet.

Ettersom det settes spørsmål ved Finansdepartementets metode, er det videre lagt vekt på resultatene fra verdsettelse med DCF-metoden. Verdsettelsen av gassfunnet, som er et faktisk funn på norsk sokkel, viser at endringen av friinntekten får uheldige konsekvenser. Dette gassfunnet var lønnsomt med de gamle skattereglene, men nå er verdien negativ. Med en lavere diskonteringsrente på 6,5 % er det vist av reduksjonen i verdien fra gammelt til nytt skatteregime er på hele 53 % for dette gassfunnet. En reduksjon i samlet friinntekt fra 30 % til 22 % har medført at over halve verdien av feltet bortfaller.

Den samme effekten vises på et modellfelt utarbeidet av Osmundsen, Johnsen og Emhjellen (2013). Der er det vist at reduksjonen i friinntekten medfører et dropp i lønnsomheten. Hvor stor endringen i lønnsomheten blir, avhenger av diskonteringsrenten. Med samme diskonteringsrente som operatørselskapet benytter, er reduksjonen på hele 41 %. Dette modellfeltet er finansiert i sin helhet av egenkapital. Det betyr at APV-metoden og DCF-metoden gir samme resultat.

Verdsettelsen av gassfunnet og modellfeltet viser helt klart at reduksjonen i friinntekten fra 7,5 % til 5,5 % per år, får konsekvenser. Prosjekter med lave marginer vil ikke bli igangsatt som følge av denne endringen. Dette vil også få konsekvenser for investeringer på modne felt

for å øke utvinningsgraden. Slike prosjekter er marginale og skatteendringen gjør lønnsomheten enda dårligere. Det er derfor naturlig at operatørselskapene har signalisert kutt i kostnader og rammeavtaler med sine leverandører. Leverandørene på sin side blir derfor tvunget til å kutte i egne kostnader ved oppsigelser og stopp i nyansettelser. Reduksjonen i utbygging av marginale felt i dag, vil nok også føre til ytterligere kutt på lengre sikt.

Politisk ser endringen ut til å ha hatt ønsket effekt på noen områder. Aktiviteten i oljebransjen reduseres. Det ser vi i avisoverskriftene i 2014. Den andre politiske målsettingen, om investeringer for å øke utvinningsgraden av eksisterende felt, er imidlertid skadelidende. Det kan derfor påstås at endringen foretatt i 2013 ikke var den beste. Det burde finnes en løsning som sikrer at todelingen av norsk økonomi kan balanseres bedre. Likevel uten at det går for hardt utover aktiviteten i oljebransjen, og de signaliserte ønsker om å øke utvinningsgraden på eksisterende felt.

Kildeliste

- Andenæs, C.J. (2014). «Skattekupp i Statoil» i *Finansavisen*, 25. april 2014.
- Angell-Hansen, G., Gärdehall, T. og Johansen, T.H. (2013). «Risikopremien i det norske markedet 2013 og 2014.», internettdokument, 12. mars, tilgjengelig på <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risikopremien-2013-2014.pdf>
Hentet 12.03.14
- Angell-Hansen, G., Gärdehall, T. og Johansen, T.H. (2011). «Risikopremien i det norske markedet 2011 og 2012.», internettdokument, 12. mars, tilgjengelig på <http://www.pwc.no/no/publikasjoner/deals/risiko-pdf.pdf>
Hentet 12.03.14
- Bodie, Z., Kane, A. og Marcus, A.J. (1996). «*Investments*». Irwin/McGraw-Hill. Boston, Massachusetts 3. utgave.
- Bond, S.R. & Devereux, M.P. (1995). «On the design of a neutral business tax under uncertainty», *Journal of Economics*, nr. 58, 1995, s. 57-71. Elsevier Science B.V.
- Boye, K. og Dahl, G.A. (2002). «Verdsettelsesmodeller.» i *Praktisk Økonomi og Finans*. Nr. 1, 2002.s. 82-102.
- Boye, K. og Meyer, C. B. (2008). «*Fusjoner og oppkjøp*». Cappelen Akademisk Forlag. 1. utgave, 1. opplag.
- Bredesen, I. (2005). «*Investering og finansiering*». Oslo: Gyldendal Akademisk. 3. utgave, 1. opplag.
- Cooper, I.A. og Nyborg, K.G. (2006). «The value of tax shields IS equal to the present value of tax shields.» i *Journal of Financial Economics*. Vol. 81, Nr. 1, 2006, s. 215-225
- Dagens Næringsliv Finans (2014). Internettdokument, 31.03.14, tilgjengelig på <http://www.dn.no/finans/#/interests>
Hentet 31.03.14.
- Damodaran, A. (2012). «*Investment valuation: Tools and Techniques for Determining the value of Any Asset*». John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. 3. Utgave
- Damodaran, A. (2002). «*Investment valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*». John Wiley & Sons, Inc., New York. 2. Utgave.
- Ehrhardt, M.C. og Daves, P.R. (1999). «*The Adjusted Present Value: The Combined Impact of Growth and the Tax Shield on Debt on the Cost of Capital and Systematic Risk.*» Artikkelen skrevet 15. Juni 1999, ved Finance Department, SMC 424, University of Tennessee, Knoxville.

- Fane, G. (1987). «Neutral taxation under certainty», *Journal of Public Economics*, nr. 33, 1987, s. 95-105. Elsevier Science Publishers B.V. (North-Holland)
- Fernández, P., Aguirreamalloa, J. og Linares, P. (2013). «*Market Risk Premium and Risk Free Rate used for 51 countries in 2013: a survey with 6,237 answers*». IESE Business School, Madrid.
- Fernández, P. (2007). «Valuing companies by cash flow discounting: ten methods and nine theories» i *Managerial Finance*, Vol. 33. Nr. 11, 2007. s. 853-876.
- Fernandez, P. (2004). «The value of tax shields is NOT equal to the present value of tax shields.» i *Journal of Financial Economics*. Vol. 73, Nr. 1, 2004, s. 145-165.
- Fieten, P., Kruschwitz, L., Laitenberger, J., Löffler, A., Tham, J., Vélez-Pareja, I. og Wonder, N. (2005). «Comment on “The value of tax shields is NOT equal to the present value of tax shields”.» i *The Quarterly Review of Economics and Finance*. Vol. 45, Nr. 1, 2005, s. 184-187.
- Finansdepartementet (2013). «Riktige beregninger fra Finansdepartementet», internetttdokument, 21. juni, tilgjengelig på <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/fin/Nyheter-og-pressemeldinger/nyheter/2013/riktige-beregninger-fra-finansdepartemen.html?id=731437>
Hentet 10.02.14
- Framstad, A.P. (2013). «Slik er regjeringens nye skatteforslag», internetttdokument, 5. mai, tilgjengelig på <http://e24.no/makro-og-politikk/slik-er-regjeringens-nye-skatteforslag/20365689>
Hentet 17.09.13.
- Gassco Priser (2013). «Historisk oversikt over tariffen», internetttdokument tilgjengelig på <http://www.gassco.no/Documents/tariff%20view%20historisk.pdf>
Hentet 14.04.14
- Gjesdal, F. og Johnsen, T. (1999). «*Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*». Cappelen Akademiske Forlag, Oslo.
- Graham, J.R. og Harvey, C.R. (2001). «The Theory and Practice of Corporate Finance: Evidence from the Field» i *Journal of Financial Economics*, Vol. 60, Nr. 2-3, 2001, s. 187-243 (Referert i Ruback 2002, s. 85-103)

- Hagen, K.P. og Åvitsland, G. (2000). «2 Grunnrenteskatt, kapitalbeskatning og usikkerhet» i NOU 2000: 18 *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*, Innstilling fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 22. oktober 1999. Avgitt til Finansdepartementet 20. juni 2000. internettdokument, 25. mars, tilgjengelig på <http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/2000/nou-2000-18/13.html?id=359930>
Hentet 25.03.14
- Innst. 457 L (2012-2013). «*Innstilling til Stortinget fra Finanskomiteen*». Innstilling fra finanskomiteen om endringer i skatte-, avgifts- og tollavgivningen i forbindelse med revidertnasjonalbudsjett 2013. 12. juni 2013. Utgiver: Finanskomiteen. s. 1-42. internettdokument, tilgjengelig på <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2012-2013/inns-201213-475/5/#a2>
Hentet 24.04.14.
- Jerver, H. (2014). «Shell og partnerne utsetter Ormen Lange-prosjekt.» Internettdokument, 11. april, tilgjengelig på http://www.metalsupply.no/article/view/127973/shell_og_partnerne_utsetter_ormen_l_angeprosjekt#.U38epihqNyN
Hentet 28.04.14
- Kaplan, S.N. og Ruback, R.S. (1995). «The Valuation of Cash Flow Forecasts: An Empirical Analysis» i *Journal of Finance*, Vol. 50, Nr. 4. (September 1995), s. 1059-1093.
- Koller, T., Goedhart, M. og Wessels, D. (2010). «*Valuation: measuring and managing the value of companies*». John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. 5. utgave.
- Laughton, D.G. (1998). «The potential for Use of Modern Asset Pricing Methods for Upstream Petroleum Project Evaluation: Introductory Remarks», i *The Energy Journal*, nr. 19, 1998, s. 1-11.
- Liland, A.H., Samuelsen, J. og Nyberg, P.D. (2014). «Petroleumsbeskatning», internettdokument, 12. februar, tilgjengelig på <http://verdta vite.kpmg.no/petroleumsbeskatning.aspx>
Hentet 13.02.14

- Lorentzen, M. (2013). «Gir milliardlette til norske bedrifter», internettdokument, 5. mai, tilgjengelig på <http://e24.no/makro-og-politikk/gir-milliardlette-til-norske-bedrifter/20365687>
Hentet 06.11.13
- Lorentzen, M., Hessevik, J. og NTB (2014). «Statoil utsetter oljeprosjekt etter skatteskjerpelse.» Internettdokument, 5. juni, tilgjengelig på <http://e24.no/energi/statoil-utsetter-johan-castberg-prosjektet/20377639>
Hentet 28.04.14
- Luehrman, T.A. (1997). «Using APV: A Better Tool for Valuing Operations», i *Harward Business Review*, Vol. 75. Nr. 3, 1997, s. 145-145, 148, 150-154.
- Lund, D. (2013). «Kalkulasjonsrente og skatt i petroleumsvirksomhet.», i *Samfunnsøkonomen*, nr. 6, 2013, s. 12-23.
- Lund, K. (2013). «Innstramming i friinntekten», internettdokument, 22. mai, tilgjengelig på <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/fin/taler-og-artikler/2013/innstramming-i-friinntekten.html?id=727222>
Hentet 25.02.14
- Miles, J.A. og Ezzell, J.R. (1980). «The Weighted Average Cost of Capital, Perfect Capital Markets, and Project Life: A Clarification.» i *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 15. Nr. 3, 1980. s. 719-730.
- Myers, S.C. (1974), «Interactions of corporate financing decisions and investment decisions – implications for capital budgeting», *Journal of Finance*, Vol. 29, Nr.1, 1974 s. 1-25. Wiley.
- NOU 2000: 18, *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Innstilling fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 22. oktober 1999. Avgitt til Finansdepartementet 20. juni 2000.
- NTB (2013a). «Spår oljepris på 128 dollar i 2035». Internettdokument, 13. november, tilgjengelig på http://www.offshore.no/sak/60125_spaar_oljepris_paa_128_dollar_i_2035
Hentet 14.04.14.
- NTB (2013b). «-Folk vil miste jobben». Internettdokument, 18. oktober, tilgjengelig på http://www.offshore.no/sak/59915_-_folk_vil_miste_jobben
Hentet 14.04.14.

- Oslo Børs (2014). «Alle obligasjoner – Oslo Børs og Nordic ABM» Internettokument, 13. mars, tilgjengelig på http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/bondList?newt_menuCtx=1.2
Hentet 13.03.14.
- Osmundsen, P. og Johnsen, T. (2013). «Petroleumskatt. Teori og virkelighet», i *Samfunnsøkonomen*, nr. 5, 2013, s.13-21.
- Osmundsen, P., Johnsen, T. og Emhjellen, M. (2013). «Mens vi venter på Godot: Petroleumsskatt – Proveny eller opplæring?», i *Samfunnsøkonomen*, nr. 8, 2013, s. 32-43.
- Ot.prp. nr. 1 (2004-2005), Odelstingsproposisjon, *Skatte- og avgiftsopplegget 2005 – lovendringer*, Tilråding fra Finansdepartementet av 1. oktober 2004, godkjent i statsråd same dag. (Regjeringen Bondevik II)
- Palepu, K.G. og Healy, P.M. (2008). «*Business Analysis & Valuation: Using Financial Statements.*» Thompson South-Western, Mason, Ohio, 4. utgave.
- Penman, S.H. (2013). «*Financial Statement Analysis and Security Valuation*». McGraw-Hill, New York. 5. utgave.
- Petroleumsskatteloven (1975), «Lov om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster mv. (petroleumsskatteloven)», internettokument, LOV-1975-06-13-35, tilgjengelig på http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-13-35?q=petroleumsskatteloven*
Hentet 28.01.14
- Prop. 150 LS (2012-2013), Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak og stortingsvedtak), *Endringer i skatte-, avgifts- og tollavgivninga*, Tilråding fra Finansdepartementet 7. mai 2013, godkjend i statsråd same dagen. (Regjeringa Stoltenberg II).
- Ramsdal, R. (2014). «Kutter ingeniører hos Aibel.» Internettokument, 3. april, tilgjengelig på <http://www.tu.no/industri/2014/03/03/kutter-ingeniorer-hos-aibel>
Hentet 14.04.14.
- Regjeringen Pressemelding (2013), «Redusert friinntekt i petroleumsskatten», internettokument, 5. mai, tilgjengelig på <http://www.regjeringen.no/nb/dokumentarkiv/stoltenberg-ii/fin/Nyheter-og-pressemeldinger/pressemeldinger/2013/reduisert-friinntekt-i-petroleumsskatten.html?id=725999>
Hentet 10.02.14

- Regnskapsloven (1998), «Lov om årsregnskap mv. (regnskapsloven)», internettdokument, LOV-1998-07-17-56, tilgjengelig på http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1998-07-17-56?q=regnskapsloven*#%C2%A74-5
Hentet 13.02.14
- Ruback, R.S. (2002). «Capital Cash Flows: A Simple Approach to Valuing Risky Cash Flows.» i *Financial Management*. Vol. 31, Nr. 2, 2002, s. 85-103.
- Samuelson, J. (2013), «A guide to Norwegian Petroleum Taxation». KPMG Law Advokatfirma DA, Norge, utgave nr. ukjent.
- Shapiro, A. (1989). «*Modern corporate finance*». Macmillian, New York. (Referert i Damodaran 2012, 400)
- Skatteloven (1999), «Lov om skatt av formue og inntekt (skatteloven)», internettdokument, LOV-1999-03-26-14, tilgjengelig på http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1999-03-26-14?q=skatteloven*
Hentet 05.02.14
- Standard & Poors (2014). «Credit Ratings Definitions & FAQs». Internettdokument, 13. mars, tilgjengelig på <http://www.standardandpoors.com/ratings/definitions-and-faqs/en/us>
Hentet 13.03.14.
- Stangeland, G. (2014) «Slik reagerer de på Goliat-smellen», internettdokument, 19. mai, tilgjengelig på http://offshore.no/sak/61336_slik_reagerer_de_paa_goliat-smellen
Hentet 23.05.14
- Stangeland, G. (2013a) «Årets største nedturer», internettdokument, 27. desember, tilgjengelig på http://offshore.no/sak/60442_aarets_stoerste_nedturer
Hentet 23.05.14
- Stangeland, G. (2013b) «Yme vrakes», internettdokument, 12. mars, tilgjengelig på http://www.offshore.no/sak/37261_yme_vrakes
Hentet 23.05.14
- Stangeland, G. (2012) «Sprekker med 50 milliarder», internettdokument, 8. oktober, tilgjengelig på http://offshore.no/sak/36205_sprekker_med_50_milliarder
Hentet 23.05.14
- Stangeland, G. (2011) «Ti sprekker til 96 milliarder», internettdokument, 19. januar, tilgjengelig på http://offshore.no/sak/31592_ti_sprekker_til_96_milliarder
Hentet 23.05.14

- Stensvold, T. (2014). «OD-spark til Statoil.» Internettokument, 11. februar, tilgjengelig på <http://www.tu.no/industri/2014/02/11/od-spark-til-statoil>
Hentet 14.04.14.
- Summers, L.H. (1987), «Investment incentives and the discounting of depreciation allowances, » i M. Felstein (red.), *The effects of Taxation on Capital Accumulation*, University of Chicago Press, Chicago, s. 295-304.
- Syversen, J. (1986) «Friinntektsfradraget i Petroleumsskatteloven» i *Marius nr.120*, Mobil's Forskningsprogram for petroleumsrett nr. 4. Oslo: Nordisk institutt for sjørett, internettokument, tilgjengelig på <http://www.heinonline.org/HOL/Page?handle=hein.intyb/scdinsmly1986&id=1081&collection=intyb&index=intyb/scdinsmly#1081>
Hentet 28.01.14
- Titman, S. og Martin, J.D. (2011). «*Valuation: the art and science of corporate investment decisions*». Prentice Hall, Boston. 2. utgave.
- Titman, S. (1984). «The effect of capital structure on a firm's liquidation decision» i *Journal of Financial Economics*, Vol. 13, Nr. 1, 1984, s. 137-151. (Referert i Damodaran 2012, 400)
- Tjelta, S. (2012) «Nekter å gi opp Yme», internettokument, 13. juli, tilgjengelig på http://offshore.no/sak/35623_nekter_229_gi_opp_yme
Hentet 23.05.14
- Vassdal, T. (1978). «Skatt og Finansiering», i *Serie C: Fiskeriøkonomi*, Nr. 2, 1978, Institutt for Fiskerifag, Universitetet i Tromsø, Tromsø.
- Qvale, P. (2014). «Ansatte kuttes og nyansatte droppes i subseabransjen.» Internettokument, 27. januar tilgjengelig på <http://www.tu.no/petroleum/article190874.ece>
Hentet 14.04.14.

Vedlegg

Vedlegg 1: Talleksempelen til Finansdepartementet

Investering	100
Årlig netto kontantstrøm	13,6
Ordinær skattesats	28,0 %
Særskattesats	50,0 %
Risikofri rente	2,5 %
Lånerente	3,5 %
Friinntektssats	7,5 %
Avkastingskrav før skatt	6,0 %
Avkastingskrav usikre etter skatt	4,7 %
	Før skatt
Nåverdi av kontantstrøm	0

Etter skatt		
-91,4	-76,6	14,8

År	Kontantstrøm før skatt	Avskrivning	Skattefradrag Friinntekt	Rente- fradrag	Sikker kontantstrøm etter skatt	Usikker kontantstrøm etter skatt
0	-100,0	16,7	7,5	1,5	-17,5	-100,0
1	13,6	16,7	7,5	1,2	-17,3	3,0
2	13,6	16,7	7,5	0,9	-17,2	3,0
3	13,6	16,7	7,5	0,6	-17,0	3,0
4	13,6	16,7		0,3	-13,1	3,0
5	13,6	16,7		0,0	-13,0	3,0
6	13,6					3,0
7	13,6					3,0
8	13,6					3,0
9	13,6					3,0
10	13,6					3,0

Vedlegg 2: Gassfunn diskontert med 8 %, gamle skatteregler

Input profiles for Student case - old tax, NPV 8 %	
Report parameters	
Currency	NOK
Multiple	Mill
Analysis parameters	
Start NPV calculations	2013
Discount year	2013
Real year	2013
Cutoff year	2022

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Production profiles				
oil volumes		Mill Sm3	0,79	0,50
oil volumes	100 USD/bbl	2013 1 USD/1 Bbl		
oil volumes		Mill NOK 2013	2996,07	1887,91
sales gas volumes		Mill Sm3	2526,13	1589,77
sales gas volumes	200 øre/Sm3	2013 0,01 NOK/1 Sm3		
sales gas volumes		Mill NOK 2013	5052,26	3179,54
ngl volumes		Mill Ton	0,56	0,35
ngl volumes	700 USD/Ton	2013 1 USD/1 Ton		
ngl volumes		Mill NOK 2013	2335,94	1459,73

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	2241,96	2119,50	1824,21	1580,04	1382,92	1235,63		
			0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09		
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
			664,65	621,60	523,45	447,69	392,59	346,10		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
			1100,41	1042,20	893,31	760,66	661,51	594,17		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00		
			476,90	455,70	407,45	371,69	328,83	295,36		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Cost profiles			2434,57	1433,29
opex		Mill NOK 2013	237,00	156,19
opex sharing host		Mill NOK 2013	1200,00	733,96
abandonment		Mill NOK 2013	516,33	241,39
transport oil 1	OT-026	Mill Sm3	0,64	0,40
transport oil 1		2013 1 USD/1 Bbl		
transport oil 1		Mill NOK 2013	23,22	14,63
transport gas 1	Area B - Exit	Mill Sm3	3058,34	1921,83
transport gas 1		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 1		Mill NOK 2013	39,05	24,54
transport gas 2	Area C - Extraction	Mill Sm3	3058,34	1921,83
transport gas 2		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 2		Mill NOK 2013	108,28	68,04
transport gas 4	Area D - Exit	Mill Sm3	2526,13	1589,77
transport gas 4		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 4		Mill NOK 2013	88,14	55,47
transport ngl 1	KÅRARANT	Mill Ton	0,56	0,35
transport ngl 1		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 1		Mill NOK 2013	86,17	53,85
transport ngl 2	Area C - FSL	Mill Ton	0,56	0,35
transport ngl 2		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 2		Mill NOK 2013	136,38	85,23

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

8,00	14,00	29,00	332,71	327,48	315,15	305,18	308,67	325,09	469,29	0,00
8,00	14,00	29,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
							12,03	35,01	469,29	
			0,14	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07		
			0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97		
			5,15	4,82	4,06	3,47	3,04	2,68		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28		
			8,41	7,98	6,85	5,90	5,22	4,69		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54		
			23,33	22,12	19,00	16,36	14,47	13,00		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49		
			19,20	18,18	15,58	13,27	11,54	10,37		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			156,57	154,59	153,31	152,32	155,38	157,89		
			17,78	16,77	14,87	13,48	12,17	11,10		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			245,22	245,22	245,22	245,22	245,22	245,22		
			27,84	26,61	23,79	21,70	19,20	17,24		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Investment profiles			5788,00	4677,02
wells		Mill NOK 2013	2800,00	2222,73
UVPS		Mill NOK 2013	2833,00	2348,49
PDO		Mill NOK 2013	35,00	32,41
capex sharing host		Mill NOK 2013	120,00	73,40

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

483,00	709,00	4397,00	99,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,00	0,00
		2800,00								
448,00	709,00	1597,00	79,00							
35,00										
			20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Fee profiles			7,80	4,77
CO2 fee		Mill NOK 2013	7,80	4,77

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	0,00
			1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV
Resources				8%/8%
Cashflow before & after tax		Unit	Sum	
Cashflow before tax		Mill NOK 2013	2153,90	412,10
After tax 100% tax position		Mill NOK 2013	1312,50	122,89

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
491,00	723,00	4426,00	1808,95	1770,72	1487,76	1253,56	1052,95	889,24	469,29	0,00
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
445,42	568,15	3808,65	2054,59	1290,99	1114,35	936,91	737,09	423,36	602,02	179,44

Vedlegg 3: Gassfunn diskontert med 8 %, nye skatteregler

Input profiles for Student case - new tax, NPV 8 %

Report parameters

Currency	NOK
Multiple	Mill

Analysis parameters

Start NPV calculations	2013
Discount year	2013
Real year	2013
Cutoff year	2022

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Production profiles			10384,27	6527,18
oil volumes		Mill Sm3	0,79	0,50
oil volumes	100 USD/bbl	2013 1 USD/1 Bbl		
oil volumes		Mill NOK 2013	2996,07	1887,91
sales gas volumes		Mill Sm3	2526,13	1589,77
sales gas volumes	200 øre/Sm3	2013 0,01 NOK/1 Sm3		
sales gas volumes		Mill NOK 2013	5052,26	3179,54
ngl volumes		Mill Ton	0,56	0,35
ngl volumes	700 USD/Ton	2013 1 USD/1 Ton		
ngl volumes		Mill NOK 2013	2335,94	1459,73

2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024

0,00	0,00	0,00	2241,96	2119,50	1824,21	1580,04	1382,92	1235,63	0,00	0,00
			0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09		
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
			664,65	621,60	523,45	447,69	392,59	346,10		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
			1100,41	1042,20	893,31	760,66	661,51	594,17		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00		
			476,90	455,70	407,45	371,69	328,83	295,36		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Cost profiles			2434,57	1433,29
opex		Mill NOK 2013	237,00	156,19
opex sharing host		Mill NOK 2013	1200,00	733,96
abandonment		Mill NOK 2013	516,33	241,39
transport oil 1	OT-026	Mill Sm3	0,64	0,40
transport oil 1		2013 1 USD/1 Bbl		
transport oil 1		Mill NOK 2013	23,22	14,63
transport gas 1	Area B - Exit	Mill Sm3	3058,34	1921,83
transport gas 1		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 1		Mill NOK 2013	39,05	24,54
transport gas 2	Area C - Extraction	Mill Sm3	3058,34	1921,83
transport gas 2		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 2		Mill NOK 2013	108,28	68,04
transport gas 4	Area D - Exit	Mill Sm3	2526,13	1589,77
transport gas 4		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 4		Mill NOK 2013	88,14	55,47
transport ngl 1	KÅRARANT	Mill Ton	0,56	0,35
transport ngl 1		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 1		Mill NOK 2013	86,17	53,85
transport ngl 2	Area C - FSL	Mill Ton	0,56	0,35
transport ngl 2		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 2		Mill NOK 2013	136,38	85,23

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

8,00	14,00	29,00	332,71	327,48	315,15	305,18	308,67	325,09	469,29	0,00
8,00	14,00	29,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
							12,03	35,01	469,29	
			0,14	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07		
			0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97		
			5,15	4,82	4,06	3,47	3,04	2,68		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28		
			8,41	7,98	6,85	5,90	5,22	4,69		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54		
			23,33	22,12	19,00	16,36	14,47	13,00		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49		
			19,20	18,18	15,58	13,27	11,54	10,37		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			156,57	154,59	153,31	152,32	155,38	157,89		
			17,78	16,77	14,87	13,48	12,17	11,10		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			245,22	245,22	245,22	245,22	245,22	245,22		
			27,84	26,61	23,79	21,70	19,20	17,24		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Investment profiles			5788,00	4677,02
wells		Mill NOK 2013	2800,00	2222,73
UVPS		Mill NOK 2013	2833,00	2348,49
PDO		Mill NOK 2013	35,00	32,41
capex sharing host		Mill NOK 2013	120,00	73,40

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

483,00	709,00	4397,00	99,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,00	0,00
		2800,00								
448,00	709,00	1597,00	79,00							
35,00										
			20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 8%
Fee profiles			7,80	4,77
CO2 fee		Mill NOK 2013	7,80	4,77

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	0,00
			1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV
Cashflow before & after tax		Unit	Sum	8%/8%
Cashflow before tax		Mill NOK 2013	2153,90	412,10
After tax 100% tax position		Mill NOK 2013	1107,28	-20,49

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
491,00	723,00	4426,00	1808,95	1770,72	1487,76	1253,56	1052,95	889,24	469,29	0,00
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
447,66	575,82	3839,61	2003,80	1242,50	1071,52	916,72	736,14	422,64	602,38	179,44

Vedlegg 4: Gassfunn diskontert med 6,5 %, gamle skatteregler

Input profiles for Student case - old tax, NPV 6,5 %	
Report parameters	
Currency	NOK
Multiple	Mill
Analysis parameters	
Start NPV calculations	2013
Discount year	2013
Real year	2013
Cutoff year	2022

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Production profiles			10384,27	7093,32
oil volumes		Mill Sm3	0,79	0,54
oil volumes	100 USD/bbl	2013 1 USD/1 Bbl		
oil volumes		Mill NOK 2013	2996,07	2050,74
sales gas volumes		Mill Sm3	2526,13	1727,29
sales gas volumes	200 øre/Sm3	2013 0,01 NOK/1 Sm3		
sales gas volumes		Mill NOK 2013	5052,26	3454,57
ngl volumes		Mill Ton	0,56	0,38
ngl volumes	700 USD/Ton	2013 1 USD/1 Ton		
ngl volumes		Mill NOK 2013	2335,94	1588,01

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	2241,96	2119,50	1824,21	1580,04	1382,92	1235,63		
			0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09		
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
			664,65	621,60	523,45	447,69	392,59	346,10		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
			1100,41	1042,20	893,31	760,66	661,51	594,17		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00		
			476,90	455,70	407,45	371,69	328,83	295,36		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Cost profiles			2434,57	1574,83
opex		Mill NOK 2013	237,00	168,10
opex sharing host		Mill NOK 2013	1200,00	801,53
abandonment		Mill NOK 2013	516,33	277,13
transport oil 1	OT-026	Mill Sm3	0,64	0,43
transport oil 1		2013 1 USD/1 Bbl		
transport oil 1		Mill NOK 2013	23,22	15,89
transport gas 1	Area B - Exit	Mill Sm3	3058,34	2088,62
transport gas 1		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 1		Mill NOK 2013	39,05	26,67
transport gas 2	Area C - Extraction	Mill Sm3	3058,34	2088,62
transport gas 2		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 2		Mill NOK 2013	108,28	73,95
transport gas 4	Area D - Exit	Mill Sm3	2526,13	1727,29
transport gas 4		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 4		Mill NOK 2013	88,14	60,26
transport ngl 1	KÅRARANT	Mill Ton	0,56	0,38
transport ngl 1		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 1		Mill NOK 2013	86,17	58,58
transport ngl 2	Area C - FSL	Mill Ton	0,56	0,38
transport ngl 2		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 2		Mill NOK 2013	136,38	92,72

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

8,00	14,00	29,00	332,71	327,48	315,15	305,18	308,67	325,09	469,29	0,00
8,00	14,00	29,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
							12,03	35,01	469,29	
			0,14	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07		
			0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97		
			5,15	4,82	4,06	3,47	3,04	2,68		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28		
			8,41	7,98	6,85	5,90	5,22	4,69		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54		
			23,33	22,12	19,00	16,36	14,47	13,00		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49		
			19,20	18,18	15,58	13,27	11,54	10,37		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			156,57	154,59	153,31	152,32	155,38	157,89		
			17,78	16,77	14,87	13,48	12,17	11,10		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			245,22	245,22	245,22	245,22	245,22	245,22		
			27,84	26,61	23,79	21,70	19,20	17,24		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Investment profiles			5788,00	4860,23
wells		Mill NOK 2013	2800,00	2317,98
UVPS		Mill NOK 2013	2833,00	2429,24
PDO		Mill NOK 2013	35,00	32,86
capex sharing host		Mill NOK 2013	120,00	80,15

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

483,00	709,00	4397,00	99,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,00	0,00
		2800,00								
448,00	709,00	1597,00	79,00							
35,00										
			20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Fee profiles			7,80	5,21
CO2 fee		Mill NOK 2013	7,80	5,21

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	0,00
			1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV
Resources				
Cashflow before & after tax		Unit	Sum	6,5%/6,5%
Cashflow before tax		Mill NOK 2013	2153,90	653,05
After tax 100% tax position		Mill NOK 2013	1312,50	288,44

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
491,00	723,00	4426,00	1808,95	1770,72	1487,76	1253,56	1052,95	889,24	469,29	0,00
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
445,42	568,15	3808,65	2054,59	1290,99	1114,35	936,91	737,09	423,36	602,02	179,44

Vedlegg 5: Gassfunn diskontert med 6,5 %, nye skatteregler

Input profiles for Student case - new tax, NPV 6,5 %	
Report parameters	
Currency	NOK
Multiple	Mill
Analysis parameters	
Start NPV calculations	2013
Discount year	2013
Real year	2013
Cutoff year	2022

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Production profiles			10384,27	7093,32
oil volumes		Mill Sm3	0,79	0,54
oil volumes	100 USD/bbl	2013 1 USD/1 Bbl		
oil volumes		Mill NOK 2013	2996,07	2050,74
sales gas volumes		Mill Sm3	2526,13	1727,29
sales gas volumes	200 øre/Sm3	2013 0,01 NOK/1 Sm3		
sales gas volumes		Mill NOK 2013	5052,26	3454,57
ngl volumes		Mill Ton	0,56	0,38
ngl volumes	700 USD/Ton	2013 1 USD/1 Ton		
ngl volumes		Mill NOK 2013	2335,94	1588,01

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	2241,96	2119,50	1824,21	1580,04	1382,92	1235,63	0,00	0,00
			0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09		
			100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00		
			664,65	621,60	523,45	447,69	392,59	346,10		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
			1100,41	1042,20	893,31	760,66	661,51	594,17		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			700,00	700,00	700,00	700,00	700,00	700,00		
			476,90	455,70	407,45	371,69	328,83	295,36		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Cost profiles			2434,57	1574,83
opex		Mill NOK 2013	237,00	168,10
opex sharing host		Mill NOK 2013	1200,00	801,53
abandonment		Mill NOK 2013	516,33	277,13
transport oil 1	OT-026	Mill Sm3	0,64	0,43
transport oil 1		2013 1 USD/1 Bbl		
transport oil 1		Mill NOK 2013	23,22	15,89
transport gas 1	Area B - Exit	Mill Sm3	3058,34	2088,62
transport gas 1		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 1		Mill NOK 2013	39,05	26,67
transport gas 2	Area C - Extraction	Mill Sm3	3058,34	2088,62
transport gas 2		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 2		Mill NOK 2013	108,28	73,95
transport gas 4	Area D - Exit	Mill Sm3	2526,13	1727,29
transport gas 4		2013 0,01 NOK/1 Sm3		
transport gas 4		Mill NOK 2013	88,14	60,26
transport ngl 1	KÅRARANT	Mill Ton	0,56	0,38
transport ngl 1		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 1		Mill NOK 2013	86,17	58,58
transport ngl 2	Area C - FSL	Mill Ton	0,56	0,38
transport ngl 2		2013 1 NOK/1 Ton		
transport ngl 2		Mill NOK 2013	136,38	92,72

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

8,00	14,00	29,00	332,71	327,48	315,15	305,18	308,67	325,09	469,29	0,00
8,00	14,00	29,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00		
			200,00	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00		
							12,03	35,01	469,29	
			0,14	0,13	0,11	0,09	0,08	0,07		
			0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97		
			5,15	4,82	4,06	3,47	3,04	2,68		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28		
			8,41	7,98	6,85	5,90	5,22	4,69		
			658,83	624,88	536,55	462,09	408,80	367,19		
			3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54		
			23,33	22,12	19,00	16,36	14,47	13,00		
			550,21	521,10	446,66	380,33	330,75	297,09		
			3,49	3,49	3,49	3,49	3,49	3,49		
			19,20	18,18	15,58	13,27	11,54	10,37		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			156,57	154,59	153,31	152,32	155,38	157,89		
			17,78	16,77	14,87	13,48	12,17	11,10		
			0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07		
			245,22	245,22	245,22	245,22	245,22	245,22		
			27,84	26,61	23,79	21,70	19,20	17,24		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Investment profiles			5788,00	4860,23
wells		Mill NOK 2013	2800,00	2317,98
UVPS		Mill NOK 2013	2833,00	2429,24
PDO		Mill NOK 2013	35,00	32,86
capex sharing host		Mill NOK 2013	120,00	80,15

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

483,00	709,00	4397,00	99,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	0,00	0,00
		2800,00								
448,00	709,00	1597,00	79,00							
35,00										
			20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV 6,5%
Fee profiles			7,80	5,21
CO2 fee		Mill NOK 2013	7,80	5,21

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	0,00	0,00
			1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30		

Profile name	Price name	Unit	Sum	NPV
Cashflow before & after tax		Unit	Sum	6,5%/6,5%
Cashflow before tax		Mill NOK 2013	2153,90	653,05
After tax 100% tax position		Mill NOK 2013	1107,28	135,55

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
491,00	723,00	4426,00	1808,95	1770,72	1487,76	1253,56	1052,95	889,24	469,29	0,00
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
447,66	575,82	3839,61	2003,80	1242,50	1071,52	916,72	736,14	422,64	602,38	179,44

Vedlegg 6: Modellfelt med nye skatteregler

	Disk.rente	Satser	IR	Nåverdi	Sum
Total inntekt	9 %			116460	351382
Total investering	9 %			68416	103903
Total driftskostnad	9 %			27312	170616
KS før skatt	9 %		15,2 %	20732	76863
Skatt	9 %			19269	48295
KS etter skatt	9 %		9,8 %	1462	28568
Avskrivninger		16,67 %			103903
Friinntekt		5,50 %			22859
Redusert skatt pga avskrivninger		27 %			28054
Redusert skatt pga friinntekt		51 %			64648
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	4 %			69788	92702
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-1,1 %			-68326	-64134
KS etter skatt				1462	28568
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	9 %	78 %		19612	39769
Etter skatt investering, 4 % diskontering	4 %			15880	11201
NV etter skatt ved 9 % diskontering	9 %			1462	28568
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift				3732	
Implisitt avkastningskrav, 10,43 %	10,43 %			17343	

	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016
Total inntekt	0	0	0
Total investering	510	2809	16979
Total driftskostnad	41	42	106
KS før skatt	-551	-2851	-17085
Skatt	-113	-557	-3291
KS etter skatt	-438	-2294	-13794
Avskrivninger	85	553	3383
Friinntekt	28	183	1116
Redusert skatt pga avskrivninger	23	149	913
Redusert skatt pga friinntekt	58	375	2295
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	81	525	3208
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-519	-2818	-17002
KS etter skatt	-438	-2294	-13794
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	-9	-9	-23
Etter skatt investering, 4 % diskontering	429	2284	13771
NV etter skatt ved 9 % diskontering	-438	-2294	-13794
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift			
Implisitt avkastningskrav, 10,43 %	-9	-9	-23

01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
0	0	0	35114	39795	40591	33122
29226	18769	18019	8041	3515	2988	3047
162	276	563	3446	3515	3585	3657
-29388	-19045	-18582	23627	32765	34018	26418
-7954	-10995	-13988	10424	14651	17479	15420
-21434	-8050	-4594	13203	18114	16539	10998
8254	11382	14385	15641	15758	13426	9063
2724	3728	4565	4073	2659	1791	968
2229	3073	3884	4223	4255	3625	2447
5599	7706	9664	10054	9393	7761	5116
7827	10779	13549	14277	13647	11386	7563
-29262	-18830	-18143	-1074	4467	5153	3435
-21434	-8050	-4594	13203	18114	16539	10998
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482
21399	7990	4470	-6236	-10132	-8398	-4516
-21434	-8050	-4594	13203	18114	16539	10998
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482

01.01.2024	01.01.2025	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030
25339	17230	13621	12548	10971	9792	9036
3730	3805	3881	3958	4038	4118	4201
21609	13425	9740	8590	6933	5674	4835
11958	8015	6270	5916	5012	4426	3771
9651	5410	3470	2674	1921	1248	1064
5935	2932	1592	1006	508		
525	332	168				
1602	792	430	272	137		
3295	1665	897	513	259		
4897	2456	1327	785	396		
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
9651	5410	3470	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
-4897	-2456	-1327	-785	-396		
9651	5410	3470	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064

01.01.2031	01.01.2032	01.01.2033	01.01.2034	01.01.2035	01.01.2036	01.01.2037
7762	7917	7571	7207	6826	6427	6556
4285	4370	4458	4547	4638	4731	4825
3477	3547	3113	2660	2188	1696	1731
2712	2767	2428	2075	1707	1323	1350
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381

01.01.2038	01.01.2039	01.01.2040	01.01.2041	01.01.2042	01.01.2043	01.01.2044
5572	5684	5797	5913	5428	5537	5020
4922	5020	4950	4875	4795	4710	4619
650	664	847	1038	633	827	401
507	518	661	810	494	645	313
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88

01.01.2045	01.01.2046	01.01.2047	01.01.2048	01.01.2049	01.01.2050
5121	5223	4662			
4523	4421	3921	15999	20399	12484
598	802	741	-15999	-20399	-12484
466	626	578	-12479	-15911	-9738
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746

Vedlegg 7: Modellfelt med gamle skatteregler

	Disk. renter	Satser	IR	Nåverdi	Sum
Total inntekt	9 %			116460	351382
Total investering	9 %			68416	103903
Total driftskostnad	9 %			27312	170616
Kontantstrøm før skatt	9 %		15,2 %	20732	76863
Skatt	9 %			16986	44368
Kontantstrøm etter skatt	9 %		11,1 %	3745	32495
Avskrivninger		16,67 %			103903
Friinntekt		7,5 %			31171
Redusert skatt pga avskrivninger		28 %			29093
Redusert skatt pga friinntekt		50 %			67537
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	4 %			72844	96630
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-1 %			-69099	-64134
KS etter skatt				3745	32495
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	9 %	78 %		19612	39769
Etter skatt investering, 4 % diskontering	4 %			12824	7273
NV etter skatt ved 9 % diskontering	9 %			3745	32495
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift				6788	
Implisitt avkastningskrav, 10,96 %	11 %			16570	

	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016
Total inntekt	0	0	0
Total investering	510	2809	16979
Total driftskostnad	41	42	106
Kontantstrøm før skatt	-551	-2851	-17085
Skatt	-117	-589	-3483
Kontantstrøm etter skatt	-434	-2262	-13602
Avskrivninger	85	553	3383
Friinntekt	38	249	1522
Redusert skatt pga avskrivninger	24	155	947
Redusert skatt pga friinntekt	62	401	2453
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	85	556	3400
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-519	-2818	-17002
KS etter skatt	-434	-2262	-13602
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	-9	-9	-23
Etter skatt investering, 4 % diskontering	425	2253	13579
NV etter skatt ved 9 % diskontering	-434	-2262	-13602
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift			
Implisitt avkastningskrav, 10,96 %	-9	-9	-23

01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
0	0	0	35114	39795	40591	33122
29226	18769	18019	8041	3515	2988	3047
162	276	563	3446	3515	3585	3657
-29388	-19045	-18582	23627	32765	34018	26418
-8422	-11635	-14772	9724	14194	17171	15254
-20966	-7410	-3810	13903	18571	16847	11164
8254	11382	14385	15641	15758	13426	9063
3714	5084	6224	5554	3626	2442	1319
2311	3187	4028	4379	4412	3759	2538
5984	8233	10305	10597	9692	7934	5191
8295	11420	14333	14977	14104	11694	7729
-29262	-18830	-18143	-1074	4467	5153	3435
-20966	-7410	-3810	13903	18571	16847	11164
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482
20931	7349	3686	-6936	-10589	-8706	-4682
-20966	-7410	-3810	13903	18571	16847	11164
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482

01.01.2024	01.01.2025	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030
25339	17230	13621	12548	10971	9792	9036
3730	3805	3881	3958	4038	4118	4201
21609	13425	9740	8590	6933	5674	4835
11868	7958	6241	5916	5012	4426	3771
9741	5467	3499	2674	1921	1248	1064
5935	2932	1592	1006	508		
716	453	229				
1662	821	446	282	142		
3326	1692	910	503	254		
4987	2513	1356	785	396		
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
9741	5467	3499	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
-4987	-2513	-1356	-785	-396		
9741	5467	3499	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064

01.01.2031	01.01.2032	01.01.2033	01.01.2034	01.01.2035	01.01.2036	01.01.2037
7762	7917	7571	7207	6826	6427	6556
4285	4370	4458	4547	4638	4731	4825
3477	3547	3113	2660	2188	1696	1731
2712	2767	2428	2075	1707	1323	1350
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381

01.01.2038	01.01.2039	01.01.2040	01.01.2041	01.01.2042	01.01.2043	01.01.2044
5572	5684	5797	5913	5428	5537	5020
4922	5020	4950	4875	4795	4710	4619
650	664	847	1038	633	827	401
507	518	661	810	494	645	313
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88

01.01.2045	01.01.2046	01.01.2047	01.01.2048	01.01.2049	01.01.2050
5121	5223	4662			
4523	4421	3921	15999	20399	12484
598	802	741	-15999	-20399	-12484
466	626	578	-12479	-15911	-9738
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746

Vedlegg 8: Modellfelt med friinntekt på 0,5 % per år

	Disk. renter	Satser	IR	Nåverdi	Sum
Total inntekt	9 %			116460	351382
Total investering	9 %			68416	103903
Total driftskostnad	9 %			27312	170616
KS før skatt	9 %		15,2 %	20732	76863
Skatt	9 %			25430	58893
KS etter skatt	9 %		6,4 %	-4698	17970
Avskrivninger		16,67 %			103903
Friinntekt		0,50 %			2078
Redusert skatt pga avskrivninger		27 %			28054
Redusert skatt pga friinntekt		51 %			54050
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	4 %			61541	82104
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-0,6 %			-66239	-64134
KS etter skatt				-4698	17970
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	9 %	78 %		19612	39769
Etter skatt investering, 4 % diskontering	4 %			24127	21799
NV etter skatt ved 9 % diskontering	9 %			-4698	17970
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift				-4515	
Implisitt avkastningskrav, 9,11 %	9,11 %			19429	

	01.01.2014	01.01.2015	01.01.2016
Total inntekt	0	0	0
Total investering	510	2809	16979
Total driftskostnad	41	42	106
KS før skatt	-551	-2851	-17085
Skatt	-100	-473	-2773
KS etter skatt	-451	-2378	-14312
Avskrivninger	85	553	3383
Friinntekt	3	17	101
Redusert skatt pga avskrivninger	23	149	913
Redusert skatt pga friinntekt	45	291	1777
"Sikker kontantstrøm, 4 % diskontering"	68	440	2691
"Usikker kontantstrøm", implisitt diskontering -1,1 %	-519	-2818	-17002
KS etter skatt	-451	-2378	-14312
Etter skatt inntekt og drift, NV med 9 %	-9	-9	-23
Etter skatt investering, 4 % diskontering	442	2369	14288
NV etter skatt ved 9 % diskontering	-451	-2378	-14312
Nåverdi gitt NKeS avkastningskrav på inntekt og drift			
Implisitt avkastningskrav, 9,11 %	-9	-9	-23

01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
0	0	0	35114	39795	40591	33122
29226	18769	18019	8041	3515	2988	3047
162	276	563	3446	3515	3585	3657
-29388	-19045	-18582	23627	32765	34018	26418
-6691	-9266	-11871	12313	15884	18309	15869
-22697	-9779	-6711	11314	16881	15709	10549
8254	11382	14385	15641	15758	13426	9063
248	339	415	370	242	163	88
2229	3073	3884	4223	4255	3625	2447
4336	5978	7548	8165	8160	6930	4667
6564	9051	11432	12388	12415	10556	7114
-29262	-18830	-18143	-1074	4467	5153	3435
-22697	-9779	-6711	11314	16881	15709	10549
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482
22662	9718	6587	-4347	-8900	-7568	-4067
-22697	-9779	-6711	11314	16881	15709	10549
-36	-61	-124	6967	7982	8141	6482

01.01.2024	01.01.2025	01.01.2026	01.01.2027	01.01.2028	01.01.2029	01.01.2030
25339	17230	13621	12548	10971	9792	9036
3730	3805	3881	3958	4038	4118	4201
21609	13425	9740	8590	6933	5674	4835
12201	8169	6348	5916	5012	4426	3771
9408	5256	3392	2674	1921	1248	1064
5935	2932	1592	1006	508		
48	30	15				
1602	792	430	272	137		
3051	1511	820	513	259		
4654	2302	1249	785	396		
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
9408	5256	3392	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064
-4654	-2302	-1249	-785	-396		
9408	5256	3392	2674	1921	1248	1064
4754	2954	2143	1890	1525	1248	1064

01.01.2031	01.01.2032	01.01.2033	01.01.2034	01.01.2035	01.01.2036	01.01.2037
7762	7917	7571	7207	6826	6427	6556
4285	4370	4458	4547	4638	4731	4825
3477	3547	3113	2660	2188	1696	1731
2712	2767	2428	2075	1707	1323	1350
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381
765	780	685	585	481	373	381

01.01.2038	01.01.2039	01.01.2040	01.01.2041	01.01.2042	01.01.2043	01.01.2044
5572	5684	5797	5913	5428	5537	5020
4922	5020	4950	4875	4795	4710	4619
650	664	847	1038	633	827	401
507	518	661	810	494	645	313
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88
143	146	186	228	139	182	88

01.01.2045	01.01.2046	01.01.2047	01.01.2048	01.01.2049	01.01.2050
5121	5223	4662			
4523	4421	3921	15999	20399	12484
598	802	741	-15999	-20399	-12484
466	626	578	-12479	-15911	-9738
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746
132	176	163	-3520	-4488	-2746