



Skatteplanlegging i den norske borebransjen

En analyse av avkastning og metoder for overskuddsflytting

Tobias Pran Schmidt & Magnus Solvik

Veileder: Guttorm Schjelderup

Masterutredning i Finansiell Økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

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

Sammendrag

Denne masterutredningen belyser og tilfører ny verdifull innsikt til temaet internasjonal skatteplanlegging. Internasjonal skatteplanlegging innebærer at flernasjonale selskaper anvender ulike metoder for å utnytte og tilpasse seg svakheter og forskjeller i internasjonal skattelovgivning for å redusere sin skattebelastning. I denne utredningen studerer vi datterselskaper av flernasjonale boreselskaper som opererer i Norge, og gjør konkrete funn som styrker antagelsen om at disse selskaper benytter seg av slike metoder.

Ved å analysere avkastning og risiko i boreselskapenes norske datterselskaper, finner vi at avkastning på sysselsatt kapital (ROCE) i gjennomsnitt kun har vært 2,4 pst. i perioden 2000-2013. Til sammenligning finner vi at den globale avkastningen i boreselskapene over samme periode har vært 8,1 pst. Avkastningen i de norske filialer er i tillegg vesentlig lavere enn hva risikoen i filialene burde tilsi. Den lave avkastningen antyder at boreselskapene bevisst reduserer skattebelastningen ved å flytte overskudd fra norske til utenlandske filialer.

I utredningen peker vi blant annet på at boreselskapene trolig flytter overskudd ved å sette høye leiepriser på konsernintern leie av boreriggene som blir leid ut til norske operatørselskaper fra nærstående selskaper i skatteparadis. Våre beregninger viser at de norske operatørselskapene hvert år fradragsfører nærmere 18 mrd. kr for slike interne leiebetalingene.

I tillegg finner vi at boreselskapene reduserer skattebelastningen ytterligere ved å erstatte egenkapital i de norske filialene med intern gjeld. Gjeldsandelen i de norske filialene er over dobbelt så høy som boreselskapenes globale gjeldsgrad, og rentebetalingene på gjelden i de norske filialene utgjør i enkelte år over 100 pst. av selskapenes driftsresultat (EBIT).

Utredningen er viktig av to årsaker. Utredningen bekrefter langt på vei skattemyndighetenes antagelser om at det utføres overskuddsflytting i boreselskapenes. I tillegg bidrar utredningen med ny innsikt ved at den foreslår og tar i bruk en ny fremgangsmåte for å beregne og analysere risiko og avkastning i konserner der risikoen er ulikt fordelt mellom konsernselskaper.

Forord

Denne masterutredningen er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole. Arbeidet med denne utredningen er utført i løpet av våren 2015, og utgjør 30 studiepoeng innenfor vår hovedprofil i finansiell økonomi.

Det har i de senere år blitt rettet stor oppmerksomhet rundt hvordan flernasjonale selskaper tilpasser seg det internasjonale skattesystemet for å minimere sin skattebelastning. Dette var også ett av temaene i Scheel-utvalgets rapport da denne ble publisert i desember 2014. Scheel-utvalget pekte i tillegg spesifikt på problemstillingen knyttet til skatteplanlegging i borebransjen. Dette har også vært vår inspirasjon til temaet for denne utredningen. I utredningen ser vi på hvordan boreselskapene benytter seg av metoder for å redusere sin skattebelastningen i Norge. Arbeidet med utredningen har til tider vært krevende, men har samtidig bidratt til økt interesse og kunnskap om skattesystemet og borebransjen.

Vi håper leseren finner utredningen interessant, og at utredningen kan bidra med ny innsikt til debatten knyttet til internasjonal skatteplanlegging.

Vi ønsker å takke alle som har bidratt med innspill, ideer og konstruktive tilbakemeldinger til vårt arbeid. Vi ønsker særlig å takke vår veileder, Guttorm Schjelderup, for spennende og inspirerende diskusjoner samt gode råd og tilbakemeldinger. Vi vil også rette en stor takk til Skatt Vest ved Guro Runestad og Susanne Tollefsen Log for god veiledning og hyggelig samarbeid. Videre vil vi også takke Norsk senter for skatteforskning ved NHH og Skatteetaten samt Tax Justice Network for de generøse stipendene vi har mottatt i forbindelse med denne utredningen. Til slutt vil vi takke alle andre forelesere og medstudenter som har bidratt med gode diskusjoner og konstruktive tilbakemeldinger gjennom vår tid på NHH.

Bergen, 19.06.2015

Tobias Pran Schmidt

Magnus Solvik

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	3
Forord.....	4
Innholdsfortegnelse	5
1 Innledning.....	7
1.1 Problemstilling.....	8
1.2 Disposisjon	8
2 Den norske og internasjonale borebransjen	9
2.1 Petroleumsutvinning og boreselskapenes rolle.....	9
2.2 Borerigger.....	10
2.3 Riggmarkedet.....	11
2.4 Selskapsstruktur og transaksjonsstrømmer.....	13
3 Internasjonal bedriftsbeskatning og skatteplanlegging	16
3.1 Det internasjonale skattesystemet.....	16
3.2 Norsk bedriftsbeskatning	17
3.3 Internasjonal skatteplanlegging	19
4 Avkastningskravet til totalkapitalen.....	24
4.1 Egenkapitalkrav (r_E)	25
4.2 Gjeldskrav (r_D).....	29
5 Fremgangsmåte	30
5.1 Valg av metode.....	30
5.2 Nærmere om fremgangsmåte.....	31
5.3 Data.....	32
5.4 Databehandling.....	32
6 Beregning av teoretisk avkastning	35
6.1 Beta morselskap.....	35
6.2 Beta datterselskaper	41
6.3 Egenkapitalkrav (r_E)	48
6.4 Gjeldskrav (r_D).....	49
6.5 Kapittelkonklusjon.....	50
7 Beregning av faktisk avkastning	51
7.1 Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE).....	51
7.1.1 Datagrunnlag	52
7.1.2 Resultater	52

7.2	Avkastning på hypotetisk kapital for operatørselskapene	54
7.3	Bruk av median eller vektet gjennomsnitt	55
7.4	Kapittelkonklusjon.....	55
8	Sammenligning av teoretisk og faktisk avkastning	56
8.1	Avkastning i morselskap	56
8.2	Avkastning i de norske filialene	57
8.3	Tolkning av resultater	61
8.4	Kapittelkonklusjon.....	63
9	Metoder for skatteplanlegging i borebransjen.....	64
9.1	Bruk av internprising	64
9.2	Bruk av tynn kapitalisering.....	66
9.3	Bruk av skatteparadiser	68
9.4	Bruk av gjennomstrømningsland og treaty shopping	69
9.5	Risikoskifting og kostnadsovervelting	69
9.6	Kapittelkonklusjon.....	70
10	Konklusjon	71
11	Begrensninger og videre forskning	72
12	Referanseliste	74
13	Vedlegg	77

1 Innledning

I de senere år har media og skattemyndigheter bidratt til å rette stor oppmerksomhet til hvordan flernasjonale selskaper bevisst tilpasser seg det internasjonale skattesystemet for å redusere sin skattebelastning. Det har blitt avdekket i en rekke tilfeller at store flernasjonale selskaper betaler svært lite eller ingen skatt av selskapets overskudd. Temaet ble også nøye behandlet i Scheel-utvalgets rapport til Finansdepartementet NOU 2014:13. Utvalget drøftet blant annet de skattemessige utfordringene knyttet til borebransjen. Utvalget pekte på erfaringer fra norske skattemyndigheter som tilsier at skattegrunlaget i boreselskapenes norske filialer belastes store kostnader for såkalt konsernintern bareboat-leie av borerigger. Ved å splitte eierskap og drift av boreriggen kan boreselskapene effektivt flytte overskudd fra operatørselskapet i Norge til et nærstående selskap i skatteparadis ved å sette høy leiepris for boreriggen. På bakgrunn av dette foreslår utvalget å innføre skatteregler som begrenser fradragsretten for slike kostnader.

I en høringsuttalelse til Scheel-utvalgets rapport avviser imidlertid Norges Rederiforbund påstandene om at det foregår overskuddsflytting fra de norske filialene: «*Vi ser det som svært uheldig hvis riggnæringen i Norge blir påført uforholdsmessige konkurransevridende skattekostnader, uten at det kan dokumenteres noen sammenheng med uønsket skattetilpasning i form av blant annet overskuddsflytting.*» (Norges Rederiforbund, 2015)

Med dette som bakgrunn, ønsker vi å tilføre evidens til debatten om hvorvidt det foregår overskuddsflytting i boreselskapene.

Tidligere metoder for å avdekke overskuddsflytting har i hovedsak fokusert på sammenligning av *profittmarginer*. Ulempen med en slik metode er at den ikke tar høyde for forskjeller i selskapenes risiko. For konserner der risikoen er ulikt fordelt mellom datterselskapene vil ikke en slik direkte sammenligning være mulig. Vi vil basere oss på en metode hvor vi sammenligner *avkastningen* i boreselskapenes norske filialer med hva den teoretisk burde vært. En vesentlig lavere avkastning vil kunne tyde på overskuddsflytting fra de norske filialene.

Metoden vi benytter, vil kunne avdekke bruk av overskuddsflytting ved internprising, som for eksempel konsernintern bareboat-leie. Metoden vil imidlertid ikke kunne avdekke bruk av andre metoder for skatteplanlegging. I utredningens siste kapittel vil vi likevel utføre analyser som gir klare indikasjoner på at borebransjen benytter andre kjente metoder.

Siden vi er de første til å utføre en så omfattende analyse av skatteplanlegging i borebransjen, har store deler av arbeidet vært knyttet til innhenting, sammenstilling og bearbeidelse av data.

1.1 Problemstilling

Vi har basert utredningen på antagelsen om at boreselskapene utfører aktiv skatteplanlegging. Vår overordnede problemstilling er dermed: *Utføres det skatteplanlegging i den norske borebransjen, og i så fall, hvilke metoder benyttes?*

For å besvare overnevnte problemstilling vil vi ta utgangspunkt i å besvare følgende underordnede problemstillinger:

- i) *Hva er teoretisk avkastning (avkastningskrav) for de norske datterselskapene?*
- ii) *Hva har faktisk avkastning for de norske datterselskapene vært i perioden 2000-2013?*
- iii) *Hvilke metoder for skatteplanlegging blir benyttet av de flernasjonale boreselskapene?*

Vi tar i vår utredning ikke stilling til hvorvidt bruken av de ulike metodene er i strid med gjeldende regelverk, og vil besvare den overnevnte problemstillingen fra et økonomisk, objektivt perspektiv.

1.2 Disposisjon

I denne utredningen vil vi i kapittel 2 starte med å gi en innføring i den norske og internasjonale borebransjen. Videre vil vi i kapittel 3 presentere teori knyttet til internasjonal bedriftsbeskatning og skatteplanlegging. I kapittel 4 presentere relevant teori om teoretisk avkastning og avkastningskrav.

Før vi starter på analysen vil vi i kapittel 5 redegjøre for fremgangsmåte og valg av metode samt presentere datagrunnlaget som er brukt i analysen. Kapittel 6 til 9 utgjør analysen, der vi ønsker å besvare overnevnte problemstillinger. Analysen er bygd opp av *fire* deler. I kapittel 6 (del 1) vil vi foreta en beregning av teoretisk avkastningskrav for de norske filialene. I kapittel 7 (del 2) vil vi beregne faktisk avkastning for de norske filialene i perioden 2000-2013. I kapittel 8 (del 3) vil vi sammenligne faktisk avkastning med teoretisk avkastning i de norske filialene. Dersom faktisk avkastning i perioden er vesentlig lavere enn hva den teoretiske skulle tilsi, kan dette tyde på at det foregår overskuddsflytting. I kapittel 9 (del 4) vil vi se nærmere på hvilke metoder for skatteplanlegging boreselskapene benytter.

Som en avslutning på utredningen vil vi i kapittel 10 konkludere funnene våre og konkret besvare utredningens problemstillinger. I kapittel 11 vil vi presentere begrensninger ved utredelsen samt presentere forslag til videre forskning.

2 Den norske og internasjonale borebransjen

For å bygge opp en forståelse for temaet i denne utredningen, vil vi i dette kapitlet gi en innføring i den norske og internasjonale borebransjen. Vi vil innledningsvis i dette kapitlet plassere boreselskapenes rolle i verdikjeden for utvinning av olje og gass. Deretter vil vi gi en nærmere innføring i bransjen for boretjenester, og til slutt vil vi gi en oversikt over boreselskapenes konsernstruktur.

2.1 Petroleumsutvinning og boreselskapenes rolle

Ved utvinning av olje og gass skiller vi mellom *onshore* og *offshore* utvinning, der onshore er landbasert utvinningen av olje og gass, mens offshore er utvinning av forekomster fra havbunnen. Denne utredelsen vil kun omhandle offshore petroleumsutvinning, og da følgelig offshore petroleumsboring. Oljeutvinning er en krevende prosess med flere høyt spesialiserte ledd i verdikjeden. Verdikjeden kan deles inn i seks overordnede ledd (Hyne, 2012), hvorav boreselskapene normalt deltar i fire av disse leddene.

Ledd 1: For å avdekke potensielle oljeforekomster på havbunnen, foretas det først *seismiske undersøkelser*, der man kartlegger den geologiske strukturen i havbunnen. Dette gjøres ved at spesialkonstruerte fartøy skyter lufttrykkbølger eller lydbølger ned mot havbunnen. Ekkoene fra bølgene som reflekteres tilbake fra havbunnen, kan så brukes til å danne et bilde av havbunnens geologiske formasjon (Oljedirektoratet, 2015).

Ledd 2: Dersom de seismiske undersøkelsene antyder funn i havbunnen, er neste steg å foreta *leteboring*. Leteboring innebærer videre undersøkelser av havbunnen ved at en borerigg foretar testboringer i havbunnen, for å bekrefte resultatene fra de seismiske undersøkelsene.

Ledd 3: Dersom leteboringen gir positive resultater, er neste steg *avgrensingsboring*. Ved *avgrensingsboring* borer en borerigg *avgrensingsbrønner* for å kartlegge reservoarets størrelse og utstrekning. Dersom reservoaret er av en *kommersiell størrelse*, vil reservoaret defineres som *oljefelt*, og oljeselskapene tar en avgjørelse om de vil utvikle feltet.

Ledd 4: Dersom oljeselskapet ønsker å starte utvikling av feltet, er neste steg *produksjonsboring*. I dette steget borer en borerigg *produksjonsbrønnene* som oljeselskapene henter opp olje eller gass fra.

Ledd 5: Når boreriggene har boret produksjonsbrønnene, begynner oljeselskapene selve utvinningen av feltet. Underveis i produksjonen vil det normalt også være behov for borerigger til *vedlikeholds boring* og boring av eventuelle nye brønner (Riggutvalget, 2012).

Ledd 6: Når oljefeltet har nådd sin kommersielle levetid, foretas avvikling og nedstenging av feltet, og brønnene plomberes av en borerigg.

2.2 Borerigger¹

Blant boreriggene som benyttes i oljeindustrien, skiller vi mellom *faste boreinstallasjoner* (*plattformrigger*) og *flyttbare borerigger*. Det er de flyttbare boreriggene som blir mest anvendt, og er de vi vil fokusere på i denne utredningen². I fortsettelsen vil vi derfor kun referere til *flyttbare borerigger* når vi benytter betegnelsen *borerigg*.

Boring av offshore oljebørner er svært komplekse og teknisk krevende operasjoner som krever høyt spesialisert utstyr og store investeringer. Avhengig av brønnens formål (leting, avgrensing, produksjon eller vedlikehold) samt havdybde og havbunnens egenskaper, tar boring av en brønn mellom 30 til 120 dager. En borerigg har imidlertid en økonomisk levetid på rundt 30 år (Riggutvalget, 2012), hvilket betyr at boreriggene kan benyttes flere ganger på forskjellige felt opp igjennom levetiden. Dette har gjort at boreriggene blir konstruert med tanke på mobilitet slik at de enkelt kan flyttes mellom felt. Det gjør at borerigger omtales som fartøyer (Riggutvalget, 2012), og blir følgelig også registrert i skipsregisteret.

De flyttbare boreriggene kan normalt deles inn i tre kategorier³: *oppjekkbare* (*Jack-up*), *halvnedsenkbare* (*semi-submersible*) og *boreskip* (Riggutvalget, 2012). Disse riggtypene utfører primært de samme oppgavene, men bruksområdet avhengig av vanndybde, boreddybde og klimatiske forhold. Under følger en kort fremstilling av de tre typene:

Oppjekkbare borerigger

Oppjekkbare rigger er de mest brukte av de tre typene, både globalt og på norsk sokkel. Riggene har en operativ vanndybde på 25-150 meter og boreddybde på 9000 meter. De oppjekkbare riggene er konstruert som flytende innretninger med tre-fire ben. Disse benene senkes ned til havbunnen slik at selve plattformen blir løftet 5-10 meter over havoverflaten.

¹ Dette delkapittelet er i stor grad basert på Riggutvalget, 2012 og Maersk Drilling, 2015.

² Boring fra faste installasjoner innebærer en annen selskapsorganisering enn hva som er tilfelle ved boring fra flyttbare installasjoner. Derfor er muligheten for overskuddslytting mindre ved boring fra faste installasjoner.

³ Det finnes også rigger som ikke klassifiserer under noen av kategoriene, men disse er mindre vanlige.

Oppjekksfunksjonen gjør riggene mobile og fleksible med tanke på operasjonell havdybde. Bunnstøtten gir i tillegg god stabilitet, og riggene kan derfor operere under harde værforhold.

Halvt nedsenkbare borerigger

For boring av brønner ved vanndybde over 150 meter benyttes normalt halvt nedsenkbare borerigger eller boreskip. Halvt nedsenkbare rigger er flytende rigger som enten forankres til havbunnen med kraftige kjettinger eller benytter dynamisk posisjonering⁴ (DP-systemer). De halvt nedsenkbare boreriggene taues eller kjører for egen maskin til ønsket posisjon og fyller deretter opp ballasttankene slik at riggen senkes ned i vannet (derav navnet) for å gi økt stabilitet. Denne type rigger opererer på vanndybder fra 50 meter ned til 3000 meter.

Boreskip

Boreskip er utformet som et tradisjonelt skip med egen fremdrift, og har samme operative vanndybde som de halvt nedsenkbare boreriggene. Boreskipene har sin styrke ved at de er svært mobile og er derfor godt egnet til flere og kortere oppdrag, som for eksempel leteboring. Boreskipene har i tillegg større lastekapasitet og er uavhengig av andre støttefartøy. Som de halvt nedsenkbare boreriggene benytter boreskipene DP-systemer som sikrer fast posisjon under boring. Boreskipene har imidlertid ingen mulighet til nedsenkning eller bunnstøtte og har dermed ikke den samme stabiliteten som oppjekkbare og halvt nedsenkbare borerigger.

2.3 Riggmarkedet

Oljeselskapene eier normalt ikke egne rigger, men kontraherer borerigger fra spesialiserte boreselskaper i et leiemarked når de ønsker å bygge ut nye eller utvide eksisterende felt. Siden riggene er mobile, vil lokale forskjeller i tilbud og etterspørsel etter borerigger utlignes forholdsvis raskt. Derfor snakker vi gjerne om et internasjonalt riggmarked, snarere enn nasjonale markeder. I de to neste avsnittene vil vi se på de viktigste forholdene som påvirker tilbud og etterspørsel etter borerigger. I avsnitt 2.3.3 vil vi mer konkret beskrive hvordan leieprisen (omtalt som *dagraten*) for boreriggene fastsettes.

2.3.1 Etterspørsel etter borerigger

Etterspørselssiden i det norske riggmarkedet kjennetegnes av at det hovedsakelig er én stor kunde, Statoil (Riggutvalget, 2012). Dette gir sterk kjøpermakt og kan bidra til reduserte

⁴ Dynamisk posisjonering er et sett av mindre trustere rundt riggen som kontinuerlig jobber for å beholde en svært nøyaktig GPS-posisjon, selv under harde værforhold.

dagrater. Siden det er snakk om et internasjonalt marked for boretjenester, vil likevel den lokalt sterke kjøpekraften reduseres, siden den internasjonale kjøpegruppen er større⁵.

Den største etterspørselsdriveren etter borerigger er oljeselskapenes investeringsvilje (Stopford, 2008). Denne avhenger igjen av oljeprisen. Forventninger om høy oljepris vil øke lønnsomheten av nye og eksisterende felt, og dermed øke investeringsaktiviteten til oljeselskapene. En høy oljepris vil derfor øke etterspørselen etter borerigger og drive riggratene oppover. Nygård og Simonsen (2014) viser til at en 10 pst. økning i oljepris vil gi 5 pst. og 6 pst. økning i dagrater for henholdsvis halvt nedsenkbare og oppjekkbare borerigger.

2.3.2 Tilbud av borerigger

Som for etterspørselssiden, er tilbudssiden av rigger på norsk og internasjonal sokkel kjennetegnet ved forholdsvis få tilbydere. De største boreselskapene internasjonalt inkluderer blant annet *Transocean*, *Noble Corporation*, *ENSCO* og *Seadrill*. En mer utfyllende liste over norske og internasjonale aktører finnes i vedlegg 1. Av de 44 riggene som opererer på norsk sokkel (per 2015), står de fem største boreselskapene for 67 pst. av disse (forfatters beregninger, *Offshore.no*, 2015). Internasjonalt er tilsvarende andel 55 pst. Tilbudet av borerigger drives i stor grad av forventningene om fremtidige dagrater. Høy etterspørsel etter rigger og få tilgjengelige rigger vil drive riggratene oppover. I neste omgang vil boreselskapene øke bestillingen av nybygg for å møte etterspørselen. Ledetiden på nybygg er imidlertid forholdsvis lang (2-3 år). Dette kan på kort sikt føre til stort underskuddtilbud, og presse riggratene ytterligere opp. På den andre siden vil perioder med lav etterspørsel føre til overskuddstilbud av borerigger, og det vil presse riggratene nedover.

2.3.3 Fastsettelse av leiepris for borerigger

I de to foregående avsnittene så vi at dagratene i hovedsak påvirkes av oljeprisen (etterspørsel) og antall tilgjengelige rigger (tilbud). I tillegg vil dagraten avhenge av den aktuelle riggens egenskaper i forhold til boreddybde og kapasitet samt oppdragets kompleksitet.

Leieavtalen for borerigger inngås som regel på tidsbestemte kontrakter, der kontraktslengden kan variere fra kortere perioder på 30 dager opp til 5-6 år, avhengig av oppdragets omfang⁶. Leiekontraktene inngås enten som *time charter* eller *bareboat-leie* (*bareboat charter*). Ved time charter leier oljeselskapet riggen med besetning fra boreselskapet. Ved bareboat-leie

⁵ Andre store internasjonale kunder er Shell, Total, BP, med flere.

⁶ Som oftest er kontraktslengdene på 2-3 år (Riggutvalget, 2012)

kontraherer oljeselskapet riggen uten mannskap, og står for drift og bemanning av boreriggen selv. Time charter er den mest utbredte leieformen mellom boreselskapene og oljeselskapene. Bareboat-leie, er som vi vil se nærmere på i neste delkapittel, en mer vanlig leieform mellom to selskaper i sammen konsern, såkalt *konsernintern leie*.

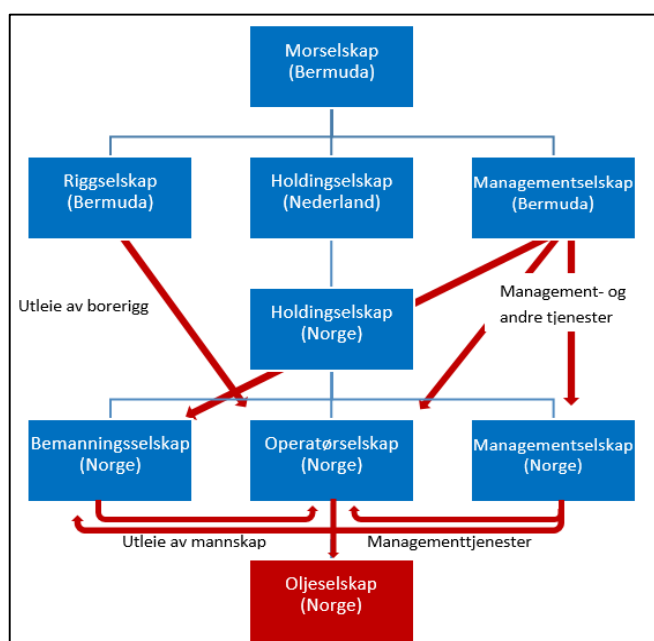
Riggleien som oljeselskapene betaler boreselskapene for å kontrahere boreriggen på timecharter-vilkår, består hovedsakelig av en *dagrate* pluss en *mobiliseringskostnad* (Riggutvalget, 2012):

$$\text{Riggleie} = (\text{dagrate} \times \text{kontraktslengde}) + \text{mobiliseringskostnad} \quad (2.1)$$

Dagratene utgjør den største andelen av leien og er en daglig leiekostnad som oljeselskapene betaler riggselskapene for leie av boreriggen. Denne inneholder både et driftskostnads- og kapitalkostnadselement. Mobiliseringskostnaden er en avgift som oljeselskapene betaler for forflytting av riggen samt eventuelle oppgraderinger av riggen i forkant av oppdraget. Mobiliseringskostnaden utgjør normalt en liten andel av leieprisen (Riggutvalget, 2012).

2.4 Selskapsstruktur og transaksjonsstrømmer⁷

Som allerede påpekt, er boreselskapene i stor grad internasjonalt fokusert. Boretjenester er en forholdsvis homogen vare der kompetanse og teknologi i stor grad kan utnyttes på tvers av landegrensler. Siden riggene er mobile, kan de i tillegg enkelt flyttes mellom land for å utligne lokale ubalanser i tilbud og etterspørsel⁸. Det innebærer derfor at de fleste boreselskapene er *flernasjonale selskaper*, hvilket vil si at de har filialer i flere land. Når vi benytter begrepet *filialer*, refererer vi her til datterselskaper i det flernasjonale boreselskapet. Vi vil i



Figur 2.1 Eksempel på organisering av boreselskaper. Kilde: Utarbeidet av forfatter, selskapenes årsregnskap

⁷ Dette delkapittelet er i hovedsak egne vurderinger, basert på gjennomgang av utvalgets innrapporterte regnskaper og årsberetninger, samt øvrig bransje undersøkelser.

⁸ Lokale myndighetskrav, lokale værforhold og topografi/bunnforhold stiller krav til krav til lokale tilpasninger som i enkelte tilfeller kan gjøre riggene mindre mobile.

det følgende se nærmere på hvordan slike boreselskaper er organisert.

2.4.1 Eierstruktur

Gjennom direkte eller indirekte eierskap etablerer morselskapet filialer i landene hvor de opererer. Disse filialene utøver konsernets operasjonelle virksomheten, mens morselskapet direkte eller via filialene står for konsernets sentrale funksjoner. Figur 2.1 viser et eksempel på en typisk selskapsstruktur for et tenkt boreselskap. De blå linjene definerer eierstrukturen, mens de røde linjene viser de konserninterne transaksjonsstrømmene.

Figur 2.1 viser at de norske filialene *Bemanningselskap*, *Operasjonsselskap* og *Managementselskap* eies av et norsk holdingselskap, som igjen eies av et nederlandsk holdingselskap. Den ultimate eieren i konsernet er et morselskap, tilhørende på Bermuda, som kontrollerer de norske filialene indirekte gjennom eierskap i det nederlandske holdingselskapet. Morselskapet kontrollerer i tillegg den operative virksomheten i andre land gjennom en tilsvarende eierstruktur (vises ikke i figuren). I tillegg til dette, kontrollerer morselskapet også et bermudaregistrert riggselskap. Dette riggselskapet er den formelle eieren av riggen som blir operert av den norske filialen. Morselskapet kontrollerer videre et managementselskap som utøver tjenester til flere av selskapene i konsernet.

Eierstrukturen skissert over er en typisk eierstruktur for et boreselskap. Som vi ser, utøver hver enkelt filial kun én funksjon. Et selskap står for eierskap av riggen, et annet står for bemanning av riggen, mens et tredje og fjerde selskap står for de administrative funksjonene. Et siste norsk operasjonsselskap innehar den formelle kontrakten med oljeselskapet (kunden), men er ellers helt «tomt». Selskapet leier inn tjenester fra de andre selskapene til å fylle funksjonene i selskapet. Boreselskapene vil typisk argumentere for at en slik eierstruktur er av hensyn til fleksibilitet og kontinuitet. Vi vil likevel i kapittel 9 hevde at det er mye ved eierstrukturen til boreselskapene som peker i retning av at strukturen også er utformet av skattemotiverte årsaker. Fra et skatteperspektiv er en viktig egenskap ved strukturen at det muliggjør at de norske filialene skattefritt kan føre ut utbytte via såkalte *gjennomstrømningsland* (se avsnitt 3.3.4) til den ultimate eieren som ofte er lokalisert i *skatteparadis* (se avsnitt 3.3.3). I noen tilfeller er den ultimate eieren lokalisert i høyskatteland (for eksempel Norge), men der utbyttebetalingene fra de norske filialene først flyter via gjennomstrømningsland før de ender opp i skatteparadis. En annen viktig egenskap ved strukturen er at enkelte viktige funksjoner, som for eksempel riggeierskap, management og internbank er lokalisert i skatteparadiser, noe

som muliggjør overskuddsflytting til disse filialene via konserninterne transaksjoner. Vi kommer nærmere inn på metoder for overskuddsflytting i 3.3.

2.4.2 Konserninterne transaksjoner

Konsernintern leie av borerigg

I 2.3.3 forklarte vi at boreselskapene i de fleste tilfeller leier ut boreriggene på time charter kontrakter til oljeselskapene. I praksis innebærer dette at oljeselskapene kontraherer riggen fra et norsk operatørselskap, som står for selve driften av boreriggen. Operatørselskapet holder imidlertid ikke selve riggen som brukes til boring på balansen. Denne leies inn på *bareboat-vilkår* fra et nærstående riggselskap. Det er dette selskapet som står som den formelle eieren av riggen. Utleie på bareboat-vilkår vil som påpekt i 2.3.3 si at det kun er selve riggen, uten mannskap, som leies ut. Ofte er bareboat-avtalene utformet *back-to-back*, hvilket vil si at leiekontrakten har samme varighet som kontrakten med oljeselskapene. I enkelte tilfeller leies også riggen ut gjennom flere ledd. En rigg kan for eksempel være registrert i skipsregisteret i Singapore, eid av et nærstående selskap på Bermuda og deretter videre være leid ut i 1-2 ledd før den leies ut til det norske operatørselskapet.

Utleie av mannskap

Riggen som leies ut fra riggselskapet til operatørselskapet, leies ut uten mannskap. Operatørselskapene har normalt ingen egne ansatte, men leier inn mannskap fra et internt *bemanningsselskap*. Det norske bemanningsselskapet bemanner ofte alle de norske riggene som konsernet opererer på norsk sokkel. Dette gjør selskapet fleksibel til å flytte mannskap rundt på konsernets borerigger avhengig av aktivitet.

Managementtjenester

Mange av filialene i konsernet har ingen egen administrasjon. De ulike filialene administreres dermed gjennom egne nærstående *managementselskaper*, der konsernets ledelse er ansatt. De øvrige filialene kjøper dermed de administrative tjenestene av managementselskapene ved å betale en *managementavgift*. I mange tilfeller mottar en filial managementtjenester fra flere av konsernets managementselskaper. Det kan for eksempel tenkes at et norsk operatørselskap mottar tjenester for fra både et norsk og fra et utenlandsk managementselskap.

3 Internasjonal bedriftsbeskatning og skatteplanlegging

I forrige kapittel pekte vi på at boreselskapene er *flernasjonale selskaper*. Generelt kjennetegnes flernasjonale selskaper ved at de har filialer i flere land og må dermed forholde seg til ulike skatteregimer. Beskatning blir da straks mer kompleks, både for selskapene og for skattemyndighetene i de enkelte land. I dette kapittelet vil vi se på hvordan det *internasjonale skattesystemet* er utformet, og hvordan flernasjonale selskaper kan redusere sin skattebelastning ved å utnytte forskjeller og svakheter i det *internasjonale skattesystemet*.

3.1 Det internasjonale skattesystemet

Når vi omtaler det internasjonale skattesystemet, er det viktig å poengtere at det ikke finnes et eget felles internasjonalt skattelovverk. Snarere bygger det internasjonale skattesystemet på et nettverk av *bilaterale skatteavtaler* samt de enkelte staters interne skattelovgivning (Zimmer, 2009). En *bilateral* skatteavtale er en avtale utformet mellom to land og har til hensikt å fordele skatteinntekt mellom de to landene, samt å hindre dobbeltbeskatning dersom et skattesubjektet er skattepliktig i begge land (Zimmer, 2009). For å oppnå en effektiv og rettferdig fordeling har OECD utarbeidet en *mønsteravtale* som har blitt etablert som en standard blant OECD-landene ved inngåelse av skatteavtaler (OECD, 2003).

3.1.1 Beskatning av flernasjonale selskaper

De bilaterale skatteavtalene som er inngått mellom OECD-landene, bygger på prinsippet om *Separate Accounting*. Under prinsippet om *Separate Accounting* fordeles inntektene i et flernasjonalt selskap mellom filialene basert på gjeldende regnskapsprinsipper (Schjelderup, 2015). Hovedprinsippet er at hver enkel filial i et flernasjonalt selskap behandles som et selvstendig skattesubjekt, og skattlegges uavhengig av de andre filialene. Under *Separate Accounting* er det to ulike prinsipper for skattlegging som gjør seg gjeldende, *residensprinsippet* og *kildeprinsippet* (Zimmer, 2009).

Residensprinsippet bygger på at et skattesubjekt er skattepliktig i det landet man er *hjemmehørende* (Zimmer, 2009). OECDs *mønsteravtale* definerer *hjemmehørende* som det landet hvor selskapets *effektive ledelse befinner seg* (OECD, 2003). Det avgjørende er altså ikke hvor selskapet er registrert, men hvor selskapet ledes fra. Dette vil typisk være i landet hvor selskapets styremøter og generalforsamlinger holdes, og hvor de reelle beslutningene i selskapet blir tatt. Kriteriet kan imidlertid tolkes vidt, og dette kan føre til tvilstilfeller.

Kildeprinsippet bygger på sin side på at inntektene skattlegges *der de er opptjent*, uavhengig av hvor selskapet formelt er hjemmehørende (Zimmer, 2009). Dette innebærer at en inntekt som er opptjent i land A, men der skattesubjektet er hjemmehørende i land B, likevel skal skattlegges i land A.

Residensprinsippet er det mest vanlige av de to prinsippene. Likevel praktiserer enkelte land fullt ut eller delvis prinsippet for kildebeskatning for enkelte typer inntekter. Dette kan dermed gi opphav til *dobbeltbeskatning*, ved at en inntekt kan bli skattlagt etter residensprinsippet i et land og etter residensprinsippet i et annet.

3.1.2 Dobbelbeskatning

Dobbelbeskatning innebærer at et skattesubjekt beskattes for samme inntekt i to eller flere land (Zimmer, 2009). Dobbelbeskatning kan oppstå i tre tilfeller (Torvik, 2015). For det første kan en inntekt bli beskattet etter residensprinsippet i et land, samtidig som den beskattes etter kildeprinsippet i et annet. Et annet tilfelle kan oppstå dersom et skattesubjekt blir regnet som *hjemmehørende* i to land ved at begge de to landene regner skattesubjektet som hjemmehørende i sitt land. Det tredje tilfellet av dobbelbeskatning kan oppstå dersom en bestemt type inntekt etter nasjonal rett er skattepliktig i to (eller flere) land. Et eksempel på dette er utbytteinntekter fra utenlandske datterselskaper, som først blir skattlagt som alminnelig inntekt i landet hvor datterselskapet er hjemmehørende, og deretter som utbytteinntekt i morselskapet.

Det er en bred enighet om at dobbelbeskatning har uheldige virkninger, siden det kan føre til økt effektivitetstap og vridninger i selskapenes investeringsbeslutninger. Derfor er nasjonale lover (generelt) og skatteavtaler (spesifikt) utarbeidet for å hindre dobbelbeskatning. Disse bygger normalt på *unntaksmetoden* og/eller *kreditmetoden* (Zimmer, 2009). *Unntaksmetoden* unngår dobbelbeskatning ved at hjemstaten *unnlater* skattlegging av visse type inntekter som er opptjent i kildestaten. *Kreditmetoden* unngår dobbelbeskatning ved at hjemstaten gir fradrag i skattegrunnlaget, for skatt som allerede er belastet i kildestaten (Zimmer, 2009). OECDs mønsteravtale likestiller og gir valgfrihet mellom de to metodene.

3.2 Norsk bedriftsbeskatning

I Norge er utgangspunktet for beskatning av selskaper hjemlet i Skatteloven (sktl.) §2-1 og §2-2. Skattesatsen på alminnelig inntekt, har siden 2014 vært 27 pst., som sammenlignet med

andre OECD-land er relativt høyt (NOU, 2014). En relativ høy inntektsskatt gir dermed flernasjonale selskaper incentiv til å flytte overskudd ut av Norge.

Den delen av norsk bedriftsskattelovgivning som angår internasjonale forhold, bygger i stor grad på OECDs mønsteravtale. OECDs mønsteravtale ligger også til grunn for de fleste skatteavtalene Norge har inngått med andre land. Etter norsk rett legges residensprinsippet til grunn for de fleste typer inntekter samt at kreditmetoden benyttes i tilfeller hvor det oppstår dobbeltbeskatning (Zimmer, 2009).

Et viktig forhold ved norsk bedriftsbeskatning er i tillegg at *fritaksmetoden* (sktl. § 2-38, 1.ledd) unntar residensbeskatning av eierinntekt mottatt fra selskap innenfor EØS⁹. Motsatt vil det heller ikke påløpe kildeskatt på tilsvarende inntekt avgitt til selskap innenfor EØS. For eierinntekt mottatt fra (avgitt til) selskaper utenfor EØS ilegges det residensskatt (kildeskatt) (Zimmer, 2009).

3.2.1 Avgrensning til norske særskatteregler

I tillegg til de alminnelige skattereglene er det i tillegg utarbeidet *særskatteregler*. Eksempler på slike særregler er *petroleumsskatteloven* og *rederiskatteordningen*.

Petroleumsskatteloven

Petroleumsskatteloven tilsier at inntekt relatert til petroleumsvirksomhet¹⁰ skal skattlegges med alminnelig skattesats på 27 pst, pluss en særskatt (petroleumsskatt) på 51 pst. Dermed er marginalsattesatsen for petroleumsvirksomhet 78 pst. Etersom boreselskapenes virksomhet er nært relatert til petroleumsvirksomhet, er det viktig å presisere at boreselskapene *ikke* er omfattet av petroleumsskatten og skattlegges dermed kun med en alminnelig skattesats (27 pst.) (Finansdepartementet, 1997).

Rederiskatteordningen

Rederiskatteordningen innebærer et fritak for skatt på driftsinntekter for selskaper som kvalifiserer innenfor ordningen. I stedetfor ilegges en sjablongmessig, svært lav, tonnasjeskatt (Woldbeck, 2010). Utleie av borerigger var før 2006 omfattet av ordningen. Et vilkår var da at riggen ble leid ut til et selskap utenfor ordningen eller at den ble driftet utenfor norsk sokkel. Riggeiende selskap kunne altså ikke selv drifte riggen, og leide derfor normalt ut denne til et nærstående selskap utenfor ordningen på bareboat-vilkår. I praksis var derfor kun selve bareboat-leien unntatt for beskatning, mens øvrig inntekt ble beskattet med alminnelig

⁹ Gjelder også for selskaper i normalskatteland utenfor EØS, der eierandelen er minimum 10 pst.

¹⁰ Utvinning, behandling og rørarbeid i petroleumsvirksomhet.

skattesats. Etter 2006 er imidlertid boreriggene *ikke lenger omfattet av ordningen*. Norske riggselskaper som leier ut borerigger blir derfor beskattet med alminnelig skattesats.

3.3 Internasjonal skatteplanlegging

Som vi har sett, kan skattlegging av flernasjonale selskaper være utfordrende ettersom det i enkelte tilfeller kan oppstå dobbeltbeskatning. Derfor er det internasjonale skattesystemet utformet nettopp for å forhindre dobbeltbeskatning. En uheldig virkning av dette er at det i enkelte tilfeller kan oppstå såkalt *nulldobbelbeskatning*, slik at en inntekt ikke blir beskattet i det hele tatt. Svakheter ved det internasjonale skattesystemet muliggjør at flernasjonale selskaper aktivt kan tilpasse seg for å minimere skattebelastningen (Zimmer, 2009). Slik tilpasning omtaler vi normalt for *skattetilpasning* eller *skatteplanlegging*. Det er viktig å presisere at enkelte skattemotiverte tilpasninger og aktiviteter er *lovlige*, mens andre er *ulovlige*. Da grensedragningen mellom lovlig og ulovlig skatteplanlegging er et omfattende juridisk anliggende, vil vi ikke her vie mer plass til denne problemstillingen. I fortsettelsen vil vi dermed ikke skille mellom lovlig eller ulovlig skatteplanlegging, og vil videre bruke begrepet *skatteplanlegging* som et samlebegrep for alle skatteminimerende aktiviteter.

I det følgende vil vi se nærmere på ulike metoder for skatteplanlegging. Vi vil se på hvordan flernasjonale selskaper kan flytte skattbart overskudd (overskuddsflytting) ved bruk av *internprising*, samt ved bruk av gjeld, såkalt *tynn kapitalisering*. Vi vil også se på bruken av det som kalles *gjennomstrømmingsselskaper* og *skatteparadiser*.

3.3.1 Internprising og konserninterne transaksjoner

Etter OECDs definisjon er internpriser «*de priser et foretak benytter ved overføring av fysiske varer og immaterielle eiendeler, samt ved tjenesteyting, til nærstående foretak* (Finansdepartementet, 1995)». Internpriser er altså de prisene som settes på transaksjoner mellom to nærstående selskaper, eller mellom to avdelinger i et selskap. Fra et skatteperspektiv kan internpriser være problematisk, dersom de ikke reflekterer virkelige markedsforhold. Et flernasjonalt selskap kan ha incentiv til å sette kunstig høye/lave internpriser på en vare som handles mellom to nærstående selskaper dersom profitten i de to landene blir skattet ulikt.

Dersom en vare eller tjeneste for eksempel selges fra et selskap i land A til et nærstående selskap i land B, og land A har en lavere (høyere) skattesats enn i land B, vil det flernasjonale selskapet ha incentiv til å sette en høy (lav) pris på transaksjonen. På den måten kan selskapet oppnå en skattegevinst tilsvarende differansen i skattesatsen mellom de to landene. Selskapet i

lavskattelandet vil få en økt inntekt og dermed høyere skattekostnad, men siden skattesatsen er høyere i høyskattelandet, vil skattebesparelsen i høyskattelandet mer enn kompensere for skatteøkningen i lavskattelandet. Det kan vises (se Schjelderup, 2015) at dersom det flernasjonale selskapet fritt kan sette internprisen, vil de ønske å sette en så høy internpris på salg til høyskattelandet at profitten her blir null. Dermed vil all profitten tilfalle det landet med den laveste skattesatsen.

For å begrense skadevirkningen ved bruken av internprising, har OECD utarbeidet et sett med *retningslinjer* for bruken av internprising, (OECD, 2010). Sentralt i retningslinjene til OECD står det at transaksjoner av varer og tjenester som handels internt i et konsern skal være til *armlengdes* priser. Armlengdeprinsippet innebærer at priser på transaksjon mellom nærstående parter, skal settes lik hva den ville vært dersom partene var uavhengige, rettere sagt hva prisen ville ha vært om varen var omsatt i velfungerende marked (Zimmer, 2009). Dersom varer og tjenester som omsettes internt i et flernasjonalt selskap, pålegges å være armlengdes, vil dette i stor grad redusere de skattemessige gevinstene ved å flytte profitt via interne transaksjoner. Dersom internprisene ikke er armlengdes, kan skattemyndighetene i det enkelte land gå inn å endre ligningen til selskapet, og eventuelt ilegge tilleggsskatt.

For produkter og tjenester som omsettes i et åpent og likvid marked, er armlengdepriser lett observerbare. Dette gjelder for eksempel aksjer i børsnoterte selskaper eller råvarer. For andre varer kan det imidlertid være utfordrende å fastsette armlengdepriser. Dette er varer eller tjenester som *i) etter art er unike*, eller *ii) sjelden omsettes mellom to uavhengige parter*. Eksempler på slike varer er immaterielle eiendeler, konserninterne lån og leiebetalinger da slike ikke har noen direkte sammenlignbare eiendeler som omsettes åpent i markedet. Dette er svært aktuelt for beskatning av boreselskapene. Som vi påpekte i 2.4.2 er flesteparten av transaksjonene i boreselskapene konserninterne. For eksempel kan bareboat-leien som operatørselskapene betaler til riggselskapene, være svært krevende å fastsette armlengdepriser for. Dette skyldes at leieavtalene normalt kun inngås mellom nærstående selskaper. I tillegg kan utstyrsnivå og spesifikasjoner, som vi har sett, varierer vesentlig fra rigg til rigg.

På grunn av problemene med å fastsette armlengdepriser, har det foregått diskusjoner rundt hvorvidt armlengdeprinsippet er særlig egnet. OECD har fremmet fem metoder for å fastsette armlengdepris der markedspriser er utilgjengelig (OECD, 2010). Metodene gir likevel selskapene en viss takhøyde til å sette internpriser som avviker fra armlengdeprinsippet.

Empirien bekrefter langt på vei at flernasjonale selskaper benytter internpriser til å flytte overskudd. Balsvik et al (2009) viser at flernasjonale selskaper i Norge har en langt lavere lønnsomhet enn sammenlignbare nasjonale selskaper. Studiet viser at de flernasjonale selskapene har en profittmargin som ligger 1,5 til 4 pp. (prosentpoeng) under de nasjonale. Funnene støttes også av internasjonal forskning som viser at flernasjonale selskaper har lavere lønnsomhet i høyskatteland enn nasjonale selskaper i tilsvarende land. Ettersom det også er påvist at flernasjonale selskaper har høyere produktivitet enn nasjonale selskaper, er det derfor mye som tyder på at flernasjonale selskaper benytter seg av slike metoder.

3.3.2 Tynn kapitalisering

Tynn kapitalisering er en annen ofte benyttet metode for overskuddsflytting. Tynn kapitalisering innebærer at selskaper i høyskatteland finansieres med en høy andel gjeld. Den skattemessige gevinsten ved bruk av gjeld skyldes forskjellsbehandlingen av gjeld og egenkapital i skattesystemet. Mens gjeldskostnaden (rentebetalingene) normalt er fradragsberettiget i skattegrunnlaget, er normalt ikke den tilsvarende egenkapitalkostnaden fradragsberettiget¹¹. Skattesubsidieringen av gjeld fremfor egenkapital, gjør dermed gjeld relativt sett billigere enn egenkapital. Selskaper kan dermed oppnå et *skatteskjold* (skattebesparelse) ved bruk av gjeld. I tillegg til denne *standard gjeldsmekanismen*, kan internasjonale selskaper oppnå ytterligere skattebesparelse ved to mekanismer, *ekstern gjeldsflytting* og *intern gjeldsflytting* (Møen et al. 2011).

Ekstern gjeldsflytting gir flernasjonale selskaper en skattegevinst ved at de kan allokere den eksterne gjelden til land med høyt skattenivå. Under visse forutsetninger kan dermed et flernasjonalt selskap oppnå et ytterligere skatteskjold ved å flytte deler av gjelden fra lavskatteland til høyskatteland.

Ved *intern gjeldsflytting* oppnår flernasjonale selskaper skattegevinst ved å erstatte deler av egenkapitalen med intern gjeld fra et nærstående selskap i lavskatteland, gjerne kalt *internbanken*. Ved bruk av intern gjeldsflytting oppnår konsernet skattefordeler¹² ved at filialen i høyskatteland får skattefradrag for rentekostnaden på den interne gjelden. Tilsvarende vil renteinntekten i internbanken kunne være skattepliktig. Skattebesparelsen i høyskattelandet vil likevel mer enn kompensere for rentekostnaden i internbanken.

¹¹ I Norge er forskjellsbehandlingen forsøkt motvirket ved aksjonærmodellen.

¹² Et flernasjonalt selskap kan også oppnå skattefordeler ved å sette kunstig høye (ikke armlengdes) renter på intern gjeld. Se 3.3.1.

På grunn av den *eksterne og interne gjeldsmekanismen* vil flernasjonale selskaper ha incentiv til å la filialene i høyskatteland være tynt kapitalisert, siden dette reduserer det skattbare overskuddet i høyskattelandet og øker det skattbare overskuddet i lavskattelandet. Mange land har derfor regler som begrenser bruken av intern gjeld (Schindler & Schjelderup, 2015). Reglene gir imidlertid et visst rom for bruk av tynn kapitalisering.

3.3.3 Skatteparadiser og lukkede jurisdiksjoner

På tross av et omfattende internasjonalt nettverk av skatteavtaler, er det fremdeles en rekke myndigheter i såkalte *skatteparadiser* og *øvrige lukkede jurisdiksjoner* som bevisst legger til rette for skatteplanlegging. Etter OECDs definisjon kjennetegnes skatteparadiser ved jurisdiksjoner som har: *i) Svært lav eller ingen skatt på kapitalinntekter, ii) Særegent skattesystem for utenlandske selskaper (ring fencing), iii) Mangel på transparens om eierskap og/eller mangel på effektivt tilsyn og iv) Ingen effektiv informasjonsutveksling med andre land knyttet til skattemessige forhold* (OECD, 1998).

Felles for skatteparadiser er at de gjennomgående utformer skatteregler som systematisk undergraver det internasjonale skattesystemet, ved å tilby svært lave skatter samt høy grad av hemmelighet. Flernasjonale selskaper har dermed incentiv til å flytte overskuddet til skatteparadiser. På den måten lokker de til seg flernasjonale selskaper og kapital fra utlandet.

Stater som Bermuda og Cayman Islands er etter OECDs definisjon eksempler på skatteparadiser (Tax Justice Network, 2007). Andre stater, som for eksempel Sveits, oppfyller ikke alle kriteriene for å klassifiseres som skatteparadis, men anses likevel for å være en *lukket jurisdiksjon*.

3.3.4 Gjennomstrømmingsselskap og treaty shopping

Skatteavtalene, er som vi allerede har påpekt, utformet for å hindre dobbeltbeskatning. Skatteavtalene kan imidlertid bli gjenstand for det som kalles *treaty shopping*, hvor flernasjonale selskaper utnytter et nettverk av skatteavtaler for å minimere skatt på for eksempel aksjeutbytte eller renter (Zimmer, 2009). Vi kan tenke oss et flernasjonalt selskap med morselskap i land A (lavskatteland) og datterselskap i land C (høyskatteland). Land A og C har ingen skatteavtale, slik at utbytte fra C til A utløser kildeskatt i land C (og eventuelt residensskatt i land A). Land B har imidlertid skatteavtale med både land A og C. Det flernasjonale selskapet kan benytte et selskap i land B som *gjennomstrømmingsselskap*. Ved å la selskap B eie aksjene i selskap C, mens selskap A igjen eier aksjene i selskap B, kan det flernasjonale selskapet kanalisere utbyttet fra land C til land A via land B uten at det utløser

kildeskatt. Motsatt vil også det flernasjonale selskapet kunne kanalisere utbytte inn i land C (høyskatteland) uten at det utløser residensskatt.

Selskaper med filialer i Norge vil ha incentiver til å benytte andre EØS-land som gjennomstrømningsland, siden fritaksmetoden (og skatteavtalene) åpner for at utbytte skattefritt kan strømme til og fra EØS-land. Utbytte kan derfor sendes til et skatteparadis via et EØS-land uten at det påløper norsk kildeskatt. Dersom utbyttet sendes direkte til skatteparadis uten at det går via EØS utløses imidlertid kildeskatt. Grunnet sine mange skatteavtaler er Nederland ofte brukt som gjennomstrømningsland (NOU, 2009). I Skatteloven sktl. § 2-38 (5) finnes det imidlertid et *substanskrav* om at mottaker av aksjeinntekten må være *reelt etablert* og drive *reell økonomisk aktivitet* for at aksjeinntekten skal være skattefri. Dette begrenser til dels selskapers mulighet til å utnytte den norske fritaksmetoden til å føre utbytte ut av Norge via gjennomstrømmingsselskap i EØS.

4 Avkastningskravet til totalkapitalen¹³

I de to foregående kapitlene har vi påpekt at boreselskapene er flernasjonale selskaper, og at flernasjonale selskaper kan minimere skattebelastningen sin ved å tilpasse seg det internasjonale skattesystemet. Overskuddsflytting reduserer skattbart overskudd, hvilket vil si at selskapets avkastning også reduseres. Vi vil dermed kunne antyde at selskapene utfører overskuddsflytting ved å observere avkastningen deres. I kapittel 6 vil vi derfor beregne de norske filialenes *teoretiske avkastning*, også omtalt som *avkastningskravet til totalkapitalen*¹⁴. Dersom den faktiske avkastningen er vesentlig lavere enn den teoretisk kan dette være et tegn på at det foregår overskuddsflytting i de norske filialene. For å få et bedre teoretisk grunnlag, vil vi i dette kapitlet gi en innføring i hvordan *avkastningskravet til totalkapitalen* beregnes.

Større selskaper har gjerne en bred kapitalstruktur bestående av flere ulike finansieringskilder. Til hver av disse finansieringskildene er det forbundet en *kapitalkostnad*, som er den *minimumsavkastningen* som investorene krever for å stille kapital til disposisjon for selskapet. Denne kapitalkostnaden vil normalt variere mellom de ulike finansieringskildene avhengig av risikoen som investor påtar seg. *Avkastningskravet til totalkapitalen* er således den minimumsavkastningen som selskapet i gjennomsnitt må ha på kapitalen for å tilfredsstille alle investorene i selskapet. Det vil si at *avkastningskravet til totalkapitalen* er et vektet snitt av kapitalkostnaden knyttet til hver enkelt finansieringskilde (Berk & DeMarzo, 2011):

$$VAK = \frac{\sum_{i=1}^N r_i \times MV_i}{\sum_{i=1}^N MV_i} \quad (4.1)$$

der *VAK* er *vektet avkastningskrav* før skatt, r_i er *kapitalkostnaden* til finansieringskilde i , MV_i er *markedsverdi finansieringskilde i* og N er *antall finansieringskilder* selskapet benytter.

De vanligste finansieringskildene er *gjeld* og *egenkapital*. *VAK* kan dermed uttrykkes som et vektet snitt av *gjeldskostnaden* (*gjeldskrav*) og *egenkapitalkostnaden* (*egenkapitalkrav*):

$$VAK = \frac{D}{D+E} r_D + \frac{E}{D+E} r_E \quad (4.2)$$

der D er *selskapets netto rentebærende gjeld*¹⁵, E er *selskapets totale egenkapital*, r_D er *selskapets gjeldskostnad* og r_E er *selskapets egenkapitalkostnad*. Det benyttes markedsverdier, og ikke bokførte verdier, for gjeld og egenkapital¹⁶.

¹³ Teorien i dette kapitlet er i stor grad basert på Damodaran (2012a) og Bodie et al. (2011).

¹⁴ I utredningen vil vi bruke begrepene teoretisk avkastning og avkastningskravet til totalkapitalen parallelt.

¹⁵ Netto rentebærende gjeld = brutto rentebærende gjeld – (kontanter + likvid ekvivalenter)

¹⁶ I praksis benyttes bokført verdi av gjeld, da denne ofte anses å være tilnærmet lik gjeldens markedsverdi.

I formel 4.1 og 4.2 har vi ikke hensyntatt *skatteeffekten* av selskapets finansieringsstruktur. I de fleste land gis det som påpekt i avsnitt 3.3.2 fradrag for gjeld (men ikke egenkapital) i selskapets skattegrunnlag. Staten subsidierer dermed deler av kostnaden ved gjeldsfinansieringen. Etter skatt kan dermed VAK uttrykkes som:

$$VAK_t = \frac{D}{D+E} r_D (1 - t) + \frac{E}{D+E} r_E \quad (4.3)$$

Vi vil i det følgende gi en videre innføring i de to hovedkomponentene som inngår i VAK. Vi vil først ta for oss *egenkapitalkravet* (r_E) i 4.1, og deretter tar vi for oss *gjeldskravet* (r_D) i 4.2.

4.1 Egenkapitalkrav (r_E)

Egenkapitalkravet kan ses på som den minimumsavkastningen som egenkapitalinvestorene krever for å stille egenkapital til disposisjon for selskapet. Selskapets egenkapitalkrav er ikke direkte observerbart, men kan estimeres ved ulike metoder, hvorav *Capital Asset Pricing Method* (CAPM) i praksis er den mest anvendte metoden (Bodie, Kane, & Marcus, 2011).

CAPM bygger på prinsippet om at investor skal få en avkastning tilsvarende avkastningen på en risikofri plassering, pluss et *risikotillegg* som kompensasjon for risikoen investor påtar seg. Risikoen til et aktiva kan deles inn i *diversifiserbar* (*selskapsspesifikk og bransjespesifikk-risiko*) og *ikke-diversifiserbar* (*markedsrisiko*) risiko. Det kan vises (se Bodie et al., 2011), at den diversifiserbare risikoen gradvis forsvinner ved å inkludere flere aktiva i en portefølje (*diversifisering*). For en diversifisert investor er dermed den selskapsspesifikke risikoen neglisjerbart. CAPM forutsetter at investor er diversifisert (holder markedsporteføljen), slik at det kun er systematisk risiko (markedsrisiko) som kompenseres. CAPM består av tre komponenter, *risikofri rente*, *aksjebetaen* og *markedets risikopremie*:

$$E(R_i) = r_E = R_f + \beta_i (E(R_m) - R_f) \quad (4.4)$$

hvor R_f er *risikofri rente*, β_i er *aksjebetaen* og $(E(R_m) - R_f)$ er *markedets risikopremie*. Under følger en nærmere fremstilling av de tre komponentene.

4.1.1 Risikofri rente (R_f)

Risikofri rente tilsvarende avkastningen på et risikofritt aktivum. For at et aktivum skal være risikofritt må virkelig avkastning være lik forventet avkastning. Det innebærer at investor i forkant av investeringen med sikkerhet kan fastslå avkastningen som investeringen vil gi. To vilkår må være oppfylt for at en investering skal være risikofri (Damodaran, 2012a);

- i) *Ingen kredittrisiko*, hvilket innebærer at det ikke er risiko for at motparten vil unnlate eller utsette betalingen ved forfall.
- ii) *Ingen reinvesteringsrisiko*, som innebærer at det ved løpende utbetalinger, før investorens tidshorisont, ikke er usikkerhet knyttet til hvilken avkastning investor vil få dersom utbetalingene reinvesteres.

Ettersom nullkupongs statsobligasjoner som regel oppfyller begge de to kriterier¹⁷, benyttes normalt avkastningen på disse som mål på risikofri rente.

4.1.2 Risikopremie

Risikopremien er den forventede *meravkastningen*, utover avkastningen på et risikofritt aktiva, som en investor krever for å holde et risikabelt aktiva. Risikopremien blir ofte referert til som *markedets risikopremie* eller *aksjepremie*, og kan estimeres basert på den historiske meravkastningen som *markedsporteføljen* (veid snitt av alle aksjene omsatt i markedet) har hatt utover risikofri rente. Risikopremien til en enkeltaksje er gitt av markedets aksjepremie multiplisert med aksjens følsomhet mot markedsrisiko, målt ved aksjens beta. I CAPM er det, som allerede påpekt, kun den ikke-diversifiserbare markedsrisikoen som skal kompenseres.

4.1.3 Beta (β)

Beta måler aksjens følsomhet mot svingninger i aksjemarkedet. En høy betaverdi indikerer at aksjen er svært følsom mot svingninger i aksjemarkedet. Motsatt vil en lav betaverdi indikere at aksjen er mindre følsom mot svingninger i aksjemarkedet. Betaverdien er derfor et *mål på aksjens systematiske risiko*, og angir hvor stor korrelasjonen det er mellom den enkelte aksje og markedsporteføljen. Betaverdien er derfor et relevant mål for en diversifisert investor¹⁸. Det er i hovedsak tre forhold fundamentale forhold som påvirker betaverdien (Damodaran, 2012a):

i) *Hvilken bransje(r) selskapet opererer i (forretningsbeta)*: Ulike bransjer har ulik eksponering mot markedsrisiko. Typisk vil selskaper med mindre priselastiske varer ha en lavere betaverdi enn selskaper med svært priselastiske varer. Hvilken bransje et selskap opererer i, og hvordan denne bransjen er eksponert mot markedsrisiko, er dermed svært avgjørende for betaverdien.

¹⁷ Det anses at stater normalt ikke kan gå konkurs. Dette gjelder spesielt land med egen valuta og flytende valutakurs.

¹⁸ For en ikke-diversifisert investor (holder kun enkeltaksjer), vil totalrisiko være et bedre mål på risiko.

ii) *Operasjonell giring*: Operasjonell giring bygger på risikoen knyttet til selskapets kostnads- og inntektsallokering. Selskaper som har en høy andel faste kostnader i forhold til variable kostnader, vil ha en høyere operasjonell giring enn tilsvarende selskaper med en lavere andel faste kostnader. Operasjonell giring er også knyttet til inntektssiden. Selskaper som har en stor andel av salget fra én eller et fåtall kunder, vil ha høyere operasjonell giring enn selskaper med en bredere kundemasse. Høy operasjonell giring tilsier at høyere (lavere) volum vil gi utslag i høyere (lavere) fortjeneste. Dette tilsier også at selskaper med høy operasjonell giring har en høyere risiko enn tilsvarende selskaper med lav operasjonell giring.

iii) *Finansiell giring*: En høyere gjeldsandel gjør egenkapitalen mer risikabel. For to ellers like selskaper vil aksjebetaen til et høyt gjeldsfinansiert selskap være høyere enn for et selskap med lav gjeldsandel. Den underliggende forretningsrisikoen (forretningsbetaen) vil være den samme, men *giringeffekten* vil øke risikoen for egenkapitalinvestorene:

$$\beta_L = \beta_U \left(1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right) \quad (4.5)$$

hvor β_L er aksjebeta, β_U er forretningsbeta, t er marginalsattesats og D/E er selskapets finansielle giring.

Beta er imidlertid ikke en kjent størrelse og må derfor estimeres. I de neste avsnittene gir vi en gjennomgang av fire ulike metoder for å estimere beta.

Regresjonsbeta

Regresjonsbeta tar utgangspunkt i korrelasjonen mellom den historiske aksjeavkastning på en enkeltaksje og avkastningen på markedsporteføljen. Regresjonsbetaen beregnes normalt ved hjelp av lineær regresjon (minste kvadraters metode¹⁹), basert på ukentlige eller månedlige observasjoner fra de siste 2 til 10 år (Damodaran, 2012a). Regresjonsbeta måler dermed den historiske risikoen for en aksje. Investorer er imidlertid normalt opptatt av den fremtidige risikoen forbundet med sine investeringer, og denne risikoen kan endres over tid. I tillegg til dette inneholder observasjonene støy, og gir dermed ofte store standardfeil og lav forklaringskraft. Regresjonsbetaen vil dermed nødvendigvis ikke være et godt mål på den fremtidige risikoen.

For å redusere usikkerheten knyttet til betaestimatet kan vi benytte *bransjebeta* basert på bransjegenomsnitt eller medianverdi. Aktørene i bransjen vil normalt være eksponert for de samme markedskreftene, og bør derfor ha en tilnærmet lik risiko. Bruk av bransjebeta vil øke

¹⁹Se Keller, 2009

forklaringskraften og reduserer standardavviket til betaene, siden standardavvikene normalt er ukorrelerte (Damodaran, 2012a). Standardfeilen til standardavviket vil reduseres jo flere selskaper som inkluderes:

$$SE_{\beta-gjennomsnitt} = \frac{\text{Gjennomsnittlig standardfeil}}{\sqrt{n}} \quad (4.7)$$

Bruk av bransjebeta overser imidlertid to viktige forhold: selskapene kan ha ulike *operasjonell* og *finansiell giring*. Høyt girede selskaper (operasjonelt eller finansielt) har større eksponering mot den underliggende forretningsrisikoen, og bør dermed ha en høyere beta enn ellers like selskaper. Vi kan ta høyde for dette ved å sammenligne selskapenes *forretningsbeta* (β_U), snarere enn aksjebetaer. Vi finner selskapenes forretningsbeta ved å omstrukturere formel 4.5:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1+(1-t)\frac{D}{E}} \quad (4.8)$$

Forretningsbetaen måler den underliggende risikoen i selskapet når vi utelukker selskapets giring. Forretningsbeta er derfor mer sammenlignbar på bransjenivå enn aksjebeta. Vi finner bransjens forretningsbeta ved å ta gjennomsnittet eller medianen av observasjonene. Videre kan vi justere for operasjonell giring. Den operasjonelle giringen er imidlertid ofte forholdsvis lik for de fleste selskapene i bransjen, slik at en justering vil gi svært lite utslag.

Bottom-up beta

Enkelte selskaper har virksomheter som spenner over flere ulike forretningsområder/bransjer. Et selskaps ulike forretningsområder vil normalt ha ulike risiko, og dermed ulike forretningsbeta. *Bottom-up beta* bygger på teorien om at et selskaps betaverdi er et vektet snitt av beta-verdiene til selskapets ulike forretningsområder. Selskapets beta kan dermed beregnes ved å ta utgangspunkt i bransjebetaene for selskapets ulike forretningsområder (Damodaran, 2012a):

$$\beta_s = \sum_{i=1}^n \beta_i w_i = \beta_1 w_1 + \beta_2 w_2 + \dots + \beta_n w_n \quad (4.9)$$

hvor β_s er *betaverdien til selskapet*, β_i er *betaverdien til forretningsområde i*, w_i er *andelen forretningsområde i utgjør av den totale virksomheten*, og n er *antall forretningsområder*.

Regnskapsbeta

For selskaper som ikke omsettes regelmessig på en børs, vil regresjonsbeta gi unøyaktig informasjon, grunnet få observasjoner. Et alternativ er å estimere en *regnskapsbeta*. Regnskapsbeta tar utgangspunkt i selskapets rapporterte driftsresultat, snarere enn aksjekurser. En ulempe med regnskapsbeta er at den normalt vil gi lav forklaringskraft på grunn av få

observasjoner²⁰. En annen ulempe ved regnskapsbeta er at regnskapstall har en tendens til å bli glattet, slik at svingninger i inntjening ikke blir like tydelig som de faktisk er (Damodaran, 2012a). Dette vil dermed gi kunstig lave betaverdier.

Fundamental beta

Regresjonsbeta og regnskapsbeta baserer seg på historiske data, som ikke nødvendigvis gir et riktig bilde for risikoen i nåværende og fremtidige perioder. En fundamental betaanalyse er en *kvalitativ analyse* av risikoen i det aktuelle selskapet basert på de *tre fundamentale forholdene* nevnt over påvirker selskapets aksjebeta (Damodaran, 2012a). Fundamental betaanalyse vil være nyttig dersom risikoeksponeringen i selskapet eller bransjen endres over tid, eller der betaen ikke kan estimeres ved andre metoder. Fundamental betaanalyse kan også benyttes for å komplementere de andre betaanalysene.

4.2 Gjeldskrav (r_D)

Selskapets gjeldskrav, eller gjeldskostnad, er i sin enkleste form renten som et selskap må betale for å låne penger fra banker eller andre gjeldsinvestorer. Gjeldskravet består av risikofri rente, pluss en *kredittpremie* (Damodaran, 2012a). Kredittpremien er risikopåslaget som kreditorene krever som kompensasjon for risikoen ved å investere i selskapsgjeld fremfor risikofrie statsobligasjoner. Kredittpremien avhenger av to forhold, *i) sannsynligheten for at selskapet ikke vil kunne innfri sine forpliktelser* og *ii) hvor stort tap det vil påføre kreditor gitt at selskapet ikke innfrir sine forpliktelser*. Kredittpremien øker dermed med selskapets gjeldsandel, siden økt gjeld øker sannsynligheten for konkurs. Selskaper med høy gjeldsandel vil derfor normalt betale en høyere kredittpremie enn andre selskaper. I land der gjeldskostnaden er fradragsberettiget i skatteregnskapet, kan den effektive skattesatsen beregnes som følger:

$$\tilde{r}_D = (r_f + KP)(1 - t) \quad (4.10)$$

hvor \tilde{r}_D er selskapets gjeldskrav eller *effektive gjeldsrente*, r_f er risikofri rente, KP er kredittpremien og t er selskapets marginalskattesats.

²⁰ De fleste selskaper rapporterer kun kvartalsvis eller årlige regnskapstall.

5 Fremgangsmåte

5.1 Valg av metode

Formålet med denne utredningen er, som vi har presisert, å undersøke hvorvidt det foregår overskuddsflytting i boreselskapene som opererer i Norge. Tidligere metoder har i stor grad basert seg på analyse av profittmarginer. Slike analyser har imidlertid sin begrensning ved at de ikke er egnet til å sammenligne selskaper som har ulike risiko. En direkte sammenligning av profittmarginer, der risikoen mellom de to gruppene vi sammenligner, er ulik, vil derfor ikke være særlig meningsfylt. I denne utredningen vil vi derfor isteden benytte en metode som baserer seg på avkastning. En slik analyse kan tenkes gjennomført ved fire ulike metoder:

Metode 1: En første metode kan være å sammenligne avkastningen til de norske filialene av de *flernasjonale boreselskapene* mot avkastningen i *nasjonale boreselskaper*, der muligheten til skatteplanlegging ikke er til stede. En slik analyse er imidlertid utfordrende å gjennomføre, da det krever at det finnes boreselskaper som kun opererer i Norge, eller kun i land med et tilnærmet likt skattenivå som Norge, slik at det ikke foreligger incentiv for overskuddsflytting. Slike nasjonale selskaper finnes ikke. Det er dermed ikke mulig å utføre metoden på en hensiktsmessig måte.

Metode 2: En alternativ metode er å sammenligne avkastningen i de norske filialene av de flernasjonale boreselskapene mot avkastningen i en *sammenlignbar* nasjonal bransje, der muligheten for overskuddsflytting ikke er til stede. Med *sammenlignbar* mener vi her at bransjene har en tilnærmet lik risiko, slik at vi bør kunne forvente lik avkastning, sett bort ifra overskuddsflytting. Det innebærer for eksempel at vi kunne sammenlignet avkastningen i de norske operatørselskapene mot for eksempel avkastningen i norske entreprenørselskaper eller andre oljeserviceselskaper. For bemanningsselskapene kunne vi sammenlignet avkastningen mot andre norske bemanningsselskaper. Vi finner imidlertid at denne metoden er utfordrende av to årsaker: For det første innebærer dette en sammenligning basert på totalrisiko og ikke kun systematisk risiko. Det gjør at vi inkluderer støykomponenter knyttet til bransjespesifikke forhold, som gjør at avkastningen til de to selskapene i perioden vi sammenligner, kan være svært ulik, uten at dette kan tilskrives overskuddsflytting. En annen årsak er, som vi finner basert på gjennomgang av selskapene i utvalget, at de konserninterne avtalene legger forholdsvis lav risiko på de norske filialene, i forhold til hva vi observerer i lignende bransjer. Dermed er ikke kravet om sammenlignbarhet oppfylt, og metoden er derfor ikke særlig egnet.

Metode 3: En tredje metode vil være å sammenligne avkastningen i de norske filialene med avkastningen til morselskapet (global avkastning). Er avkastningen i morselskapet høyere enn avkastningen i de norske filialene, kan dette tyde på overskuddsflytting. Et viktig poeng er likevel at risikoen i konsernet er svært ulikt fordelt mellom de ulike filialene. Derfor vil også en slik sammenligning alene ikke være hensiktsmessig.

Metode 4: En fjerde metode, og den vi har valgt å benytte, tar utgangspunkt i en sammenligning av teoretisk avkastning (VAK) mot faktisk avkastning (ROCE) i de norske filialene. Ved å benytte finansiell teori presentert i kapittel 4, kan vi beregne hva avkastningen i de norske filialene burde være (teoretisk avkastning) ut ifra risikoen ved å investere i de norske filialene, og sammenligne denne mot faktisk avkastning for samme periode. Dersom faktisk avkastning er vesentlig lavere enn teoretisk avkastning, kan dette tyde på overskuddsflytting fra de norske filialene til andre filialer i konsernet.

I tillegg til at vi benytter metode 4, vil vi også beregne avkastningen til morselskapene (metode 3), siden avkastningen til morselskapet kan gi indikasjoner på hvordan avkastningen har vært i boreselskapenes andre (ikke norske) filialer i samme periode. I neste delkapittel vil vi gi en mer detaljert gjennomgang av metoden og hvordan vi har delt inn analysen.

5.2 Nærmere om fremgangsmåte

Analysen er delt inn i 4 kapitler. I kapittel 6 vil vi beregne den *teoretiske* avkastningen for de norske filialene og morselskapene²¹. Etersom de norske filialene ikke er børsnoterte, beregner vi *forretningsbetaene* deres indirekte, basert på betaverdiene til morselskapene kombinert med en analyse av risikofordelingen mellom filialene. Deretter beregner vi *egenkapitalkravet* og *gjeldskravet* som inngår i teoretisk avkastning. I kapittel 7 vil vi beregne *faktisk* avkastning (ROCE) til de norske filialene og morselskapene, som vi i kapittel 8 vil sammenligne opp mot den teoretiske avkastningen. Vi vil her kunne vurdere hvorvidt de norske filialene har hatt en lavere avkastning i perioden enn hva den teoretisk burde vært. Dette vil i så tilfelle kunne tyde på at det foregår overskuddsflytting fra de norske filialene. Metoden vi benytter, vil kunne avdekke bruken av overskuddsflytting ved internprising. Metoden vil imidlertid ikke kunne avdekke bruk av andre metoder for skatteplanlegging, som tynn kapitalisering. I kapittel 9 vil vi likevel utføre analyser som gir klare indikasjoner på at borebransjen benytter andre metoder for overskuddsflytting og skatteplanlegging.

²¹ Når vi benytter begrepet «morselskap» i fortsettelsen refererer vi til det konsoliderte boreselskapet. Med «de norske filialene» mener vi boreselskapets norske datterselskapet.

5.3 Data

Vi har i denne utredningen basert beregningene utelukkende på offentlig tilgjengelig informasjon. Til å beregne *teoretisk avkastning* har vi benyttet data hentet fra Bloomberg²². Vi har hentet ut informasjon om historiske aksjekurser og regnskapsinformasjon for de aktuelle selskapene (se figur 6.1). Videre har vi hentet ut sluttkurser for relevante aksjeindekser (MSCI, S&P500, OSEBX, HSI, BSE500) historiske valutakurser (NOK/USD, HKD/USD, INR/USD), og renten på amerikanske statsobligasjoner (3m, 10år). Alle dataene har i hovedsak vært for perioden 1995-2015).

For å beregne *faktisk avkastning* har vi benyttet regnskapsdata fra Brønnøysundregistrene for perioden 2000-2013 for de norske filialene i utvalget (se vedlegg 2) Dataene er basert på selskapenes innleverte årsregnskaper og er digitalisert for eksport til Excel via grensesnittet til RAVNinfo²³. Dataene fra RAVNinfo inneholder imidlertid ikke regnskapsnoter eller selskapets årsberetninger, hvilke inneholder nødvendig informasjon blant annet om interne transaksjoner og for den påfølgende selskapskategoriseringen og risikofordelingen. Denne informasjonen har vi derfor manuelt hentet ut fra selskapenes offentlige årsregnskaper, tilsendt i pdf-format fra Skatteetaten.

5.4 Databehandling

Ettersom vi er de første til å utføre en analyse av skatteplanlegging i borebransjen, har vi ikke kunne belage oss på et allerede utarbeidet datasett. Store deler av arbeidet har derfor bestått av innhenting og bearbeidelse av rådata. Dette har vært en omfattende og tidkrevende prosess.

Som grunnlag for beregning av *teoretisk avkastning* har vi utarbeidet en oversikt over alle aktive boreselskaper (morselskaper) med og uten filialer på norsk sokkel, basert på informasjon fra rigzone.com og offshore.no. Videre ekskluderte vi alle ikke-børsnoterte selskap, samt selskap med mindre enn 2/3 av omsetningen fra boreaktivitet, da vi ønsket å benytte selskaper med boreaktivitet som primærfunksjon²⁴.

Til å kartlegge boreselskapenes filialer i Norge benyttet vi oss av riggdata fra offshore.no, kombinert med eierskapsinformasjon fra Orbis-databasen²⁵. Fra Orbis-databasen hentet vi ut komplette lister over alle filialer av boreselskapene. Listen over filialer ble videre sortert etter

²² Bloomberg-terminalen er en database over historisk- og nå tid finansielle markedsdata (Bloomberg, 2015)

²³ RAVNinfo er et grensesnitt for selskapsinformasjon for selskaper i Norge, levert av Bisnode (Ravninfo, 2015)

²⁴ Se avsnitt 6.1.1 for nærmere begrunnelse.

²⁵ Orbis-databasen er en selskapsinformasjons database administrert av Bureau Van Djik (Orbis, 2015)

landskoder slik at kun norskregistrerte filialer ble inkludert. Utvalget ble deretter manuelt sjekket, og filialer uten tilknytning til boreaktivitet og selskaper uten tilgjengelige regnskapsdata ble fjernet. Det endelige utvalget inneholder 76 norske filialer. Regnskapene til filialene for perioden 2000-2013 ble deretter eksportert enkeltvis fra RAVNinfo til Excel, hvor de ble slått sammen til ett større datasett. Da enkelte selskaper leverer regnskaper i annen valuta, ble disse valutakonvertert med valutakurs per 31.12 for det aktuelle regnskapsåret. All videre databehandling har blitt utført i Excel.

5.4.1 Selskapsfunksjoner

For analyseformål foretok vi i tillegg kategorisering av alle filialene etter hvilken funksjon de utgjør i konsernet. Denne kategoriseringen ble utført basert på gjennomgang av filialenes regnskaper, noter og årsberetninger. Vi fant det hensiktsmessig å dele filialene inn etter *seks* ulike *selskapsfunksjoner*²⁶:

Riggselskap (RIG)

Riggselskaper er selskaper som leier ut rigger til nærstående (norske og utenlandske) operatørselskaper på bareboat-vilkår. I boreselskapene er de fleste riggselskapene hjemmehørende i lavskatteland. Utvalget vårt inkluderer imidlertid de riggselskapene som er skattemessig tilhørende til Norge.

Operatørselskap (OPR)

Operatørselskapene leier inn riggene fra riggselskap på bareboat-vilkår. Operatørselskapene leier så riggene på time charter kontrakt til oljeselskapene. Operatørselskapene har som regel ingen ansatte. Operativt mannskap og administrasjon leies dermed inn fra nærstående bemannings- og managementselskap.

Managementselskap (MNG)

Managementselskapene selger administrative funksjoner til de andre nærstående selskapene. Normalt organiserer boreselskapene seg slik at den norske ledelsen er ansatt i managementselskapet og utøver der den markedsmessige, og til dels også operasjonelle, ledelsen av riggene.

Bemanningselskap (BEM)

Besetningen som opererer riggene på norsk sokkel er som oftest formelt ansatt i egne bemanningselskaper. Bemanningsselskapene leier ut mannskap til operatørselskapene som opererer riggene.

²⁶ Se vedlegg 2 for fullstendig oversikt.

Holdingselskap (HOLD)

Holdingselskapene er selskaper uten reell drift annet enn å eie og forvalte investeringer i norske eller utenlandske datterselskaper.

Ander selskaper (ANDR)

De andre selskapene inkluderer selskaper som ikke lar seg klassifisere under noen av de fem overnevnte kategoriene. Det kan for eksempel være selskaper som utøver to eller flere av de overnevnte funksjonene, og kan derfor ikke klassifisere under én av kategoriene.

6 Beregning av teoretisk avkastning

Formålet med dette kapitlet er å beregne den teoretiske avkastningen (VAK) til de norske filialene. Vi baserer den teoretiske avkastningen på formel 4.3, og beregner *egenkapitalkravet* og *gjeldskravet* hver for seg, i henholdsvis delkapittel 6.3 og 6.4.

Siden betaverdien som inngår i *egenkapitalkravet* trolig er den mest kritiske faktoren for avkastningskravet, vil store deler av dette kapitlet gå til å beregne disse. I avsnitt 4.1.3 presenterte vi fire ulike metoder for å estimere betaverdien til et selskap: *regresjonsbeta*, *bottom-up beta*, *fundamentalbeta*, og *regnskapsbeta*. Siden de norske filialene ikke er børsnoterte vil det ikke være mulig å beregne regresjonsbeta til disse direkte. Heller ikke regnskapsbeta vil være særlig egnet, grunnet få observasjoner. I stedet vil vi ta utgangspunkt i teorien som *bottom-up beta* bygger på. Boreselskapets betaverdi vil være et vektet snitt av betaverdien til alle selskapsfunksjonene i konsernet. Dermed vil vi ta utgangspunkt i å beregne betaverdien til boreselskapene ved regresjonsanalyse. I neste omgang vil vi gjøre en kvalitativ risikovurdering av hvordan risikoen i morselskapet er fordelt mellom selskapsfunksjonene i konsernet, for å komme fram til de respektive betaverdiene

I det første delkapitlet (6.1) vil vi derfor beregne aksjebeta og forretningsbeta til *morselskapene*. I andre delkapittel (6.2) beregner vi betaverdiene til de *ulike selskapsfunksjonene* basert på en risikofordeling.

6.1 Beta morselskap

6.1.1 Regresjonsresultater

Aksjebetaene er beregnet basert på minste kvadraters metode og er beregnet på fire måter:

- i) *Internasjonal beta (L\$)*: Aksjeavkastning i lokal valuta målt mot global børsindeks (MSCI) i USD.
- ii) *\$-Internasjonal beta (\$\$)*: Dollarkonvertert aksjeavkastning, målt mot global børsindeks (MSCI) i USD. Valutatap/gevinst blir til lagt til avkastningen i perioden.
- iii) *Nasjonal beta (LL₁)*: Aksjeavkastning i lokal valuta målt mot nasjonal børsindeks i lokal valuta (OSEBX, S&P500, HSI, BSE500).
- iv) *L-Internasjonal beta (LL₂)*: Aksjeavkastning i lokal valuta målt mot global børsindeks (MSCI) i lokal valuta. Valutatap/gevinst blir til lagt til avkastningen i perioden.

Den *nasjonale betaen* (LL_1) angir den systematiske risikoen for en investor som utelukkende investerer i nasjonale aksjer. De *internasjonale betaene* er på sin side mer relevante mål på risiko for en internasjonalt diversifisert investor.

Selskap (Ticker)	2 år				5 år				10 år				2000-2013			
	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2
Seadrill (SDRL US)	1,88	1,88	1,66	1,88	1,72	1,72	1,81	1,72								
Transocean (RIG US)	1,32	1,32	1,29	1,32	1,78	1,78	1,87	1,78	1,24	1,25	1,21	1,25	1,38	1,38	1,33	1,38
ENSCO (ESV US)	1,05	1,05	1,22	1,05	1,35	1,35	1,41	1,35	1,32	1,32	1,27	1,32	1,32	1,32	1,22	1,32
Rowan (RDC US)	1,05	1,05	1,15	1,05	1,53	1,53	1,64	1,53	1,59	1,59	1,58	1,59	1,52	1,52	1,45	1,52
Dolphin (DO US)	0,50	0,50	0,78	0,50	1,18	1,18	1,26	1,18	0,99	0,99	0,96	0,99	1,10	1,10	1,04	1,10
Atwood (ATW US)	1,14	1,14	1,17	1,14	1,55	1,55	1,69	1,55	1,45	1,45	1,42	1,45	1,37	1,37	1,28	1,37
Pacific (PACD US)	2,35	2,35	2,27	2,35												
Noble (NE US)	1,56	1,56	1,63	1,56	1,54	1,54	1,60	1,54	1,28	1,28	1,25	1,28	1,18	1,18	1,09	1,18
Vantage (VTG US)	1,70	1,70	1,75	1,70	1,25	1,25	1,44	1,25								
Sevan (SEVDR NO)	1,94	2,70	2,22	-1,29												
Songa (SONG NO)	2,39	3,16	2,05	-1,53	2,65	3,33	2,33	0,81								
Awilco (AWDR NO)	1,50	2,27	2,18	-1,95	-0,21	1,34	-0,01	-0,41								
Fred Olsen (FOE NO)	1,93	2,66	1,84	-0,96	1,95	2,62	1,80	0,36	1,45	1,95	1,18	0,60	1,65	1,65	1,53	1,42
COSL (2883 HK)	0,73	0,74	0,73	0,73	1,42	1,43	1,35	1,43								
Aban (ABAN IN)	1,94	1,86	1,51	-0,47	1,78	1,74	1,89	0,58								
Gj.Snitt	1,53	1,73	1,56	0,47	1,50	1,72	1,54	1,13	1,33	1,40	1,27	1,21	1,36	1,36	1,28	1,33
Median	1,56	1,70	1,63	1,05	1,54	1,54	1,64	1,35	1,32	1,32	1,25	1,28	1,37	1,37	1,28	1,37
Median USA	1,32	1,32	1,29	1,32	1,54	1,54	1,62	1,54	1,30	1,30	1,26	1,30	1,34	1,34	1,25	1,34
Median ikke-USA	1,93	2,27	1,84	-0,96	1,78	1,74	1,80	0,58	1,45	1,95	1,18	0,60	1,65	1,65	1,53	1,42

Tabell 6.1 Aksjebeta basert på månedlige observasjoner, Internasjonal beta (L\$), \$-Internasjonal beta (\$\$), Nasjonal beta (LL1), L-Internasjonal beta (LL2). Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter

Tabell 6.1 viser aksjebetaer basert på *månedlige* observasjoner (for aksjebetaer basert på ukentlige observasjoner, se vedlegg 3). Regresjonsresultatene viser at betaverdiene er svært sensitive til hvilken metode og måleperiode vi benytter. Medianverdien for aksjebetaene varierer mellom 1,05 og 1,70 avhengig av metodevalg og måleperiode. Variasjonene er enda tydeligere når vi studerer enkeltelskaper i utvalget. På de neste sidene vil vi derfor gjøre en grundig vurdering av valg av referanseindeks (6.1.3), valuta (6.1.4), bruk av månedlige eller ukentlige observasjoner (6.1.5) og måleperiode (6.1.6).

6.1.2 Valg av referanseindeks

Vi har beregnet beta både basert på lokale indekser i landene der selskapene er børsnotert, samt den internasjonale indeksen MSCI World Indeks. Normalt vil vi forvente å observere noe lavere korrelasjon ved bruk av en internasjonal indeks siden denne er mer diversifisert. Dette bekreftes også av regresjonsresultatene. Ved å sammenligne *Internasjonal beta*²⁷ mot *Nasjonal Beta* ser vi at *nasjonal beta* gjennomgående ligger 0,7-0,10 (medianverdi) høyere enn *\$-internasjonal beta*. Effekten er imidlertid noe lavere for de amerikanske selskapene enn for de

²⁷ Sammenligning av Nasjonal beta mot L-internasjonal og \$-internasjonal gir enda større utslag. Den vesentligste delen av denne effekten må imidlertid tilskrives valutaeffekten. Se 6.1.4.

ikke-amerikanske. Dette skyldes trolig av at den amerikanske aksjeindeksen (S&P 500) generelt er sterkere korrelert med verdensindeksen (MSCI) enn de andre indeksene. For norske selskaper, vil det normalt være en sterk indekseffekt. Dette skyldes at Oslo Børs er en oljetung børs²⁸. Vi forventer dermed en sterkere korrelasjon mot OSEBX enn mot MSCI.

Valg av referanseindeks avhenger av hvem som er den marginale investoren i selskapet (Damodaran, 2012a). Dersom et selskap eies av lokale investorer som i hovedsak investerer i lokale aksjer, vil det mest korrekte være å benytte en lokal referanseindeks. Dette skyldes at det er eksponeringen mot det lokale aksjemarkedet som er relevant risiko for lokale investorer. Motsatt vil det for et selskap som eies av globalt diversifiserte investorer, være naturlig å benytte en global referanseindeks, siden disse investorene har en global risikoprofil. En gjennomgang av selskapene i utvalget viser at aksjepostene i de fleste selskapene er fordelt utover et stort antall investorer. Mange av disse er institusjonelle investorer med globalt fokus. Dette taler derfor for å benytte en internasjonal indeks fremfor lokale indekser. Et ytterligere argument, er at siden globale investorer generelt er mer diversifiserte, vil disse bære lavere risiko enn lokale investorer, og følgelig ha et lavere avkastningskrav. På lengere sikt er det derfor naturlig at den marginale investoren er globale investorer. Vi har derfor valgt å bruke den internasjonale MSCI-indeksen som referanseindeks.

6.1.3 Valg av valuta

Regresjonsresultatene viser at valg av valuta er desto mer avgjørende enn valg av referanseindeks. For 2-års betaen gir dollarkonvertert aksjeavkastning (*\$-Internasjonal beta*) en betaverdi som er 0,14 høyere enn uten dollarkonvertering (*Internasjonal beta*). Motsatt gir beta basert på valutakonvertert MSCI-indeks (*L-Internasjonal*) en betaverdi som er 0,51 lavere sammenlignet med *Internasjonal beta*. Dette viser at valg av valuta har stor innvirkning på de kortsiktige betaene. Ser vi kun på de ikke-amerikanske aksjene²⁹, ser vi at effekten av valuta er desto mer vesentlig. Den store valutaeffekten for de kortsiktige betaverdiene skyldes at dollar etter finanskrisen har vært sterkt negativt korrelert med aksjeavkastning. Dette kommer av rebalanseringseffekten som har vært mellom aksjer og obligasjoner i denne perioden (Johnsen, 2013). Resultater fra empirisk og teoretisk forskning tilsier likevel at valutarisiko på lang sikt ikke bør forventes kompensert i markedspremien for aksjer (Johnsen, 2013). Å benytte valutakonverterte aksjekurser (indeks) vil derfor overdrive (underdrive) betaverdien. Vi

²⁸ Dette gjelder særlig sett i et historisk perspektiv. Oslo børs har den siste tiden blitt mindre oljetung, og dermed mindre eksponert mot svingninger i oljeprisen (Oslo Børs, 2015).

²⁹ Amerikanske aksjer er nominert i dollar i begge tilfeller

benytter derfor *Internasjonal beta* (aksjeavkastning i lokal valuta og MSCI-indeks nominert i USD). Dette er også konsistent med normal beregningspraksis.

6.1.4 Valg av ukentlige eller månedlige observasjoner

Vi har beregnet betaverdier både basert på månedlige og ukentlige observasjoner. Beta for de månedlige observasjonene er gitt av tabell 6.1, mens betaene for ukentlige observasjoner finnes i vedlegg 3. Tabell 6.2 angir differanseverdiene mellom ukentlige og månedlige observasjoner.

	2 år				5 år				10 år				2000-2013			
	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2
Bransjebeta	0,00	0,12	0,11	-0,23	0,15	0,10	0,20	0,08	0,03	-0,01	-0,15	-0,07	0,07	0,07	0,01	0,18
GJN* (vol>25M)	0,41	0,41	0,29	0,46	0,15	0,15	0,23	0,14	0,14	0,14	0,17	0,09	0,04	0,04	0,10	0,09
GJN* (vol<25M)	0,39	0,60	0,53	0,92	0,36	0,39	0,25	0,17	0,05	0,27	0,06	0,01	0,30	0,01	0,24	0,72

Tabell 6.2 Avvik mellom ukentlige og månedlige observasjoner. *Gjennomsnitt av absolutte avvik. Bransjebeta er basert på medianverdi. Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter

Tabellen viser at valget mellom ukentlige eller månedlige observasjoner er av en viss betydning for bransjebetaen. Avvikene varierer mellom 0,00, 0,15 og 0,03 når vi benytter henholdsvis 2-årige, 5-årige, 10-årige observasjoner og 0,07 for perioden 2000-2013. For enkeltelskaper har valget større betydning, men avvikene jevner seg ut når vi ser på bransjen som helhet. Avvikene ser generelt også ut til å være noe høyere for selskapene med lavere handelsvolum³⁰. Disse selskapene omsettes sjeldnere, og dermed blir ikke svingninger i markedet like raskt synlig i aksjekursene for disse selskapene på kort sikt, og korrelasjonen er derfor generelt noe lavere når vi benytter ukentlige observasjoner. Benytter vi månedlige data, fjerner vi noe av denne likviditetseffekten. Vi vil derfor benytte månedlige observasjoner. Bruk av månedlige observasjoner støttes også av Koller et al., 2010.

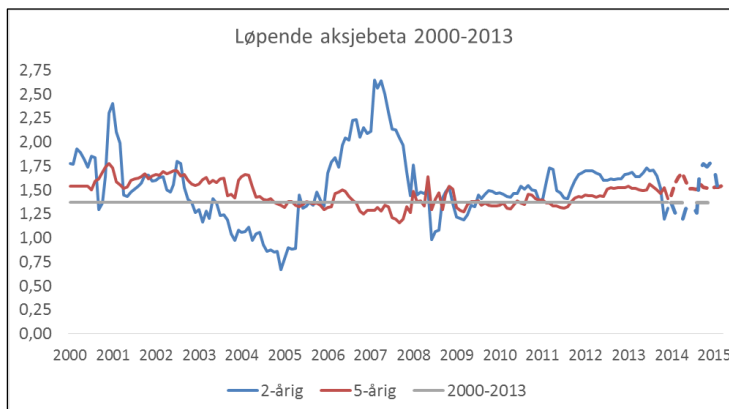
6.1.5 Valg av tidsserielengde

Regresjonsresultatene viser at betaverdiene varierer med tids-serielengden. Dette er imidlertid nokså vanlig og kan *i) skyldes at den faktiske risikoen i bransjen har endret seg* eller *ii) skyldes tilfeldige observasjoner, eller kortvarige effekter*. Dersom det skyldes at risikoen har endret seg, vil de korte betaverdiene trolig gi et bedre anslag på risikoen på nåværende tidspunkt. De korte betaene (særlig 2-årig beta) har imidlertid normalt lavere forklaringskraft, på grunn av få observasjoner. Når vi ønsker å beregne den teoretiske avkastning for de norske filialene i perioden 2000-2013, må vi benytte den betaverdien som på best mulig måte beskriver risikoen som har vært i løpet av perioden. Dersom risikoen har endret seg over tid, må vi også ta høyde

³⁰ Mindre enn \$25M i gjennomsnittlig daglig handelsvolum.

for dette. Figur 6.1 viser løpende 2-årig (blå linje) og 5-årig (rød linje) beta for perioden 2000 til 2013. Vi observerer forholdsvis store svingninger i aksjebetaene i perioden. Svingningene ser imidlertid ut til å være forholdsvis vilkårlige, og det er vanskelig å spore noen trend i resultatene. Betaverdiene varierer rundt betaverdien vi får når vi inkluderer alle observasjonene for perioden 2000-2013 (grå linje).

Dette kan tyde på at risikoen i perioden har ligget forholdsvis konstant, og at svingningene vi observerer i 2-årige og 5-årige betaer mer eller mindre kan relateres til støy eller kortvarige effekter. Vi benytter derfor en konstant (ikke løpende) aksjebeta på 1,37 for perioden 2000-2013.



Figur 6.1 Løpende aksjebeta (L\$), basert på månedlige observasjoner.
Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter.

6.1.6 Forretningsbeta

Aksjebetaene som vi har beregnet i det foregående, er ikke direkte sammenlignbare på tvers av selskaper. Vi benytter derfor formel 4.8 for å beregne selskapenes forretningsbeta³¹ (tabell 6.3). Basert på en gjennomsnittlig giring for bransjen på 24 pst. og en gjennomsnittlig skattesats for bransjen på 18 pst, finner vi en forretningsbeta for bransjen på 1,15 for perioden 2000-2013. Under vil vi gi en kommentar til valg av skattesats og giring.

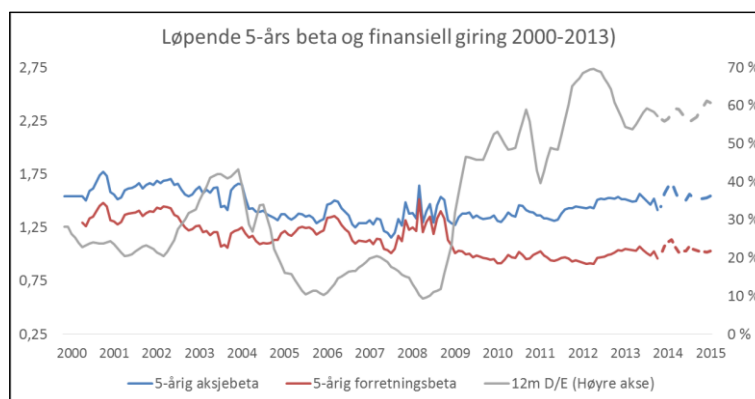
Selskap (Ticker)	Aksjebeta*				Giring (D/E)				Skatt**	Forretningsbeta			
	2 år	5 år	10 år	00-13	2 år	5 år	10 år	00-13		2 år	5 år	10 år	00-13
SDRL US	1,88	1,72			125 %	141 %			10 %	0,88	0,76		
RIG US	1,32	1,78	1,24	1,38	49 %	47 %	49 %	45 %	16 %	0,93	1,28	0,88	1,00
ESV US	1,05	1,35	1,32	1,32	41 %	33 %	18 %	15 %	23 %	0,80	1,08	1,16	1,18
RDC US	1,05	1,53	1,59	1,52	33 %	24 %	16 %	18 %	35 %	0,86	1,33	1,44	1,37
DO US	0,50	1,18	0,99	1,10	23 %	14 %	10 %	8 %	28 %	0,43	1,07	0,92	1,04
ATW US	1,14	1,55	1,45	1,37	59 %	38 %	22 %	24 %	16 %	0,76	1,18	1,22	1,14
PACD US	2,35				99 %				43 %	1,51			
NE US	1,56	1,54	1,28	1,18	61 %	49 %	30 %	25 %	18 %	1,04	1,10	1,03	0,98
VTG US	1,70	1,25			523 %	340 %			18 %	0,32	0,33		
SEVDR NO	1,94				174 %				0 %	0,71			
SONG NO	2,39	2,65			63 %	69 %			19 %	1,58	1,69		
AWDR NO	1,50	-0,21			24 %	72 %			8 %	1,23			
FOE NO	1,93	1,95	1,45	1,65	76 %	62 %	78 %	74 %	3 %	1,11	1,21	0,83	0,96
COSL HK	0,73	1,42	0,00		49 %	67 %			16 %	0,52	0,91		
ABAN IN	1,94	1,78	0,00	0,00	296 %	423 %			42 %	0,72	0,52		
Gj.Snitt	1,53	1,50	1,33	1,36	113 %	106 %	32 %	30 %	20 %	0,80	0,81	1,08	1,10
Median	1,56	1,54	1,32	1,37	61 %	62 %	22 %	24 %	18 %	1,04	1,02	1,10	1,15

Tabell 6.3 Forretningsbeta * Internasjonal aksjebeta (L\$) og mnd. obs. **Eff. Skattesats. Kilde: Utarbeidet av forfatter

³¹Vi foretar ikke justering for operasjonell risiko. Denne vil trolig være forholdsvis lik for selskapene i utvalget.

Skattesats

Formel 4.8 forutsetter i utgangspunktet bruk av marginalsattesats³². For et nasjonalt selskap vil marginalsattesatsen normalt tilsvare selskaps-skatten i dette landet. For flernasjonale selskaper vil marginalsattesatsen normal kunne beregnes som et veid snitt



Figur 6.2 Løpende 5-års beta (L\$) og finansiell giring. Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter

av selskapsskatten i alle landene der selskapene har filialer. Dette krever imidlertid grundig analyse av alle selskapene. Som et estimat på selskapenes marginalsattesats benytter vi istedenfor selskapenes gjennomsnittlige effektive skattesatser³³ i perioden 2000-2013³⁴. Målt over en lengere periode, vil de effektive skattesatsene jevne ut årlige variasjoner, og trolig være et godt estimat på marginalsattesatsen.

Giring (D/E)

I henhold til normal beregningspraksis benytter vi bokført verdi av netto rentebærende gjeld, samt markedsverdi for egenkapital når vi beregner selskapenes giring (D/E). Tabell 6.3 viser at den gjennomsnittlige giring har vært på 24 pst. for perioden 2000-2013³⁵. Giringen har imidlertid endret seg betydelig i perioden. Særlig ser vi av figur 6.2 at giringen (grå linje) steg markant rundt finanskrisen i 2008. Den markante økningen i giring kan relateres til en kraftig reduksjon i egenkapitalens markedsverdi etter at markedet kollapset under finanskrisen. Giringen har siden ligget på et mer eller mindre konstant nivå rundt 50-60 pst. For perioden 2000-2013 vil vi likevel fortsette å legge til grunn en konstant gjennomsnittlig giring på 24 pst.

Sluttkommentar

Figur 6.2 viser i tillegg tegn til at forretningsbetaen har blitt redusert de siste årene, fra over 1,25 til rundt 0,9. Dette kan tyde på at bransjen har blitt noe mer moden, og at risikoen har blitt lavere. Risikoreduksjonen kan ha sammenheng med en økning i antall tilbydere og lavere forventninger blant investorene. Aksjebetaen har på en annen side vært mer konstant i perioden. Dette kan forklares ved at det har vært en parallell økning i selskapenes giring. De to

³² Den prosentvise andel skatt betalt på én ekstra inntektskrone.

³³ Effektiv skattesats = Skattekostnad/ Årsresultat før skatt

³⁴ Justert for ekstremverdier.

³⁵ Basert på selskapene som inngår i kalkulasjonen av 2000-2013 betaen.

effektene (lavere forretningsbeta og økt giring) har derfor virket i motsatt retning. Siden de to effektene utligner hverandre, vil det i fortsettelsen heller ikke være noe vesentlig poeng, for vårt formål, å benytte en løpende forretningsbeta (og tilsvarende løpende giring). Vi vil heller fortsette å legge til grunn en konstant forretningsbeta på 1,15, og benytter samtidig en konstant giring på 24 pst.

6.1.7 Delkonklusjon

Vi legger til grunn en forretningsbeta på 1,15 og en aksjebeta på 1,37 for perioden 2000-2013 for morselskapene. Den gjennomsnittlige giringen for perioden har vært 24 pst.

6.2 Beta datterselskaper

I forrige delkapittel fant vi aksjebeta og forretningsbeta til morselskapet på henholdsvis 1,37 og 1,15. Dette ville også vært datterselskapenes betaverdi dersom disse hadde hatt lik risiko som morselskapet. Antagelsen om at alle datterselskapene, eller filialen, har lik risiko er imidlertid lite sannsynlig, ettersom selskapene utøver svært forskjellige funksjoner. I dette delkapittelet vil vi derfor utføre en risikoanalyse, slik at vi kan dekomponere morselskapets beta på de ulike selskapsfunksjonene. Vi vil ta utgangspunkt i de tre fundamentale forholdene (se 4.1.3) som påvirker et selskaps betaverdi: *Forretningsrisiko (forretningsbeta)*, *operasjonell giring* og *finansiell giring*.

6.2.1 Forretningsrisiko

Innledende kommentar

Før fordeling av risiko mellom selskapsfunksjonene, vil vi først reflektere over *hvilken* risiko som skal fordeles. Vi skiller, som nevnt i delkapittel 4.1, mellom den ikke-diversifiserbare *generelle markedsrisikoen*, og den *diversifiserbare risikoen*, som igjen kan deles inn i *bransjespesifikk markedsrisiko* og *selskapsspesifikk risiko*. Avgrensningen til hva som er relevant risiko, er dessverre ofte misforstått. Et viktig poeng er at selv om en selskapsfunksjon har høy selskapsspesifikk eller høy bransjespesifikk risiko er denne risikoen likevel ikke relevant, siden den er diversifiserbar. Et argument om at *operatørselskapene sitter med høy operasjonell risiko (systematisk risiko) og dermed bør ha et høyt avkastningskrav* er, etter vårt skjønn, ukorrekt. Tilsvarende vil et argument om at *riggselskapene sitter med høy eksponering mot svingningene i riggratene (bransjespesifikk risiko), og dermed bør ha et høyt avkastningskrav*, også være ukorrekt. Det er, som vi allerede har poengtert, *den generelle markedsrisikoen* som inngår i selskapenes betaverdi, og som vi i det følgende vil fordele på de ulike selskapsfunksjonene.

Det er likevel viktig å poengtere at fordeling av risiko i nærstående selskaper prinsipielt er et svært omfattende tema. Temaet er nøye behandlet i det pågående BEPS-prosjektet til OECD (OECD, 2014). OECD angir imidlertid ingen konkret fremgangsmåte, annet enn generelle anbefalinger og betraktninger. Øvrig litteratur gir ellers få føringer. Påfølgende fordeling av risiko baseres derfor på forfatterens egne betraktninger og økonomisk teori. Vi baserer analysen på to forhold: i) *Risikoen knyttet til funksjonen selskapet utfører* og ii) *hvordan de konserninterne avtalene er utformet*.

Analyse av selskapsfunksjoner

Riggsselskapene: Riggsselskapene sitter med betydelig investeringsrisiko knyttet til investeringene i boreriggene. Verdien av boreriggene (og dermed verdien av riggselskapene) er, som vi påpekte i avsnitt 2.3.1, i stor grad knyttet til utviklingen i oljeprisen. En vesentlig del av denne risikoen må likevel henføres til *bransjespesifikk markedsrisiko* snarere enn *generell markedsrisiko*³⁶. Den generelle markedsrisikoen er trolig noe mer moderat.

Siden riggselskapene utgjør nær 75 pst. av boreselskapene, målt etter investert kapital, bør forretningsbetaen i riggselskapene forventes å ligge relativt nær forretningsbetaen i morselskapet. Dersom dette ikke var tilfellet, ville det tilsa at forretningsbetaen til de øvrige selskapsfunksjonene var svært ulik morselskapets forretningsbeta³⁷. Gitt at de øvrige selskapsfunksjonene har en betaverdi som minimum kan være null (risikofrie)³⁸, vil dette gi et øvre tak for betaverdien til riggselskapene på 1,53.

Operatørselskapene: Operatørselskapenes betaverdi bør ikke avvike vesentlig fra betaverdien i selskaper som utøver lignende funksjoner i andre bransjer. Operatørselskapenes funksjon er i stor grad sammenfallende med entreprenørselskaper som utvikler infrastruktur på land. Også disse opererer normalt på forholdsvis kortsiktige kontrakter, ofte 2-5 år. Damodaran beregner en forretningsbeta for slike selskaper til 0,81 (Damodaran, 2014a) basert på et europeisk utvalg, og 0,95 basert på et globalt utvalg (Damodaran, 2014b). Betaverdien til operatørselskapene, sett bort ifra de konserninterne avtalene, bør derfor ikke avvike vesentlig fra dette.

Bemanningselskapene: Bemanningsselskapenes funksjon tilsier at selskapene bør ha en risiko som svarer til risikoen i bemanningsselskaper i øvrige bransjer. Damodaran (2012b) beregner

³⁶ Korrelasjonen mellom oljeprisen og S&P500 har vært 0,16 de siste 20 årene (The Wall Street Journal, 2015). Dette indikerer også at riggratene generelt er lite korrelert med aksjemarkedet. Mye av markedsrisikoen er derfor trolig bransjespesifikk, snarere enn generell markedsrisiko.

³⁷ Forretningsbetaen til morselskapet er et veid snitt av forretningsbetaene til datterselskapene.

³⁸ I teorien kan betaverdien være negativ, men dette er lite sannsynlig.

en forretningsbeta til bemanningsselskaper på 1,15, basert på amerikanske selskaper (ikke beregnet for europeiske). Dette tilsier at de norske filialene som er klassifisert som bemanningsselskaper, bør ha en forholdsvis høy betaverdi, dersom de konserninterne avtalene ikke tilsier noe annet.

Managementselskapene: Managementselskapene utfører forretningsmessige og administrative tjenester til de øvrige selskapene i konsernet. Managementselskapene bør dermed ha en forretningsbeta som tilsvarer forretningsbetaen til tilsvarende managementselskap i andre bransjer. Damodaran (2014a) beregner en forretningsbeta for selskaper som utøver forretningstjenester til 0,81, basert på et europeisk utvalg. Sett bort ifra hvordan de konserninterne avtalene er utformet, bør managementselskapene ha en forretningsbeta som ikke bør variere vesentlig fra denne.

Holdingselskapene: Holdingselskapene bør ha en avkastning som svarer til risikoen i selskapets underliggende investeringer. Det innebærer at holdingselskapene bør ha en avkastning som tilsvarer et veid snitt av selskapets datterselskaper. Siden de norske holdingselskapene i hovedsak har datterselskaper innenfor selskapsfunksjonene operatør, bemanning og management, benytter vi en betaverdi som tilsvarer et (simpelt) gjennomsnitt av disse selskapsfunksjonene.

Andre selskaper: De andre selskapene innehar funksjoner, som enten er uklart definert, eller som kombinerer to eller flere av de øvrige funksjonene. Derfor er det krevende å definere markedsrisikoen for disse selskapene på generelt grunnlag. Utfra et forsiktighetsprinsipp vil vi derfor benytte en lav betaverdi for disse selskapene.

Analyse av konserninterne avtaler

Bareboat-avtalene: Ved gjennomgang av bareboat-avtalene mellom operatørselskapene og riggselskapene, finner vi at samtlige av avtalene er inngått back-to-back³⁹. Back-to-back-avtaler fjerner i stor grad den kortsiktige markedsrisikoen for operatørselskapene i løpet av leieperioden ettersom både inntektene og kostnadene er kontraktsfestet⁴⁰. Inntektene er bestemt av timecharterkontrakten med oljeselskapet, mens kostnadene er bestemt av bareboat-avtalen. Heller ikke riggeier vil i vesentlig grad være eksponert for kortsiktig markedsrisiko i løpet av kontraktens varighet, siden riggselskapets inntekter er bestemt av bareboat-avtalen, og

³⁹ Basert på årsregnskap for 2013.

⁴⁰ Dersom bareboat-avtalene ikke hadde vært utformet back-to-back, men riggene var leid inn på langsiktige kontrakter, hadde operatørselskapene sittet med større markedsrisiko.

kostnadssiden i stor grad kun er knyttet til kapitalkostnaden⁴¹. I realiteten ser vi imidlertid at kontraktene inneholder klausuler der oljeselskapene kan terminere time charter kontraktene med operatørselskapene. Siden bareboat-avtalen er utformet back-to-back, innebærer dette at også at bareboat-avtalen normalt blir terminert. Dette legger en viss kortsiktig markedsrisiko både for riggselskapet og operatørselskapet i løpet av kontraktsperioden. Den kortsiktige risikoen er likevel å regne som liten for både operatør- og riggselskap. Ved kontraktsperiodens utløp vil selskapene bli eksponert for langsiktig markedsrisiko. Risikoen er imidlertid vesentlig høyere for riggeier enn for operatørselskapet. Dette skyldes i hovedsak fordelingen av eiendelene mellom filialene. Riggselskapet sitter med riggen på balansen, mens operatørselskapene i hovedsak sitter med lettere omsettelige omløpsmidler. Operatørselskapet kan derfor i større grad tilpasse seg et redusert aktivitetsnivå. Denne risikofordelingen er likevel ikke vesentlig annerledes fra den risikoen som øvrige entreprenørselskaper står ovenfor (som også reduserer risikoen ved å leie inn maskiner, personell med mer), noe som bør tilsi at risikoen i operatørselskapene ikke bør være vesentlig lavere enn hva funksjonen skulle tilsi.

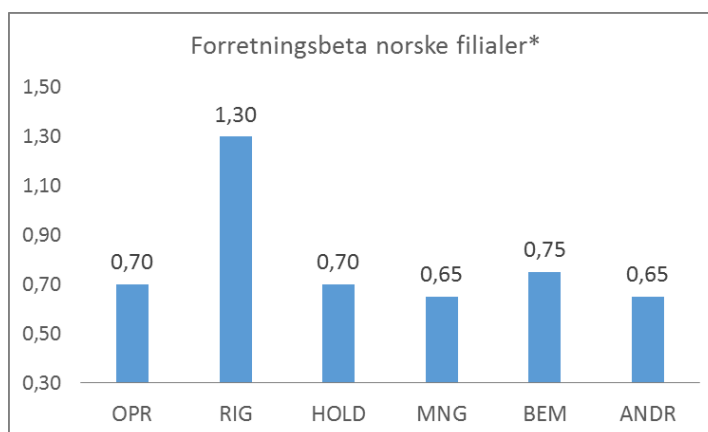
Bemanningsavtalene: Som vi diskuterte i avsnitt 2.4.2, så er det bemanningsselskapene som bemanner riggene som operatørselskapet opererer. Avtalene er gjerne utformet slik at kostnadene knyttet til bemanning i sin helhet veltes over på operatørselskapet med et rutinemessig påslag, ofte på 3-7 pst. Ut ifra hva vi forstår, er det derfor operatørselskapene som normalt bærer markedsrisikoen i kontraktsperioden. Hvorvidt det er bemannings- eller operatørselskapene som bærer risikoen ved ansettelse og nedbemanning er imidlertid mer krevende å finne informasjon om. Vi har forutsatt at det er bemanningsselskapene som bærer denne kostnaden, en forutsetning basert på hva vi anser som en naturlig ansvarsfordeling. Risikofordelingen tilsier en noe lavere risiko enn i øvrige bemanningsselskaper, siden en større del av risikoen er veltet over på operatørselskapene.

Managementavtalene: Som vi har sett, kjøper de øvrige filialene tjenester fra konsernets managementselskaper. Som for bemanningsselskapene, har vi forutsatt at det er managementselskapene som har den langsiktige markedsrisikoen, mens de selskapene som kjøper tjenester fra managementselskapene, i hovedsak har den kortsiktige markedsrisikoen.

⁴¹ Kapitalkostnaden vil i stor grad være konstant på kort sikt.

Oppsummering

Analysen av selskapsfunksjonene tilsier at det er *riggselskapene* som sitter på størst markedsrisiko. De øvrige selskapsfunksjonene tilsier en mer moderat risiko, med betaverdier på mellom 0,81 og 1,15. Analyse av de konserninterne avtalene viser at bareboat-avtalene er utformet på en måte som legger mesteparten av risikoen på riggselskapene.



Figur 6.3 Forretningsbeta basert på funksjoner. *Inkluderer også justering for operasjonell giring. Kilde: Utarbeidet av forfatter

Operatørselskapet har en mer moderat risiko. For *bemanningselskapene* og *managementselskapene* tilsier selskapenes funksjon en forholdsvis normal beta. Bemanningsavtalene og managementavtalene fjerner imidlertid noe av risikoen i bemannings- og managementselskapene sammenlignet med hva funksjonen alene skulle tilsi. *Holdingselskapene* har en risiko som tilsvarer risikoen i datterselskapene, mens for *de andre selskapene* legger vi til grunn en lav beta ut ifra et forsiktighetsprinsipp. Figur 6.3 oppsummerer de forretningsbetaene vi har lagt til grunn for de ulike selskapsfunksjonene.

6.2.2 Operasjonell giring

Sett under ett, har boreselskapene generelt høy operasjonell giring. Dette kan forklares ved at boretjenester krever store investeringer i varige driftsmidler, og kostnader knyttet til disse er i stor grad faste. Også inntektssiden taler for en høy operasjonell giring, siden denne er knyttet til et fåtall oljeselskaper. Vi har tidligere antatt en forholdsvis lik operasjonell giring på tvers av konsernene. Den operasjonelle giringen kan likevel tenkes å variere på tvers av selskapsfunksjonene. For å avgjøre dette må vi se nærmere på inntekts- og kostnadsallokeringen til de ulike selskapsfunksjonene:

Riggselskapenes kostnader er i hovedsak knyttet til rentekostnader og løpende avskrivninger av riggen. Dette er faste kostnader som ikke faller bort ved redusert aktivitet. Når det gjelder inntektssiden til hvert enkelt riggselskap, er denne som regel knyttet til kun ett kontraktsforhold. Dette taler for en høy operasjonell giring. For både *operatør-* og *bemanningselskapene* gjelder det at inntekter og kostnader på kort sikt er kontraktsfestet. Kontraktbaserte kostnader tilsier at kostnadene på lengre sikt, etter kontraktutløpet, i stor grad er variable. Den operasjonelle giringen anses dermed som lav. *Managementselskapene* kan

derimot i mindre grad tilpasse seg aktivitetsnivået, ettersom administrasjonskostnader normalt er mindre variable enn ordinære lønnskostnader. Siden managementselskapene imidlertid også opererer på kontrakt, og kostnadene i stor grad overveltes på filialene, vil det likevel være tett samsvar mellom inntekter og kostnader, uansett aktivitetsnivå. Managementselskapenes operasjonelle giring anses derfor også som lav. For holdingselskapene er den operasjonelle giringen gitt av den operasjonelle giringen i datterselskapene. For de andre selskapene vil den operasjonelle risikoen variere, og det er dermed utfordrende å trekke noen generell konklusjon. Vi har derfor forsiktig antatt en lav operasjonell giring for både holdingselskapene og de andre selskapene.

Oppsummering

Selskapsfunksjonenes kostnads- og inntektsallokering tilsier en høy operasjonell giring for riggselskapene. For de øvrige selskapsfunksjonene har vi antatt en lav operasjonell giring.

6.2.3 Finansiell giring

I avsnitt 6.1.7 beregnet vi en gjennomsnittlig giring i morselskapene på 24 pst. Vi så i tillegg at giringen varierte betydelig mellom de ulike selskapene. Dette reiser tre sentrale spørsmål: *i) Skal vi forutsette lik giring på tvers av konsernene? ii) Skal vi forutsette lik giring i de norske filialene som i morselskapet? og iii) Skal vi forutsette lik giring på tvers av funksjonene?*

Forutsetning om lik giring på tvers av konsernene: I 6.1.7 observerte vi store forskjeller i boreselskapenes giring. Som forklart i 6.1.7, har selskaper med høyere giring normalt også en høyere risiko, og bør derfor ha en høyere betaverdi. Å forutsette lik giring på tvers av konsernene kan derfor virke urimelig. Når vi likevel velger å benytte en gjennomsnittlig giring for alle konsernene, er dette fordi det motsatte vil være praktisk krevende. Å benytte en gjennomsnittlig giring vil heller ikke påvirke resultatet av selve analysen, siden vi vil sammenligne teoretisk avkastning med den gjennomsnittlige faktiske avkastningen i filialene. Når vi likevel diskuterer denne problemstillingen, er dette for å gjøre leseren oppmerksom på at den teoretiske avkastningen til hver enkelt filial vil variere basert på konsernets giring.

Forutsetning om lik giring i de norske filialene og morselskapet: Senere i denne utredningen vil vi peke på at de norske filialene er høyere giret enn boreselskapene ellers. Et viktig poeng er likevel at en høyere giring hovedsakelig skyldes at egenkapitalen i de norske filialene er erstattet av intern gjeld, som kan sies å inneha større likhetstrekk med egenkapital enn gjeld. I tillegg garanterer i stor grad morselskapet for gjelden som tas opp i filialene. Finansieringen av filialene sier derfor lite om filialenes finansielle risiko. Filialenes finansielle risiko er i større

grad gitt av morselskapenes giring. Dermed vil vi anta en lik finansiell giring i Norge som for boreselskapene forøvrig.

Forutsetning om lik giring på tvers av selskapsfunksjonene: En gjennomgang av filialene viser at giringen varierer betydelig mellom selskapsfunksjonene. Hvordan morselskapet velger å fordele den samlede gjelden og egenkapitalen mellom selskapene sier, som allerede poengtert, lite om den faktiske finansielle risikoen i disse selskapene. Derfor vil vi også forutsette lik giring for alle selskapsfunksjonene.

Oppsummering

Basert på diskusjonen i de tre foregående avsnittene forutsetter vi en lik finansiell risiko i alle de norske filialene, og benytter derfor en giring på 24 pst.

6.2.4 Kvantifisering av risiko

Tabell 6.4 oppsummerer de foregående delkapitlene. Merk at morselskapets totale aksjebeta (1,35) her er noe lavere enn hva vi beregnet tidligere (1,37). Dette skyldes at vi benytter en høyere marginalsattesats (28 pst.) for de norske filialene.

Funksjon	Markedsrisiko	Operasjonel I giring	Finansiell giring (D/E)	Forretnings-beta*	Aksjebeta**	Vekt(w)**	Andel av forr.beta	Andel av aksjebeta
Operatør	Middels	Lav	24 %	0,70	0,82	13 %	0,09	0,11
Rigg	Høy	Høy	24 %	1,30	1,52	75 %	0,98	1,14
Holding	Lav	Lav	24 %	0,70	0,82	0 %	-	-
Management	Middels/Lav	Lav	24 %	0,65	0,76	5 %	0,03	0,04
Bemannings	Lav	Lav	24 %	0,75	0,88	7 %	0,05	0,06
Andre	Lav	Lav	24 %	0,65	0,76	0 %	-	-
<i>Morselskap</i>	-	-	24 %	1,15	1,35 (1,37)	100 %	1,15	1,35

Tabell 6.4 Aksjebeta for selskapsfunksjonene *Benytter formel 4.5 og skattesats på 28%. **Basert på funksjonens andel av den totale kapitalen. Beregnet ut ifra et mindre utvalg selskaper. Kilde: Utarbeidet av forfatter

Som en kryssjekk for betaverdiene har vi beregnet morselskapets bottom-up beta basert på formel 6.1. Det innebærer at morselskapets betaverdi er et veid snitt av alle selskapets ulike funksjoner. Som vekt har vi benyttet selskapsfunksjons andel av samlet sysselsatt kapital⁴².

$$\beta_{MOR} = w_{OPR} \times \beta_{OPR} + w_{RIG} \times \beta_{RIG} + w_{MNG} \times \beta_{MNG} + w_{BEM} \times \beta_{BEM}^{43} \quad (6.1)$$

⁴² Beregnet ut ifra et mindre utvalg. Internasjonal vektning

⁴³ Vi holder holdingselskapene og andre selskaper utenfor.

6.2.5 Delkonklusjon

Vi legger til grunn en aksjebeta på 1,52 for riggselskapene, 0,82 for operatørselskapene og holdingselskapene, 0,88 for bemanningsselskapene og 0,76 for management og andre selskaper.

6.3 Egenkapitalkrav (r_E)

I forrige delkapittel beregnet vi betaverdiene som inngår i egenkapitalkravet. Egenkapitalkravet består i tillegg av to andre ledd: *Risikofri rente* og *markedets risikopremie*. I dette delkapittelet vil vi gi en diskusjon til disse, samt kvantifisere egenkapitalkravet.

6.3.1 Risikofri rente (R_f)

Figur 6.4 viser utviklingen i korte (3 mnd.) og lange (10 år) amerikanske statsrenter. De lange rentene har vært jevnt avtakende i perioden, og har etter finanskrisen ligget på et unormalt lavt nivå. Det lave rentenivået kommer som en følge av pengepolitiske stimuleringsiltak etter finanskrisen. Det er imidlertid betydelig mindre utslag i de lange rentene enn hva vi observerer av de korte rentene. Dette kommer av at de lange rentene også reflekterer investorenes forventninger om et mer normalt rentenivå i framtiden.

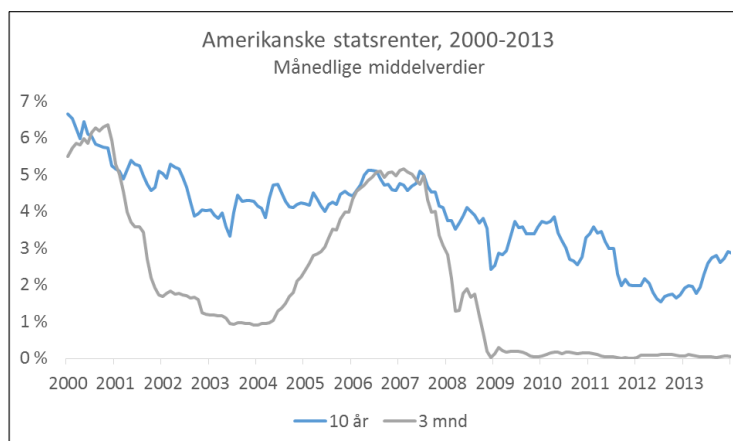
For selskaper og investorer som foretar langsiktige investeringer, er det de lange rentene som er interessante. Vi vil derfor benytte en løpende langsiktig rente. Vi vil benytte 10-årsrenten på amerikanske statsobligasjoner som et estimat for risikofri rente.

Bruk av amerikanske statsrenter

er imidlertid ikke opplagt når vi benytter en global referanseindeks og global risikopremie. Selv om det ikke finnes noen global rente, er en amerikansk dollarente konsistent med at vi benytter beta basert på dollarindeks. Renten på amerikanske statsobligasjoner tilfredsstiller også kriteriene for risikofri rente framstilt i avsnitt 4.1.1.

6.3.2 Risikopremien

Vi vil i denne utredningen ikke gjøre noe forsøk på å estimere risikopremien, men vil benytte funn basert på andre studier. Vi benytter en global risikopremie, snarere enn en nasjonal



Figur 6.4 Amerikanske statsrenter (2000-2013)

risikopremie, noe som er konsistent med at vi benytter en internasjonal referanseindeks. Damodaran (2015), foreslår en risikopremie på 5,75. Damodaran sitt anslag er basert på meravkastning til S&P500 over amerikanske statsobligasjoner (10 år) over en periode fra 1928-2014. Damodaran sitt anslag er noe høyere enn Koller et.al. (2010) som foreslår en risikopremie i intervallet 4,50-5,50. Vi benytter et middelintervall, og tar derfor utgangspunkt i en risikopremie på 5,00.

6.3.3 Delkonklusjon

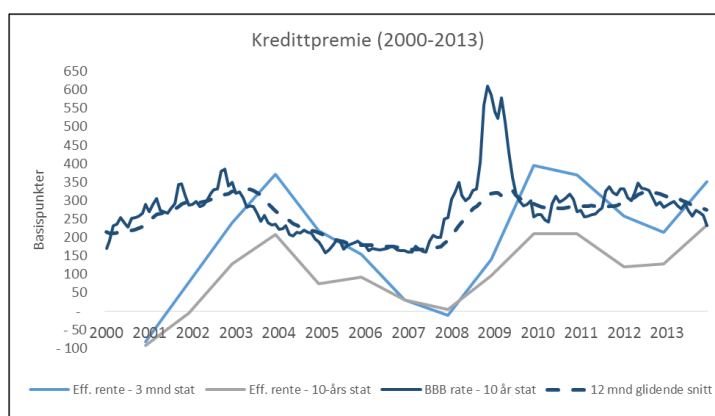
Vi benytter 10-årsrenten på amerikanske statsobligasjoner som risikofri rente og en risikopremie på 5,00 i beregning av egenkapitalkravet.

6.4 Gjeldskrav (r_D)

Gjeldskravet kan, som påpekt i 4.2, beregnes med utgangspunkt i risikofri rente, pluss en kredittpremie. Vi benytter gjeldskravet til morselskapene som estimat på datterselskapenes gjeldskrav. Som risikofri rente vil vi benytte samme langsiktige renter som funnet i 6.3.1⁴⁴. For kredittpremien følger en nærmere diskusjon under. For å komme frem til etter-skatt gjeldskrav benytter vi en marginalsattesats (norsk selskapsskatt) på 28 pst.

6.4.1 Kredittpremie

Figur 6.5 viser den gjennomsnittlige kredittpremien for morselskapene i perioden 2000-2013. Kredittpremien er beregnet som selskapets effektive rente⁴⁵ minus renten på amerikanske statsobligasjoner. Vi har beregnet kredittpremien både basert på



langsiktige (grå linje) og kortsiktige statsobligasjoner (lyseblå linje). Både

Figur 6.5 Kredittpremie (2000-2013) Kilde: Bloomberg, Utarbeidet av forfatter

den kortsiktige og den langsiktige kredittpremien viser betydelige svingninger i perioden. For den kortsiktige kredittpremien varierer den fra negative verdier i 2008 til over 400 basispunkter i 2010. Dette skyldes trolig at selskapene har låneavtaler basert på fastrente⁴⁶. Dermed vil

⁴⁴ Under forutsetning at selskapenes belåning er i dollar. For enkelte av filialene kan denne forutsetningen være tvilsom. Likevel vil normalt de langsiktige rentene følge hverandre i stor grad uavhengig av valuta.

⁴⁵ Effektiv rente = netto rentekostnad/netto gjeld

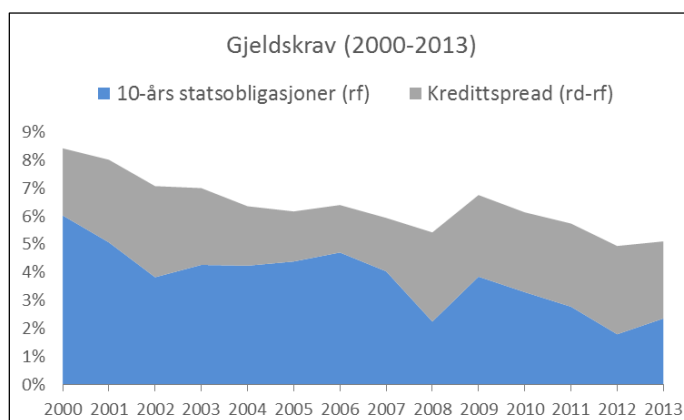
⁴⁶ En gjennomgang av selskapene bekrefter at låneavtaler som i stor grad baserer seg på fastrenter.

tidspunkt for låneopptak være avgjørende for de effektive rentebetalingene i senere år. Disse lag-effektene gjør kredittpremiene basert på effektive renter misvisende. Vi vil istedenfor benytte oss av kredittpremien på amerikanske selskapsobligasjoner med BBB-rating. Dette er den gjennomsnittlige kredittratingen til selskapene i utvalget (se vedlegg 4).

Kredittpremien på BBB-ratede selskapsobligasjoner (mørkeblå linje) har i perioden ligget på rundt 200-300 basispunkter. Kredittpremien var betydelig høyere rundt finanskrisen på grunn av et svært lavt tilbud av kapital. I vår analyse har vi valgt å fjerne ekstremobservasjonene i denne perioden, og har i tillegg basert oss på et 12 måneders glidende gjennomsnitt av de månedlige observasjonene.

6.4.2 Delkonklusjon

Vi legger til grunn en langsiktig 10-års statsrente på amerikanske statsobligasjoner, pluss en kredittpremie basert på BBB-ratede statsobligasjoner. Figur 6.6 oppsummerer utviklingen i den risikofrie renten og kredittpremien som er lagt til grunn for perioden.



Figur 6.6 Gjeldskrav (2000-2013) Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter

6.5 Kapittelkonklusjon

Vi legger til grunn en teoretisk avkastning i filialene som er høyere for riggselskapene enn for de øvrige selskapsfunksjonene. Dette skyldes at riggselskapene sitter på en vesentlig høyere markedsrisiko enn i de øvrige filialene. Tabell 6.5 oppsummerer beregningene av teoretisk avkastning for de ulike selskapsfunksjonene. Tabellen viser at den gjennomsnittlige teoretiske avkastningen i riggselskapene har vært nær 10,4 pst., mens den har vært 7,4-7,8 pst. for de øvrige selskapsfunksjonene. Teoretisk avkastning har vært avtakende i perioden, som følge av avtakende risikofri rente.

Funksjon	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	Gj.Snitt
MOR	8,8%	8,3%	9,2%	9,7%	10,3%	8,8%	10,3%	10,9%	10,6%	10,5%	10,7%	10,3%	11,5%	12,4%	10,2%
OPR	6,2%	5,7%	6,7%	7,2%	7,7%	6,2%	7,7%	8,3%	8,0%	8,0%	8,1%	7,8%	9,0%	9,8%	7,6%
RIG	9,0%	8,6%	9,5%	10,0%	10,6%	9,0%	10,6%	11,2%	10,9%	10,8%	10,9%	10,6%	11,8%	12,6%	10,4%
HOLD	6,2%	5,7%	6,7%	7,2%	7,7%	6,2%	7,7%	8,3%	8,0%	8,0%	8,1%	7,8%	9,0%	9,8%	7,6%
MNG	6,0%	5,5%	6,4%	6,9%	7,5%	5,9%	7,5%	8,1%	7,8%	7,7%	7,9%	7,5%	8,7%	9,6%	7,4%
BEM	6,4%	6,0%	6,9%	7,4%	8,0%	6,4%	8,0%	8,6%	8,3%	8,2%	8,3%	8,0%	9,2%	10,0%	7,8%
ANDR	6,0%	5,5%	6,4%	6,9%	7,5%	5,9%	7,5%	8,1%	7,8%	7,7%	7,9%	7,5%	8,7%	9,6%	7,4%

Tabell 6.5 Teoretisk avkastning til boreselskapenes norske filialer. Kilde: Utarbeidet av forfatter

7 Beregning av faktisk avkastning

I forrige kapittel beregnet vi den *teoretiske avkastningen* til de norske filialene. I dette kapittelet vil vi beregne den *faktiske avkastningen* til de norske filialene. Vi vil i dette kapittelet kun gjengi resultatene fra analysen, og viser til kapittel 8 for nærmere diskusjon og sammenligning mot teoretisk avkastning.

7.1 Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE)

Vi ønsker å benytte et avkastningsmål for den faktiske avkastningen som er konsistent med den teoretiske avkastningen (VAK) beregnet i kapittel 6. Siden den teoretiske avkastningen er et veid gjennomsnitt av egenkapitalkravet og gjeldskravet, vil vi benytte et mål på faktisk avkastning som beregner avkastningen på *samlet (bokførte) verdi av egenkapital og gjeld* (sysselsatt kapital), forkortet *ROCE* (return on capital employed):

$$\text{Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE)} = \frac{\text{Driftsresultat etter skatt (EBIT (1-t))}}{\text{Sysselsatt kapital}} \quad (7.1)$$

Driftsresultat etter skatt er driftsinntekter fratrukket driftskostnader og skatt på driftsrelaterte poster. Som skattesats benytter vi selskapsskattesatsen (28 pst. for perioden 2000-2013), snarere enn effektiv skattesats. Selskapenes effektive skattesats inkluderer også skatt på finansposter eller ekstraordinære poster. På kort sikt observerer vi dermed at den effektive skattesatsen kan gi et ukorrekt bilde av skatt på driftsresultatet. I enkelte år kan for eksempel straffeskatt relatert til tidligere års regnskap, gi betydelig utslag i selskapets effektive skattesats. Dermed vil trolig selskapsskattesatsen på kort sikt gi et mer riktig bilde av skatt på de driftsrelaterte postene.

Sysselsatt kapital er summen av rentebærende gjeld og egenkapital, fratrukket finansielle eiendeler⁴⁷. Den sysselsatte kapitalen er dermed den nettokapitalen som er investert i selskapet, og som bærer en kapitalkostnad i form av gjeldsrenter eller egenkapitalkostnad:

$$\text{Sysselsatt kapital} = \text{Rentebærende gjeld} + \text{Egenkapital} - \text{Finansielle eiendeler} \quad (7.2)$$

Siden holdingselskapene ikke har en normal drift, slik de øvrige selskapsfunksjonene, vil vi ikke kunne måle avkastningen til disse selskapene basert på ROCE. Når holdingselskapene har eierinntekt fra investeringer i datterselskapene, er ikke disse en del av det rapporterte

⁴⁷ De eiendelene som ikke blir brukt direkte i driften. For eksempel investeringer i finansielle anleggsmidler, ekstra kontanter og bankinnskudd som ikke brukes i driften.

driftsresultatet. Disse postene rapporteres som finansinntekter. For holdingselskapene benytter vi derfor en justert ROCE som inkluderer avkastningen på investeringer i datterselskaper:

$$\text{Justert ROCE} = \frac{\text{Årsresultat} + \text{Netto Rentekostnad etter skatt}}{\text{Egenkapital} + \text{Netto rentebærende gjeld}} \quad (7.3)$$

Hovedforskjellen ved formel 7.1 og 7.3 er at formel 7.3 også inkluderer kapitalgevinster fra datterselskaper i telleren, og at de tilhørende balansepostene er ekskludert fra nevneren.

7.1.1 Datagrunnlag

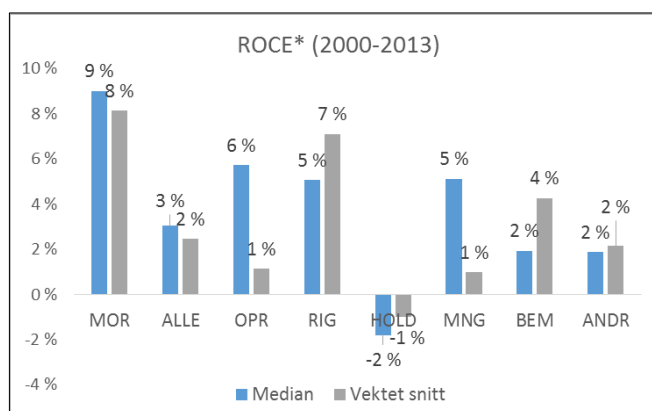
Utvalget er basert på 76 norske filialer (se tabell 7.1⁴⁸), der alle utenom én filial leverte årsregnskap for 2013. For tidligere år inkluderer utvalget de filialene som leverte årsregnskap i inneværende regnskapsår. Totalt baserer datagrunnlaget seg på 616 observasjoner i perioden (2000-2013). De første årene, fram til 2004, er basert på forholdsvis få observasjoner. Særlig gjelder dette for selskapsfunksjonene rigg, bemanning, management og andre selskaper. For disse årene observerer vi også større variasjoner i avkastning for disse selskapsfunksjonene. Det innebærer at vi isolert sett må være noe mer forsiktig med å trekke konklusjoner basert på disse observasjonene. For perioden samlet vil likevel variasjonene glattes ut.

Selskapsfunksjon	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	Totalt
Operatørselskap (OPR)	23	20	20	17	17	16	14	12	10	10	7	4	3	3	176
Riggselskaper (RIG)	7	6	5	5	5	6	5	5	4	2	2	1	1	1	55
Holdingselskaper (HOLD)	25	24	24	24	24	26	16	15	13	8	6	5	5	4	219
Managementselskaper (MNG)	8	8	8	6	6	6	6	6	6	3	2	2	2	2	71
Bemanningselskaper (BEM)	6	6	6	5	5	5	4	3	2	2	2	2	2	1	51
Andre selskaper (ANDR)	6	5	5	5	5	4	2	2	2	2	2	2	1	1	44
Alle selskaper eks. HOLD (ALLE)	50	45	44	38	38	37	31	28	24	19	15	11	9	8	397
Alle selskaper inkl. HOLD	75	69	68	62	62	63	47	43	37	27	21	16	14	12	616

Tabell 7.1 Antall observasjoner innenfor hver selskapsfunksjon (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

7.1.2 Resultater

Figur 7.1 viser gjennomsnittlig avkastning i de ulike selskapsfunksjonene for perioden 2000-2013. Vi har beregnet et bransjegjennomsnitt for hver selskapsfunksjon basert på både medianverdi og vektet gjennomsnitt. Da de to målene gir til dels ulike resultater, vil vi presentere begge. I 7.3 vil vi gi en nærmere



Figur 7.1 Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE) *Justert ROCE for HOLD. Kilde: Utarbeidet av forfatter

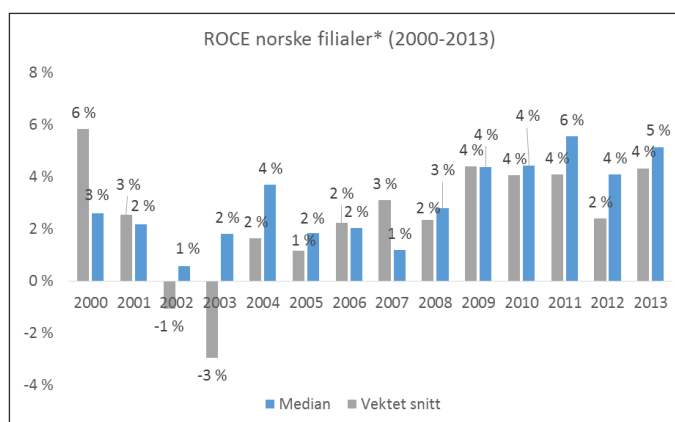
⁴⁸ Komplette oversikt over alle filialer finnes i vedlegg 2

vurdering av hvilken av de to vi foretrekker.

Når vi ser alle selskapene i utvalget under ett (ALLE)⁴⁹, finner vi at medianavkastningen og den vektete gjennomsnittsavkastningen for de norske filialene har vært henholdsvis 3,0 og 2,4 pst. i perioden. Til sammenligning finner vi at avkastningen til morselskapene har vært henholdsvis 9,0 og 8,1 pst. for samme periode⁵⁰.

Ved å studere de ulike selskapsfunksjonene, finner vi at operatørselskapene har hatt en høy avkastning (5,7 pst.), når vi benytter medianverdier. Basert på vektet gjennomsnitt, er imidlertid avkastningen vesentlig lavere (1,1 pst.). Riggselskapene har hatt en høy avkastning sammenlignet med de øvrige selskapsfunksjonene. Avkastningen har vært 5,1 pst. og 7,1 pst. basert på henholdsvis medianverdier og vektet gjennomsnitt. For holdingsselskapene har avkastningen vært negativ, med -1,8 pst. og -1,0 pst., for henholdsvis median og vektet gjennomsnitt. Managementselskapene har hatt forholdsvis høy avkastning (5,1 pst.), basert på medianverdier, men lav avkastning (1,0 pst.) basert på vektet gjennomsnitt. For bemanningsselskapene har avkastningen vært 1,9 pst. basert på medianverdier og 4,3 pst. basert på vektet gjennomsnitt. For de andre selskapene har avkastningen vært rundt 2 pst.

Når vi studerer de årlige observasjonene, finner vi at avkastning gjennomgående har vært lav over hele perioden (figur 7.2). Avkastningen var særlig lav i perioden 2000-2006, hvor medianavkastningen lå mellom 1 og 4 pst. I perioden 2007-2013 har avkastningen vært noe høyere enn i perioden frem mot 2006. Avkastningen har likevel, i alle år, ligget under 6 pst. og 4 pst. for henholdsvis median og vektet gjennomsnitt. Generelt finner vi at medianavkastningen, med enkelte unntak, gjennomgående har vært noe høyere enn det vektete gjennomsnittet over perioden.



Figur 7.2 ROCE for norske filialer (2000-2013) *Eks. HOLD. Kilde: Utarbeidet av forfatter

⁴⁹ Kategorien ALLE er ekskludert holdingselskapene for å unngå dobbelttelling av kapital og inntjening.

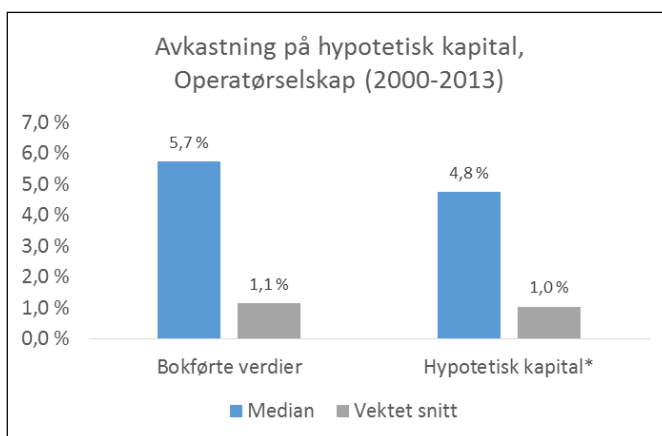
⁵⁰ Justert for én ekstremobservasjon i 2011 (Transocean).

7.2 Avkastning på hypotetisk kapital for operatørselskapene

Bruk av bokførte verdier (som vi benyttet over), har imidlertid sin begrensning når vi analyserer selskaper i konsernforhold. På grunn av konserntilknytningen reflekterer ikke nødvendigvis de bokførte verdiene selskapets *reelle kapitalbinding*. Boreselskapene kan ha ulike incentiver til å holde mer eller mindre kapital i en filial enn hva et selskap uten konserntilknytning ville hatt⁵¹. En konsekvens av dette er at avkastningen i disse selskapene vil bli overvurdert.

Dette er også bakgrunnen til at Skatteetaten sammen med Ernst & Young har utarbeidet en modell⁵² for å beregne en såkalt *hypotetisk kapital* for operatørselskapene. Modellen beregner operatørselskapenes (reelle) kapitalbehov når en ser bort i fra konserntilknytningen⁵³. En oppsummering av modellen kan finnes i vedlegg 6.

En gjennomgang av operatørselskapene i utvalget viser at enkelte av operatørselskapene har en sysselsatt kapital som er mindre enn halvparten av øvrige operatørselskapene (målt relativt til omsetning). Når vi benytter den hypotetiske avkastningen istedenfor bokført avkastning for selskapene med lav bokført verdi av sysselsatt kapital⁵⁴, gir dette en betydelig lavere avkastning



Figur 7.3 Avkastning på hyp. kapital (2000-2013) *Laveste av bokført og hypotetisk. Kilde: Utarbeidet av forfatter

for disse selskapene. Utslaget i den samlede avkastningen til operatørselskapene er imidlertid forholdsvis lav. Figur 7.3 viser at hypotetisk kapital gir 1,0 pp. lavere avkastning sammenlignet med bokførte verdier når vi benytter medianverdien, og 0,1 pp. lavere avkastning når vi benytter vektet gjennomsnitt. Det kan derfor tyde på at beregningsproblemet knyttet til lave bokførte verdier, ikke er generaliserbart på bransjenivå, og gjelder trolig kun enkeltelskaper.

⁵¹ Må ikke forveksles med tynn kapitalisering, som innebærer at selskapet bytter ut egenkapital med gjeld

⁵² Modellen er ikke ferdig utviklet, men vi vil likevel presentere de funnene vi gjør basert på modellen.

⁵³ Vi benytter de modellparametrene som er lagt til grunn av Ernst & Young. Forfatterne har ikke tatt stilling til antagelsene som ligger bak modellen.

⁵⁴ Vi benytter den høyeste verdien av bokført og hypotetisk kapital for operatørselskapene.

7.3 Bruk av median eller vektet gjennomsnitt

I de to foregående delkapittelene har vi beregnet avkastning basert både på *median* og *vektet gjennomsnitt*. De to metodene gir til dels avvikende resultater. Vi observerer blant annet at avkastningen i operatørselskapene er vesentlig høyere når vi benytter medianverdier, enn vektet gjennomsnitt. Hvilken av de to som er mest egnet til å måle *bransjeavkastningen* er dermed ikke innlysende. Vi valgt å unnlate bruk av simpelt (ikke-vektet) gjennomsnitt siden dette normalt blir sterkt påvirket av ekstremobservasjoner. En medianavkastning fjerner i stor grad støyet fra disse observasjonene. Medianavkastningen veker imidlertid alle selskapene likt uavhengig av størrelse. Det vektete gjennomsnittet gir derimot større vekt til større selskaper (selskaper med høy kapital).

Vi foretrekker å benytte et vektet gjennomsnitt av tre årsaker: For det første ønsker vi å legge større vekt på større selskaper da disse står for en større andel av bransjens totale verdiskapning og bør dermed tillegges mer vekt. For det andre så fjerner et vektet gjennomsnitt tilfeldigheter knyttet til selskapenes organisering. Vi ser for eksempel at Maersk har ett operatørselskap for hver rigg, mens Seadrill har ett for alle riggene. Bruk av median vil dermed tillegge Maersk betydelig større vekt, selv om Seadrill har større markedsandel. For det tredje er vil et vektet snitt fjerne potensiell støy fra selskaper som ikke har hatt noen reell drift (men som likevel har rapportert regnskapstall). *Av grunnene drøftet ovenfor vil vi derfor foretrekke å benytte vektet avkastning i fortsettelsen.* Medianverdien gir likevel viktig informasjon: En høyere (lavere) avkastning ved bruk av medianverdier, kan tyde på at avkastningen i de mindre (større) selskapene er høyere. For operatørselskapene kan det derfor se ut til at avkastningen i de mindre selskapene er høyere enn for de større selskapene.

7.4 Kapittelkonklusjon

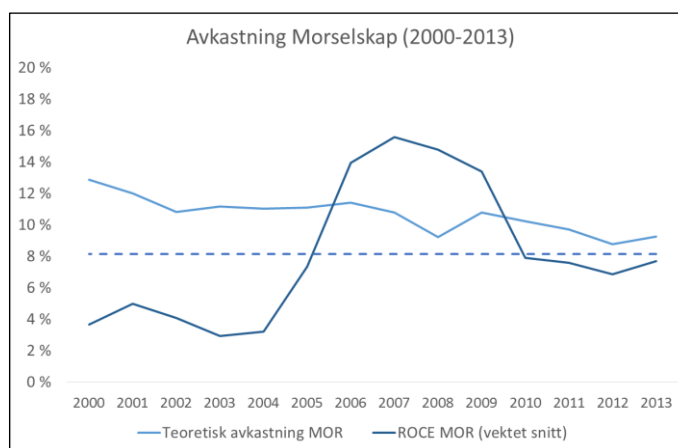
Vi finner at den faktiske avkastningen (ROCE) i de norske filialene samlet for perioden har vært på 3 og 2 pst. for henholdsvis medianavkastning og vektete gjennomsnitt. I samme periode finner vi at avkastningen (ROCE) for morselskapene har vært henholdsvis 9 og 8 pst. Av selskapsfunksjonene er det riggselskapene som har hatt den høyeste avkastningen, 7 pst. (vektet gjennomsnitt). De øvrige funksjonene har hatt en avkastning på mellom -1 pst og 4 pst. i perioden (vektet gjennomsnitt).

8 Sammenligning av teoretisk og faktisk avkastning

I kapittel 6 og 7 beregnet vi henholdsvis teoretisk og faktisk avkastning til boreselskapenes norske filialer. I dette kapittelet vil vi foreta en endelig sammenligning av disse. Formålet med sammenligningen er å kunne besvare utredningens problemstilling om hvorvidt det utøves overskuddsflytting fra boreselskapenes norske filialer. Dersom faktisk avkastningen i perioden har vært vesentlig lavere enn teoretisk, kan dette tyde på at det foregår overskuddsflytting. Som vi tidligere har påpekt, vil sammenligningen i hovedsak kun avdekke om det foregår overskuddsflytting ved bruk av internprising (og ikke tynn kapitalisering), siden vi sammenligner avkastning på sysselsatt kapital (før rentekostnad). Før vi sammenligner avkastningen i de norske filialene vil vi først studere den globale avkastningen i borebransjen (morselskapet).

8.1 Avkastning i morselskap

Figur 8.1 viser utviklingen i teoretisk og faktisk avkastning til morselskapene i perioden 2000-2013. Den *teoretiske avkastningen* har vært jevnt avtakende i perioden, som følge av et generelt avtakende rentenivå. Den *faktiske avkastningen* har som forventet vært mer varierende. *I perioden fra 2000 til 2004 var den faktiske avkastningen vesentlig lavere enn den teoretiske.*



Figur 8.1 Avkastning morselskap (global avkastning) (2000-2013)
Kilde: Bloomberg, utarbeidet av forfatter

Dette var en periode med lavkonjunktur og forholdsvis lave dagrater i boremarkedet. Avkastningen tok seg imidlertid betydelig opp fra 2005 til 2009 som følge av en høykonjunkturperiode med svært gode dagrater (Riggutvalget, 2012). Fra 2010 til 2013 har avkastningen vært mer stabil rundt 8 pst, rett i underkant av teoretisk avkastning.

Sett perioden under ett finner vi at den faktiske avkastningen i morselskapene i gjennomsnitt har vært på 8,1 pst. (stiplet linje). Til sammenligning viser beregninger som Rystad AS har gjort for Norges Rederiforbund at avkastningen i morselskapene har vært 5,4 pst.⁵⁵ for tilnærmet samme periode (Norges Rederiforbund, 2015). Norges Rederiforbund bruker dette til

⁵⁵Gjennomsnittlig (ikke vektet) ROCE for Transocean, Seadrill, Fred Olsen Energy, Ocean Rig, Smedvig og Songa for perioden 1999-2013

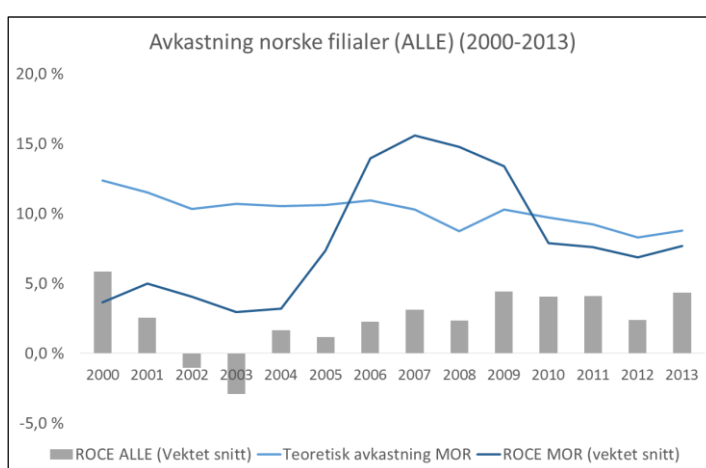
å argumentere for at avkastningen i boreselskapene har vært lav, og antyder dermed at det ikke er urimelig at også avkastningen i de norske filialene lav (avkastning i de norske filialene er ikke beregnet av Rystad/Rederiforbundet). Når beregningene til Rystad avviker betydelig fra de funnene vi gjør, hviler dette trolig på forutsetningene som er lagt til grunn for beregning av avkastningen. Mens Rystad benytter et simpelt gjennomsnitt for syv selskaper, benytter vi et vektet gjennomsnitt basert på et større utvalg. Vi vil imidlertid fortsette å legge våre beregninger til grunn. Avviket mellom våre egne beregninger og beregningene til Rystad viser likevel at forutsetningene som er lagt til grunn, kan være av betydning for konklusjonen.

Basert på våre beregninger har den faktiske avkastningen for morselskapene i perioden vært 2,0 pp. (1,2 pp. dersom vi benytter medianverdier) lavere enn den gjennomsnittlige teoretiske avkastningen i morselskapene (10,2 pst.). Dette kan tyde på at avkastningen i boreselskapene ikke har vært spesielt god i perioden. Dermed kan vi heller ikke forvente en avkastning i de norske filialene som er *høyere* enn deres teoretiske avkastning. Siden avviket mellom teoretisk og faktisk avkastning i morselskapene er såpass lite, bør vi likevel ikke forvente en avkastning som er *vesentlig lavere* enn den teoretiske avkastningen for de respektive selskapsfunksjonene.

Dersom faktisk avkastning i morselskapet var *vesentlig lavere* enn den teoretiske avkastningen, måtte vi ha vært mer forsiktig med en direkte sammenligning av filialenes avkastning mot teoretisk avkastning, siden dette ville indikert at avkastningen i de norske filialene kunne være lav, uten at det hadde noen sammenheng med overskuddsflytting.

8.2 Avkastning i de norske filialene

De norske filialene har i perioden hatt en avkastning på 2,4 pst. (se figur 8.2). Til sammenligning har vi sett at avkastningen i morselskapet vært 8,1 pst. for samme periode. Avkastningen i de norske filialene har altså samlet sett vært *vesentlig lavere* enn både den faktiske og teoretiske avkastningen til morselskapene. At avkastningen i de



Figur 8.2 Avkastning norske filialer (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

norske filialene er lavere enn avkastningen i morselskapet er imidlertid ikke unaturlig, siden den vektete risikoen i de norske filialene også er lavere. En forskjell i avkastning på 5,7 pp.

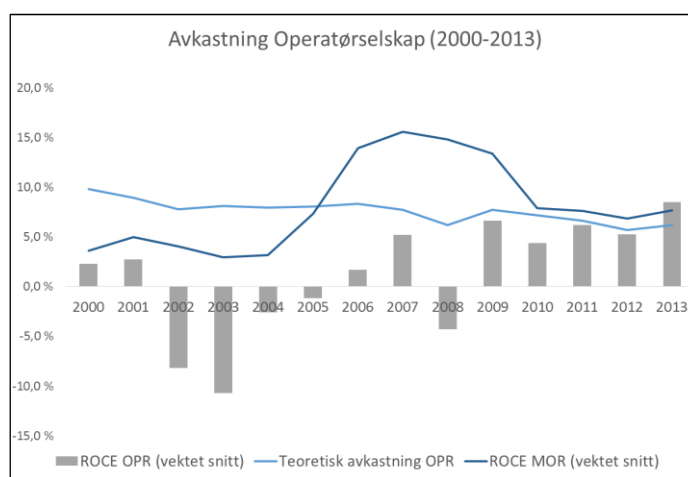
mellom de norske filialene og morselskapene, kan likevel ikke fullt tilskrives forskjell i risiko. Videre finner vi det tvilsomt at forskjellen i avkastning mellom de norske filialene og morselskapene skyldes at norsk sokkel er mindre lønnsom enn de andre områdene hvor boreselskapene opererer. Siden det i stor grad er snakk om et internasjonalt boremarked, snarere enn et nasjonalt, vil slike forskjeller i lønnsomhet raskt utlignes ved at boreriggene flyttes fra mindre lønnsomme til mer lønnsomme områder. Derfor kan heller ikke lav avkastning i de norske filialene forklares ved at avkastningen på norsk sokkel har vært lav. *Slik vi ser det er det derfor ingen naturlige årsaker som taler for at avkastningen i de norske filialene er så lav som vi observerer.*

En annen observasjon er at det ikke ser ut til å være spesielt stor *samvariasjon* mellom avkastningen i de norske filialene og avkastningen i morselskapet. I perioden 2006-2008 burde vi for eksempel forvente en høyere avkastning enn i andre år, ettersom avkastningen i morselskapene er svært høy i denne perioden. Avkastningene i de norske filialene har imidlertid vært på et normalt lavt nivå i disse tre årene. Den svake samvariasjonen er i selv et tegn på overskuddsflytting fra de norske filialene.

Basert på diskusjonen ovenfor er det rimelig å anta at det utøves overskuddsflytting fra de norske filialene. I det følgende vil vi derfor se nærmere på hver av selskapsfunksjonene for å danne et bilde av hvorvidt overskuddsflyttingen er relatert til én eller flere av funksjonene.

8.2.1 Operatørselskapene

Den faktiske avkastningen i operatørselskapene har i perioden vært 1,1 pst. Dette er 6,5 pp. lavere enn teoretisk avkastning og 7 pp. lavere enn avkastningen i morselskapene. Fra figur 8.3 ser vi at avkastningen i lavkonjunkturårene 2000-2005 har vært nokså ustabil, men vesentlig lavere enn både teoretisk avkastning og avkastningen til morselskapene.



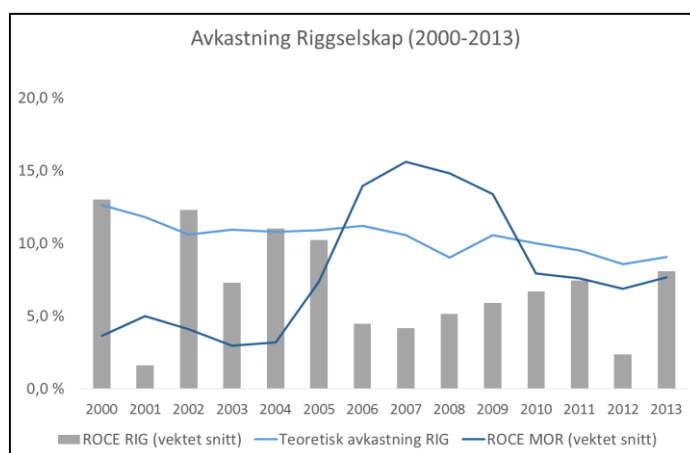
Figur 8.3 Avkastning Operatørselskap (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

For perioden 2009-2013 har den faktiske avkastningen i operatørselskapene vært langt mer stabil og langt mer forenelig med både teoretisk avkastning og avkastningen til morselskapene. Avkastningen var særlig god i 2013, hvor den var høyere enn både teoretisk avkastning og

avkastningen i morselskapet. *Det kan dermed tyde på at avkastningen i senere år ikke har vært spesielt lav.*

8.2.2 Riggselskapene

Den faktiske avkastningen i riggselskapene har i perioden vært 7,1 pst. Avkastningen i riggselskapene har dermed vært betydelig høyere enn hva den har vært for de øvrige selskapsfunksjonene. Dette samsvarer med at risikoen, og dermed også den teoretiske avkastningen, i disse filialene er vesentlig høyere. Den faktiske avkastningen er likevel 3,3

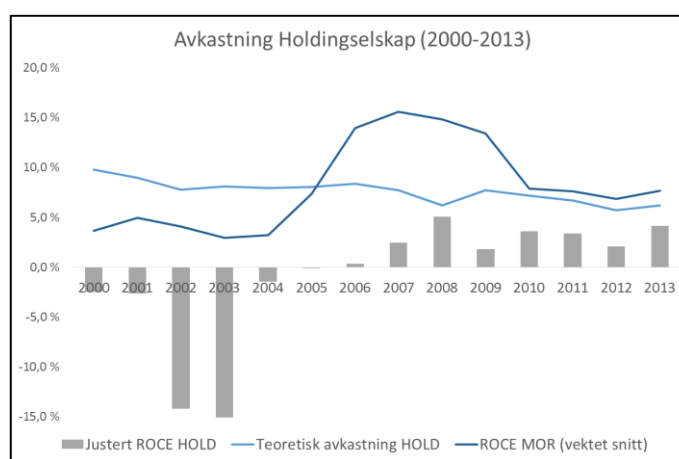


Figur 8.4 Avkastning Riggselskap (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

pp. lavere enn teoretisk avkastning. Figur 8.4 viser imidlertid at det har vært stor variasjon i avkastningen fra år til år. Avkastningen fram til 2005 var generelt god og stort sett sammenfallende med teoretisk avkastning. I senere år har avkastningen vært lavere.

8.2.3 Holdingselskapene

Den faktiske avkastningen i holdingselskapene har i perioden vært -1,0 pst. Dette er henholdsvis 8,9 pp. og 9,1 pp. lavere enn teoretisk avkastning og morselskapets avkastning. Avkastningen har vært negativ i hele perioden fra 2000 til 2006 (se figur 8.5). Lavkonjunkturperioden fra 2000 til 2004 ga tilsynelatende betydelig utslag for de norske holdingselskapene. Fra 2007 har avkastningen vært positiv, men fremdeles betydelig lavere enn både den teoretiske avkastningen og avkastningen til morselskapene.



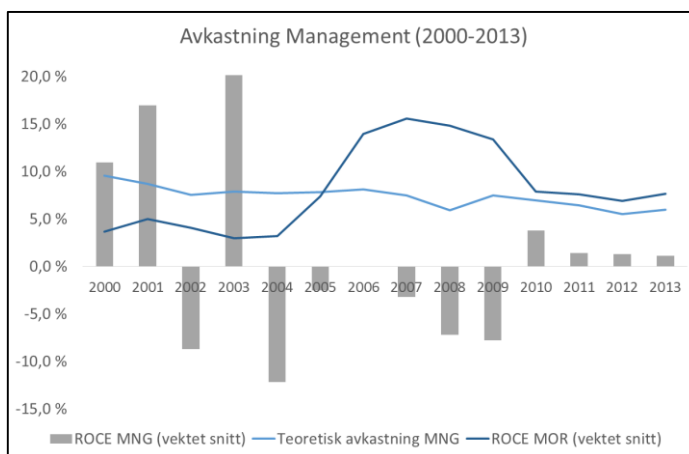
Figur 8.5 Avkastning Holdingselskap (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

8.2.4 Managementselskapene

Den faktiske avkastningen i managementselskapene har i perioden vært 1,0 pst. Dette er 6,4 pp. lavere enn teoretisk avkastning og 7,1 pp. lavere enn avkastningen i morselskapet. Figur 8.6 viser at den faktiske avkastningen i management-

selskapene har vært svært varierende i perioden. De ekstreme utslagene fra 2000 til 2004 skyldes trolig få

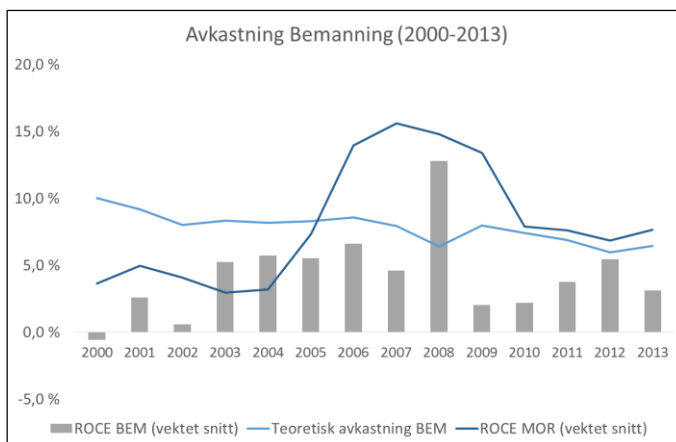
observasjoner, og må ilegges mindre vekt, siden disse trolig ikke er representative for andre managementselskaper i perioden. Fra 2005 er avkastningen noe mer stabil, men gjennomgående svært lav, og til dels negativ.



Figur 8.6 Avkastning Management (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

8.2.5 Bemanningsselskapene

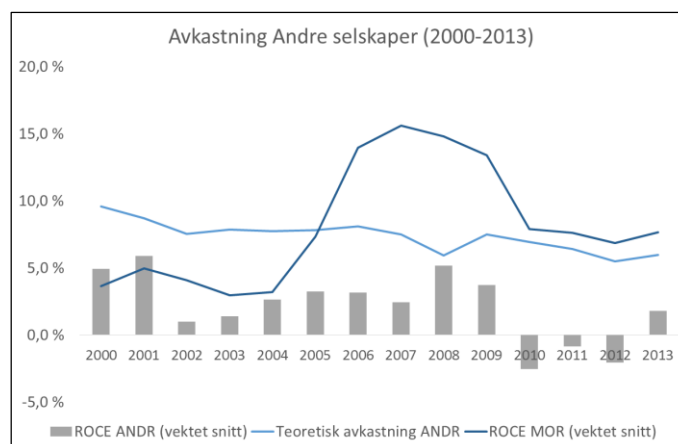
Den faktiske avkastningen i bemanningsselskapene har i perioden vært 4,0 pst. Dette er 3,6 pp. lavere enn teoretisk avkastning og 4,1 pp. lavere enn avkastningen i morselskapene. Figur 8.7 viser at avkastningen har vært lavere enn teoretisk avkastning og morselskapets avkastning i samtlige år (sett bort ifra 2008).



Figur 8.7 Avkastning Bemanning (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

8.2.6 Andre selskaper

Den faktiske avkastningen i de andre selskapene har i perioden vært på 2,1 pst. Dette er 5,2 pp. lavere enn teoretisk avkastning og 6,0 pp. lavere enn avkastningen i morselskapene for samme periode. Figur 8.8 viser at avkastningen har vært lavere enn teoretisk avkastning i samtlige år. I enkelte år har avkastningen vært negativ.



Figur 8.8 Avkastning Andre selskaper (2000-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

8.3 Tolkning av resultater

Sammenligningen av faktisk avkastning for de norske filialene mot teoretisk avkastning viser at avkastningen i de norske filialene har vært svært lav i perioden. Som vi allerede har påpekt, så kan dette delvis forklares ved at den globale avkastningen i bransjen, uttrykt ved morselskapene, har vært lav. Likevel viser gjennomgangen av de ulike selskapsfunksjonene at forskjellen mellom teoretisk og faktisk avkastning er vesentlig større for de norske filialene enn forskjellen mellom teoretisk og faktisk avkastning for morselskapene. Mens forskjellen mellom teoretisk og faktisk avkastning har vært 2,0 pp. for morselskapene, har forskjellen mellom teoretisk og faktisk avkastning til de ulike selskapsfunksjonene i gjennomsnitt vært 5,8 pp. Det er tvilsomt at selskaper uten konserntilknytning over en lengere periode ville godtatt en så lav avkastning som vi observerer. På lang sikt bør den faktiske avkastningen i gjennomsnitt tilsvare teoretisk avkastning, ellers burde vi observert redusert boreaktivitet på norsk sokkel. Dette er ikke tilfellet. Antall rigger på norsk sokkel har i perioden økt med 50 pst, fra 24 enheter i 2000 til 36 enheter i 2013 (Oljedirektoratet, 2013).

Vi finner det derfor rimelig å anta at det foregår overskuddsflytting fra de norske filialene.

Fra sammenligningen er det i tillegg fire andre viktige funn: i) Avkastningen er lav for alle selskapsfunksjonene, ii) avkastningen er spesielt lav i holdingselskapene, iii) avkastningen i operatørselskapene har ikke vært spesielt lav de siste fire årene og iv) avkastning i riggselskapene har vært høy fra 2000 til 2005.

i) *Lav avkastning for alle selskapsfunksjonene*: Analysen viser at avkastningen har vært gjennomgående lav for alle selskapsfunksjoner. Dersom det foregår overskuddsflytting, er det derfor mye som tyder på at dette ikke bare er relatert til kun én av selskapsfunksjonene. Selv om boreselskapene argumenterer for at en oppsplitting av funksjoner er av praktiske årsaker, vil en slik oppsplitting gjøre det mer krevende for skattemyndighetene å overvåke selskapene, og dermed lettere å flytte overskudd. Et annet viktig poeng er at siden avkastningen er gjennomgående lav for alle selskapsfunksjonene, er *overskuddsflyttingen derfor trolig ikke relatert til kun én metode* (som for eksempel overprising av konsernintern bareboat-leie). Trolig benytter boreselskapene seg av flere metoder for overskuddsflytting.

ii) *Spesielt lav avkastning i holdingselskapene*: Analysen viser at holdingselskapene har hatt en spesielt lav (negativ) avkastning i perioden. Rent intuitivt burde vi forvente å observere at avkastningen i holdingselskapene reflekterte avkastningen i holdingselskapets datterselskaper. Når dette ikke er tilfellet, kan en naturlig slutning være at det også foregår overskuddsflytting i holdingselskapene. Siden holdingselskapene ikke har egen drift, vil en slik overskuddsflytting relatere seg til tap på finansielle poster, ved for eksempel internt salg av norske eller utenlandske datterselskaper til underpris.

iii) *Ikke lav avkastning i operatørselskapene de siste fire år*: Noe oppsiktsvekkende finner vi også at avkastningen i operatørselskapene ikke har vært spesielt lav de siste fire årene (2009-2013). En høyere avkastning i operatørselskapene kan fra et kritisk perspektiv tenkes å skyldes at operatørselskapene i større grad er i skattemyndighetene søkelys enn hva eksempelvis bemanningsselskapene er. Siden det er operatørselskapene som utøver de primære aktivitetene på norsk sokkel, er det gjerne også disse som blir ansett som de primære skattesubjektene av boreselskapenes norske virksomhet. En effekt av dette er at overskuddsflyttingen fra operatørselskapene blir dyrere. Fra skatteytters perspektiv kan det derfor være rasjonelt heller å redusere avkastningen i de andre selskapsfunksjonene, som for eksempel fra bemannings- eller managementselskapene. Funnene vi gjør tilsier imidlertid at avkastningen til disse selskapene *ikke* har blitt vesentlig redusert i samme periode.

iv) *Høy avkastning i riggselskapene fra 2000-2005*: Vi observerer at avkastningen i riggselskapene har vært spesielt høy i perioden 2000-2005. Til sammenligning var dette en periode med svært lav avkastning for morselskapene og de øvrige selskapsfunksjonene. Et viktig poeng er at fram til 2006 var de norske riggselskapene omfattet av rederi-skatteordningen (se 3.2.1), og selskapene hadde derfor ikke incentiv til å flytte overskudd fra

disse selskapene. Snarere hadde selskapene i denne perioden incentiv til å flytte overskudd fra de øvrige selskapsfunksjonene til de norske riggselskapene, siden disse var omfattet av et gunstig skattereglement. Den høye avkastningen frem til 2005 *kan* dermed skyldes overskuddsflytting *fra* de øvrige norske filialene (eller utenlandske filialer) *til* riggselskapene. Årene fram til 2006 er imidlertid preget av få observasjoner (riggselskaper) og det er derfor usikkert hvorvidt dette kan generaliseres til de øvrige riggselskapene som var aktive før 2006, men som ikke inngår i utvalget vårt. Funnene er likevel oppsiktsvekkende. Dersom vi ser på årene etter 2006, har den faktiske avkastningen i gjennomsnitt har vært 5,8 pst. Årene etter 2006 var likevel svært gode år for morselskapene, så her burde vi derfor forventet en høyere avkastning hos riggselskapene enn avkastningen til morselskapene (siden risikoen i riggselskapene er høyere). Når vi ikke finner dette kan det tyde på overskuddsflytting *fra* riggselskapene i perioden etter 2006.

8.4 Kapittelkonklusjon

Vi finner at avkastningen i de norske filialene samlet har vært 2,4 pst. i perioden 2000-2013. Til sammenligning har avkastningen i morselskapene vært 8,1 pst. for samme periode. Avkastningen i de norske filialene er også betydelig lavere enn hva risikoen, og filialenes teoretiske avkastning skulle tilsi. Vi finner få argumenter for at disse observasjonene er tilfeldige, og konkluderer derfor med at boreselskapene benytter metoder for overskuddsflytting.

9 Metoder for skatteplanlegging i borebransjen

I forrige kapittel konkluderte vi med at det foregår overskuddsflytting i borebransjen. Siden vi sammenligner avkastning på sysselsatt kapital, vil vi kun avdekke om det foregår overskuddsflytting knyttet til driftsrelaterte poster (i hovedsak internprising), og ikke finansielle poster (for eksempel tynn kapitalisering). Metoden vi har benyttet vil heller ikke avdekke hvilke metoder for overskuddsflytting som boreselskapene benytter. I dette kapitlet vil se nærmere på de ulike metodene for skatteplanlegging som vi introduserte i 3.3, og diskutere i hvilken grad det er rimelig å anta at boreselskapene benytter de ulike metodene.

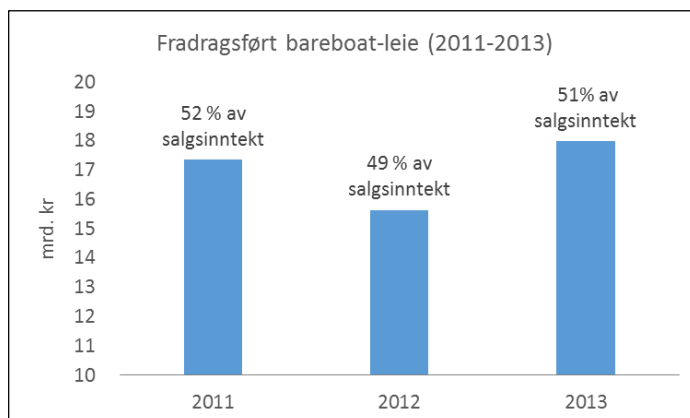
9.1 Bruk av internprising

En gjennomgang av regnskapene til filialene i utvalget viser at de største⁵⁶ interne transaksjonene er knyttet til konsernintern bareboat-leie og managementavgifter.

9.1.1 Bareboat-leiebetalinger

Armlengdepriser for bareboat-leie av borerigger kan være krevende å fastsette korrekt av to årsaker; *i) utstyrsnivå kan variere betydelig fra rigg til rigg og ii) leieformen er kun vanlig mellom nærstående parter*. I tillegg til dette er riggmarkedet svært volatilt, og tidspunkt for kontraktsinngåelse vil være svært avgjørende for leieprisen. Dette gjør det også svært krevende for skattemyndighetene å kontrollere at leien er fastsatt korrekt. Derfor kan boreselskapene ha incentiv til å sette høy leie for boreriggene for å skifte overskudd fra de norske operatørselskapene til riggselskapet i utlandet. Siden alle boreselskapene er organisert på tilnærmet lik måte, vil alle selskapene ha incentiv til å forsvare høye leiepriser. Dette *kan* gi selskapene incentiv til skjult samarbeid for å holde markedsprisen på et kunstig høyt nivå.

Basert på gjennomgang av regnskapsnotene til operatørselskapene finner vi at det i 2013 ble fradragsført konserninterne kostnader knyttet til bareboat-leie av borerigger på 18,0 mrd. kr. I 2012 og 2011 utgjorde tilsvarende beløp henholdsvis 15,6 og 17,3 mrd. kr. Våre beregninger er noe lavere enn beregninger presentert av Skatteetaten,



Figur 9.1 Fradragsført bareboat-leie (2011-2013) Kilde: Utarbeidet av forfatter

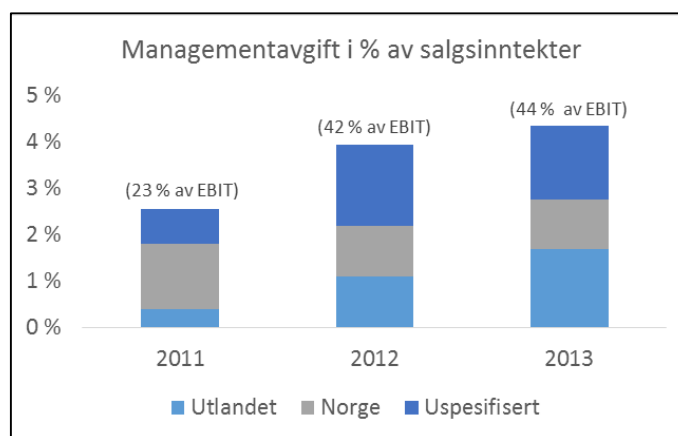
⁵⁶ Sett bort ifra utleie av personell som i de fleste tilfeller kun innebærer transaksjoner mellom to norske filialer.

som viser at det i 2012 og 2011 ble fradragsført konserninterne kostnader knyttet til bareboat-leie på henholdsvis 16,6 og 20,1 mrd. kr (NOU, 2014). Skatteetatens beregninger inkluderer imidlertid også en mindre andel knyttet til bareboat-leie av andre fartøyer. Våre beregninger bekrefter derfor langt på vei Skatteetatens beregninger, og viser at slike leiebetalinger er av en vesentlig størrelse. Vi finner i tillegg at slike leiebetalinger i de tre årene har utgjort rundt 50 pst. av operatørselskapenes salgsinntekter.

Størrelsen på leiebetalingene er i seg selv likevel ikke et argument for at de brukes til overskuddsflytting. For å kunne hevde at leiebetalingene benyttes til overskuddsflytting må vi i så tilfelle si noe om hva som er riktig armlengdepris for slike leiebetalinger. Dette kan være svært utfordrende fordi armlengdepriser for bareboat-leie avhenger av mange ulike forhold, som riggspekifikasjoner, varighet og kontraktsinnngåelse. Siden slike leieavtaler sjelden inngås mellom to uavhengige parter er det også svært krevende å si noe om hva to uavhengige parter ville avtalt. Et viktig poeng er likevel at slike leiebetalinger normalt utgjør rundt 85-90 pst. av alle transaksjoner som operatørselskapet har med nærstående selskaper i utlandet (forfatters beregninger). Når analysen vår allerede har antydnet at operatørselskapene trolig benytter internprising til overskuddsflytting, er det derfor nærliggende å tro at slike leiebetalinger blir benyttet til overskuddsflytting.

9.1.2 Managementavgift

I delkapittel 2.4 så vi at boreselskapene normalt strukturerer seg slik at ett eller flere av selskapene i konsernet utfører konsernets administrative oppgaver. For denne tjenesten betaler de øvrige selskapene i konsernet en *managementavgift*. Basert på en gjennomgang av de norske filialene, finner vi at fradragsførte managementavgifter i 2013 utgjorde i overkant av 4,3 pst. av



Figur 9.2 Managementavgift i pst. av salgsinntekter. Vektet gjennomsnitt. Kilde: Utarbeidet av forfatter

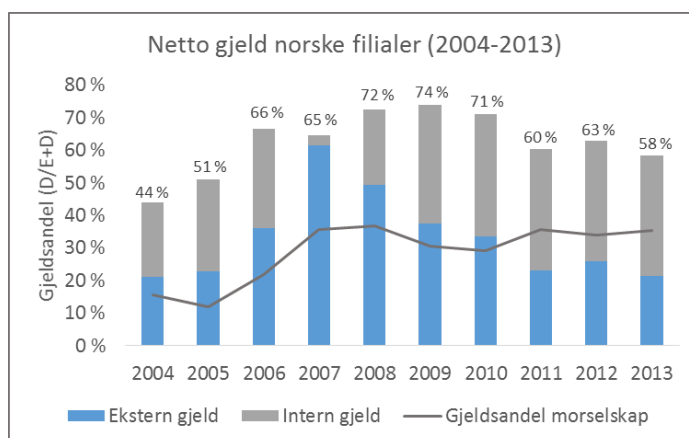
selskapenes salgsinntekter (se figur 9.2). Av disse ble rundt 40 pst. betalt til nærstående selskaper i utlandet, 25 pst. blir betalt til nærstående selskaper i Norge, mens 35 pst. er ikke spesifisert.

Beregningene er basert på de filialene som eksplisitt oppgir managementavgiftene i regnskapsnotene. I 2013 utgjorde dette i overkant av 30 pst. av selskapene i utvalget. For disse selskapene utgjorde overføringene til utenlandske managementselskaper nær 600 mill. kr⁵⁷. Forutsatt at disse filialene er representative for de øvrige filialene i utvalget, *fradragsføres det årlig rundt 1,2-1,8 mrd. kr for managementtjenester til nærstående filialer i utlandet.*

Størrelsen på managementavgiftene sier imidlertid i seg selv lite om hvorvidt managementavgiftene brukes til overskuddsflytting. Beregningene viser likevel at slike betalinger er av en betydelig størrelse. Tjenestene som management-selskapene leverer er svært vanskelig å fastsette armlengdepriser for siden det ikke er fysiske varer som omsettes. Det er dermed krevende for skattemyndighetene å kontrollere at disse betalingene er satt i tråd med armlengdeprinsippet, og gir dermed boreselskapene et visst rom til å prise slike tjenester utover armlengdeprisen. Likevel kan vi ikke uten videre slå fast at selskapene faktisk benytter managementavgiftene til overskuddsflytting.

9.2 Bruk av tynn kapitalisering

Ettersom analysen av avkastning i de foregående kapitlene er basert på avkastning på sysselsatt kapital (gjeld og egenkapital), fanger ikke analysen opp overskuddsflytting ved bruk av gjeld. Ved å erstatte egenkapital med gjeld i de norske filialene, kan imidlertid boreselskapene redusere det skattbare resultatet ytterligere (se 3.3.2). Figur 9.3 viser bruken av gjeld



Figur 9.3 Netto gjeld i norske filialer (2004-2013) Vektet gjennomsnitt. Kilde: Utarbeidet av forfatter

i de norske filialene for perioden 2004-2013⁵⁸. *Gjeldsandelen*⁵⁹ i de norske filialene har i perioden vært gjennomgående høy, med en gjennomsnittsverdi på 63 pst. Til sammenligning ser vi at morselskapenes gjennomsnittlige gjeldandel for samme periode kun har vært 29 pst.

Analysen viser i tillegg at de norske filialene i gjennomsnitt har hatt en *intern gjeldsandel* på 30 pst. og en *ekstern gjeldsandel* på 33 pst. i perioden. Dette tilsier at om lag halvparten av

⁵⁷ I tillegg tilkommer trolig en andel av managementbetalingene som er klassifisert som uspesifisert

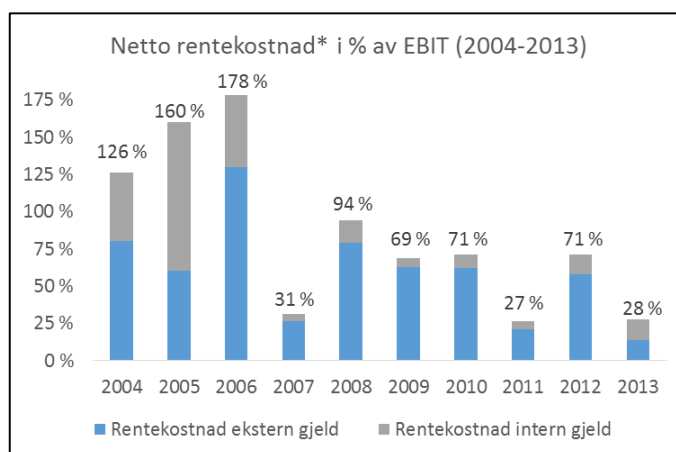
⁵⁸ Intern gjeld og ekstern gjeld er ikke eksplisitt oppgitt før 2004

⁵⁹ Basert på bokførte verdier

gjelden i de norske filialene er intern gjeld. I praksis kan imidlertid den interne gjeldsgraden være noe høyere. Basert på en gjennomgang av enkelte selskaper, finner vi at intern gjeld i mange tilfeller er feilaktig klassifisert som ekstern gjeld. Dette kommer veldig tydelig fram i 2007, der nesten all gjeld ser ut til å være klassifisert som ekstern gjeld. Dermed vil trolig den interne gjelden være noe høyere enn hva vi faktisk observerer.

Siden den eksterne gjeldsandelen i de norske filialene er forholdsvis lik som gjeldsandelen i morselskapene, kan det derfor virke som om boreselskapene i mindre grad benytter den *eksterne gjeldsflyttingsmekanismen*. Derimot kan det tydelig se ut til at boreselskapene benytter seg av den *interne gjeldsflyttingsmekanismen*, siden den interne gjeldsandelen er på nær 30 pst. (i realiteten er den trolig også enda høyere).

En høy gjeldsandel vil i de norske filialene vil bidra til å redusere skattebelastningene ytterligere. Av figur 9.4 ser vi at rentekostnaden⁶⁰ til tider har bidratt til å redusere filialenes skattbare resultat betydelig. Rentebetalingene har i perioder vært høyere enn driftsresultatet (EBIT), noe som fører til et negativt skattbart resultat for alle de norske filialene.



Figur 9.4 Netto rentekostnad i pst. av EBIT (2004-2013) *Eks. annen finanskostnad. Kilde: Utarbeidet av forfatter

Figuren viser imidlertid store

variasjoner. Dette impliserer imidlertid ikke at rentekostnadene har endret seg vesentlig i perioden, men skyldes i hovedsak store variasjoner i driftsresultatet i perioden. Beregningene våre viser at den gjennomsnittlige rentekostnaden i prosent av EBIT har vært 86 pst., hvilket tilsier at skattegrunnlaget i de norske selskapene, har blitt redusert betydelig som følge av den høye gjeldsandelen. Av figur 9.4 kan det se ut som om rentekostnadene er dominert av ekstern gjeld, men dette skyldes trolig feilklassifiseringer av intern gjeld, slik at rentekostnaden på intern gjeld i realiteten er større⁶¹.

⁶⁰ Netto rentekostnad. Inkluderer ikke posten «andre finanskostnader». Basert på gjennomgang av enkelte selskaper, kan gjeld være klassifisert som «andre finsnskostnader»

⁶¹ Intern gjeld kan være feilklassifisert som «ekstern gjeld» eller «andre finanskostnader»

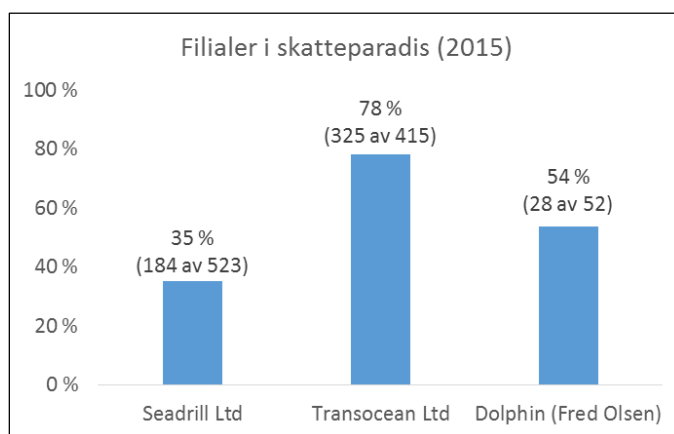
Vi finner det derfor sannsynlig at selskapene benytter (intern) gjeldsflytting for å redusere sin skattebelastning i Norge, og at dette sammen med et driftsresultat som i utgangspunktet er lavt, er med på å redusere skattebelastning i de norske filialene.

9.3 Bruk av skatteparadiser

I avsnitt 3.3.3 presenterte vi at flernasjonale selskaper kan allokere overskudd til skatteparadiser. Vi finner i vår gjennomgang at bruken av slike skatteparadiser er svært utbredt blant boreselskapene. Mange av boreselskapene er svært åpne om bruk av skatteparadiser. I kvartalsrapporten til Sevan drilling for andre kvartal 2014, ble det gitt følgende kommentar til en eventuell utflagging:

«Utflyttingen til Bermuda er ventet å redusere kostnadene og bedre skatteposisjonen for hovedaksjonæren (Seadrill Limited) og aksjonærer som holder til utenfor EØS-området.»

Figur 9.5 viser omfanget av bruk av skatteparadiser for tre utvalgte boreselskaper⁶². Av figuren 9.5 ser vi at 35 pst. av alle Seadrill sine filialer er registrert i skatteparadiser. Tilsvarende tall for Transocean og Dolphin er henholdsvis 78 pst. og 54 pst. De fleste av disse land er uten egne oljeforekomster, og det er derfor iøynefallende at over 50 pst. av alle



Figur 9.5 Filialer av boreselskapene i skatteparadis (2015). Kilde: Utarbeidet av forfatter

selskapene likevel er registrert her. Omfanget av bruk av skatteparadiser peker også i retning av omfattende skatteplanlegging i boreselskapene. Det er trolig få andre incentiver til at over 50 pst. av selskapene er registrert på steder der boreselskapene ikke har noen reell aktivitet.

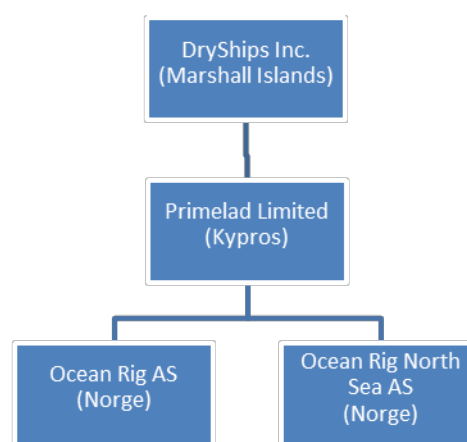
Som påpekt i 2.4 legger for eksempel boreselskapene riggeierskapet (og andre selskapsfunksjoner) i skatteparadis. Dette er en bevisst, men fullt lovlig form for skatteplanlegging. Det er først når den leieprisen som betales for riggen blir satt for høyt at vi snakker om overskuddsflytting. Bruk av skatteparadiser er dermed ikke nødvendigvis ulovlig. Men kan være skadelig, siden det er med på å undergrave skatteprovenyet.

⁶² Oversikten baserer seg på land som ifølge OECD blir ansett som skatteparadiser. (OECD, 1998)

9.4 Bruk av gjennomstrømningsland og treaty shopping

I vår gjennomgang av alle filialenes eierstruktur finner vi at bruk av gjennomstrømningsland og treaty shopping for å kanalisere utbyttebetalinger inn og ut av Norge benyttes i mindre grad. I de fleste tilfeller eies de norske filialene direkte av morselskap i et typisk skatteparadis som ikke har skatteavtale med Norge. Når vi observerer lite bruk av gjennomstrømningselskaper, kan dette komme av at substanskravet (se 3.3.4) gjør det vanskelig å unngå kildeskatt på slike utbyttebetalinger.

Vi finner likevel et par tilfeller av anvendelse av gjennomstrømningselskaper. De norske filialene av Ocean Rig er et eksempel på dette. Figur 9.6 viser at de norske filialene er eid av det kypriotiske selskapet Primelad Limited. Kypros har skatteavtale med Norge, noe som gjør at utbyttebetalinger fra de norske filialene er unntatt norsk kildeskatt (Finansdepartementet, 2014). Videre er Primelad Limited indirekte eid av DryShips Inc., et selskap gjemmehørende på Marshall Islands. Ved bruk av selskapet på Kypros som mellomværende kan derfor Ocean Rig unngå å betale skatt på utbyttebetalinger. Hadde de norske filialene vært direkte eid av DryShips Inc., ville det påløpt kildeskatt på utbyttebetalingene.



Figur 9.6 Selskapsstruktur Ocean Rig. Kilde: Orbis, Utarbeidet av forfatter

I vår gjennomgang at utvalget finner vi imidlertid at manglende transparens gjør det vanskelig fullt ut å kartlegge den faktiske eierstrukturen i selskapene. Det kan dermed tenkes at anvendelsen av gjennomstrømningselskaper er mer utbredt enn vi finner.

9.5 Risikoflitting og kostnadsovervelting

I tillegg til de mer tradisjonelle metodene som er diskutert i de foregående delkapitlene finner vi også eksempler på bruk av det vi vil ønske å kalle *risikoflitting* og *kostnadsovervelting*⁶³. Boreselskapene kan ha incentiv for å skifte mer risiko over på de norske filialene i underskuddperioder, enn hva som normalt fremgår av de konserninterne avtalene, siden underskudd gir utsatt skattefordel til senere år. Vi antydte i delkapittel 8.1 at vi kunne se en

⁶³ Begge disse er i prinsippet varianter av internprising.

tendens til dette under lavkonjunkturen fra 2000 til 2004. De norske filialene så ut til å ha en betydelig høyere risiko, og følgelig lavere avkastning i denne perioden.

Vi observerer også tendenser til mer direkte *kostnadsovervelting*. Vi observerer blant annet i flere tilfeller at boreselskapene oppretter operatørselskaper som er tiltenkt å drifte et nybygg lenge før denne er klar til levering. Dermed påløper det kostnader i operatørselskapene uten at de har noen inntektsside. Et eksempel på dette er det norske operatørselskapet *Maersk Intrepid A/S NUF*. Dette operatørselskapet ble formelt etablert i november 2013, og har inngått en fireårig borekontrakt med oljeselskapet Total E&P samt en bareboat-avtale med nærstående riggeier for tilsvarende periode. Riggen startet å bore sent i 2014. Årsregnskapet for 2013 viser imidlertid et underskudd på 39 mill. nok før skatt. I årsberetningen heter det at:

«Maersk Intrepid Norge A/S NUF har i 2013 startet forberedelsene til drift av boreriggen Maersk Intrepid på Norsk Sokkel ... Styret er oppmerksom på at selskapet ikke har hatt inntekter i 2013. Dette er helt etter planen.»

Vi finner det oppsiktsvekkende at et norsk operatørselskap påtar seg betydelige kostnader over ett år før riggen er klarert for boring. Når selskapene jobber på kortvarige kontrakter, er det tvilsomt at et uavhengig investeringsselskap ville pådratt seg et såpass stort underskudd før kontraktsperioden. Basert på sammenligning med de andre operatørselskapene i Maersk-konsernet, utgjør trolig underskuddet på 39 mill. nok rundt to års driftsresultat. Over en 4-års kontraktsperiode er det tvilsomt at et uavhengig selskap ville godtatt dette.

Et annet eksempel er operatørselskapet North Sea Drilling Group AS (NSDG) som var ment å drifte riggen *Troll Solutions*. NSDG begynte å pådra seg kostnader i god tid før riggen *Troll Solutions* var klar. I løpet av perioden 2009-2011 hadde selskapet et samlet underskudd på 22 mill. nok. Riggen ble forsinket, og kontrakten med oljeselskapet ble terminert, og riggen endte aldri opp med å operere på norsk sokkel. Dette viser at en betydelig risiko ble lagt over på den norske filialen fra riggeiende selskap, og det er tvilsomt om et uavhengig selskap ville inngått en slik avtale.

9.6 Kapittelkonklusjon

Ved gjennomgang av de ulike metodene for skatteplanlegging gjør vi konkrete funn som tyder på at enkelte av metodene benyttes. Funnene fra kapittel 8 antyder at boreselskapene benytter internprising til overskuddsflytting. Analysen vår peker videre i retning av at bareboat-leiebetalinger og managementavgifter *kan* benyttes til overskuddsflytting, men på bakgrunn av

nærmer analyse kan vi ikke slå fast at de faktisk benyttes. Vi finner videre at de norske filialene har en svært høy andel intern gjeld, og at dette er med på å redusere skattegrunnlaget. Vi finner i tillegg at boreselskapene aktivt benytter skatteparadiser, men finner mindre bruk av gjennomstrømming og treaty shopping. Vi gjorde i tillegg funn som tyder på at selskapene foretar risikoskifting og kostnadsovervelting.

10 Konklusjon

I denne utredningen har vi sett på bruken av skatteplanlegging i den norske borebransjen. Utredningen har hatt som formål å besvare problemstillingen om hvorvidt det utøves skatteplanlegging i den norske borebransjen, og i så tilfellet, hvilke metoder som blir benyttet. Utredningen har hatt som hovedfokus å avdekke overskuddsflytting ved internprising, men drøfter også i utredningens siste kapittel (9) bruk av andre metoder.

For å besvare problemstillingen har vi analysert avkastningen (ROCE) til 76 norske filialer av flernasjonale boreselskaper for perioden 2000-2013, og sammenlignet denne med filialenes teoretiske avkastning (VAK). *I utredningen fant vi at avkastningen i de norske filialene i perioden i gjennomsnitt har vært på 2,4 pst. Til sammenligning har den globale avkastningen i boreselskapene vært 8,1 pst. for samme periode.* En lav avkastning i de norske filialene kan til dels forklares ved at risikoen i disse er lavere. Likevel finner vi også at avkastningen i filialene er langt lavere enn den risikjustert teoretisk avkastning (VAK). Dette er ikke tilfellet for morselskapets avkastning, som i større grad er sammenfallende med teoretisk avkastning. *Det betyr at avkastningen i de norske filialene, når vi justerer for forskjell i risiko, har vært betydelig lavere enn boreselskapenes globale avkastning.*

Vi har vanskeligheter for å tro at en avkastning i de norske filialene på 2,4 pst. ville blitt godtatt av selskaper uten konserntilknytning, og konkluderer derfor med at det foregår overskuddsflytting fra boreselskapenes norske filialer.

Mangel på transparens gjør det krevende å avdekke hvilke metoder for overskuddsflytting som blir benyttet. Vår analyse gir likevel indikasjoner på at boreselskapene flytter overskudd ved å sette *høye leiepriser på konsernintern leie av borerigger* som blir leid ut til de norske operatørselskapene fra nærstående selskaper i skatteparadis. I tillegg finner vi at det hvert år fradragsføres forholdsvis *store beløp for managementavgifter* til utlandet. Hvorvidt disse betalingene er priset riktig i henhold til armlengdeprinsippet, er vanskelig å avgjøre.

I tillegg konkluderer denne utredningen med at boreselskapene ytterligere reduserer skattebelastningen sin ved å erstatte egenkapital i de norske filialene med intern gjeld. Gjeldsandelen i de norske filialene er over dobbelt så høy som boreselskapenes globale gjeldsgrad, og rentebetalingene på gjelden i de norske filialene utgjør i enkelte år over 100 pst. av selskapenes driftsresultat (EBIT). Videre gjør vi funn som viser anvendelsen av skatteparadiser, treaty shopping og risikosifting.

Med dette kan vi besvare utredningens overordnede problemstilling og konkludere med at våre funn gir tydelig hold i påstanden om at det utføres aktiv skatteplanlegging og overskuddsflytting i borebransjen.

11 Begrensninger og videre forskning

Avslutningsvis i denne utredningen vil vi i belyse begrensninger ved utredningen og metoden den er basert på. Vi vil også gi innspill til hva som er en naturlig fortsettelse av vårt arbeid.

Begrensninger ved datasettet

Datasettet er utarbeidet på bakgrunn av selskapenes innrapporterte regnskap. Vi har ikke hatt anledning til å kvalitetssikre dataene i den forstand at enkelte poster kan være feilrapporter fra selskapenes side. Eksempler på dette er for eksempel at enkelte driftskostnader kan være feilaktig rapportert som finanskostnader, eller at ekstraordinære poster i prinsippet ikke er ekstraordinære.

Begrensning ved utvalget

Utvalget av norske filialer er utarbeidet basert på selskaper som er aktive per 2015, og som leverte regnskapsdata til og med 2013. Dersom det er selskaper som var aktive frem til 2012 eller tidligere, men ikke har levert regnskap i 2013, er disse ikke inkludert i utvalget, siden det er mer krevende å finne data på avviklede selskaper. En annen begrensning ved utvalget er at enkelte selskaper kan ha endret selskapsfunksjon gjennom perioden (fra for eksempel operatørselskap til holdingselskap). Klassifiseringen er i utgangspunktet basert på regnskapsåret 2013, men vi har i et par tilfeller omklassifisert selskaper som har hatt en annen selskapsfunksjon i tidligere år. På grunn av det omfattende arbeidet med å gjennomgå regnskapsnotene til hver enkelt selskap, har det ikke vært mulig å gjøre dette for alle selskaper i alle år. I tidligere år kan derfor noen av selskapene være feilklassifisert. En tredje begrensning ved utvalget er at det i årene fram til 2005 er få observasjoner. Dermed vil enkelte observasjoner i disse årene kunne gi uforholdsmessig store utslag, som ikke nødvendigvis er representativt for hele bransjen.

Begrensning ved metode

Beregning av avkastning slik vi har gjort i denne utredningen er på mange måter et spørsmål om fordeling av risiko mellom de ulike filialene, samt å definere hva som er relevant risiko. Vi har berørt temaet og gjort våre vurderinger og argumentasjoner vedrørende dette. Dette er imidlertid et svært krevende tema. Dette er også like så mye et politisk og juridisk spørsmål som det er økonomisk. Vi har derfor ikke kunnet behandle alle disse aspektene innenfor rammene av denne utredningen. Resultatene av vår analyse vil derfor kunne avhenge av hvordan denne risikoen defineres og fordeles.

Forslag til videre forskning

En naturlig fortsettelse av vårt arbeid vil være å utbedre overnevnte begrensninger. Særlig kan det gjøres videre forskning på risikofordelingen mellom filialene. I tillegg kan det være interessant å gå mer i dybden av metodene som vi presenterer i kapittel 9. Interessant forskning kan også være å beregne hva som er riktig armlengdepriser på bareboat-leie.

12 Referanseliste

- Balsvik, R., Jensen, S., Møen, J., & Tropina, J. (2009). *SNF Rapport nr 11/09 - Kunnskapsstatus for hva økonomisk forskning har avdekket om flernasjonale selskapers internprising i Norge*. SNF - Senter- og Næringslivsforskning AS. Hentet 10.06.2015 fra <http://skatteparadis.attac.no/wp-content/uploads/2012/03/Kunnskapstatus-for-multinasjonale-selskapers-internprising-i-Norge.pdf>
- Berk, J., & DeMarzo, P. (2011). *Corporate Finance: The Core* (2. utg.). Pearson Education.
- Bloomberg. (2015). Bloomberg Terminal. Bloomberg L.P. Hentet 15.01.15 - 15.06.2015
- Bodie, Z., Kane, A., & Marcus, A. J. (2011). *Investments and Portfolio Management* (9. utg.). New York: McGraw-Hill/Irwin.
- Damodaran, A. (2012a). *Investment valuation* (3. utg.). Wiley.
- Damodaran, A. (2012b). *Damodaran Online*. Hentet 04.06.2015 fra <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/betas11.xls>
- Damodaran, A. (2014a). *Damodaran Online*. Hentet 04.06.2015 fra <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/betaEurope13.xls>
- Damodaran, A. (2014b). *Damodaran Online*. Hentet 04.06.2015 fra <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/archives/totalbetaGlobal13.xls>
- Damodaran, A. (2015, Januar). *Country Default Spreads and Risk Premiums*. Hentet 21.03.2015 fra [stern.nyu.edu - : http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html)
- Finansdepartementet. (1995). *Retningslinjer for internprising for flernasjonale foretak og skattemyndigheter - OECD oversettelse*. Oslo. Hentet 16.01.2015 fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/rapporter/internprising_oecd.pdf?id=2216227
- Finansdepartementet. (1997). *Ot.prp. nr. 36 - Endringer i petroleumsbeskatningen*. Oslo: Finansdepartementet. Hentet 05.03.2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/otprp-nr-36-1997-98-/id120608/?docId=OTP199719980036000DDDEPIS&ch=1&q=>
- Finansdepartementet. (2014). Proposisjon til Stortinget. Prop.46 S. Hentet 23.05.2015 fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/f2cf7681e51b40dfb40ea6cd74d031b1/no/pdf/s/prp201320140046000dddpdfs.pdf>
- Hyne, N. J. (2012). *Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling & production*. Tulsa Okla: PennWell.
- Johnsen, T. (2013). *Kapitalkostnad for norsk telekom fastlinjevirkosomhet*. Bergen: NHH.
- Keller, G. (2009). *Managerial Statistics* (8. utg.). Mason: South-Western.

- Koller, Goedhart, & Wessels. (2010). *Valuation - Measuring and managing the value of companies* (5. utg.). New Jersey: Wiley.
- Maersk Drilling. (2015, juni 01). *about-us, the-drilling-industry*. Maersk Drilling. Hentet 01.06.2015 fra Maersk Drilling: <http://www.maerskdirilling.com/en/about-us/the-drilling-industry>
- Maersk Drilling. (2015, juni 01). *Maersk Drilling*. Hentet 01.06.2015 fra Maersk Drilling - about us: <http://www.maerskdirilling.com/en/about-us/innovation/deepwater-advanced-drillships>
- Møen, J., Schindler, D., Schjelderup, G., & Tropina, J. (2011). *International Debt Shifting: Do Multinationals Shift Internal or External Debt?* Hentet 05.03.2015
- Norges Rederiforbund. (2015). *Høringsuttalelse - NOU 2014: 13 Kapitalbeskatning i en internasjonal*. Oslo: Norges Rederiforbund. Hentet 02.06.2015 fra https://www.regjeringen.no/contentassets/95fce9b4e5ac4e4dba0c4be03c6a8c6f/137_norgesrederiforb.pdf
- NOU. (2009). *Skatteparadis og utvikling - tilstand, analyse og tiltak - NOU 2009:19*. Oslo: Utenriksdepartementet. Hentet 15.01.2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/nou-2009-19/id571718/>
- NOU. (2014). *Kapitalbeskatning i en internasjonal økonomi NOU 2014:13*. Oslo: Finansdepartementet. Hentet 15.01.2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/NOU-2014-13/id2342691/>
- Nygård, M., & Simonsen, P. (2014). *Hva bestemmer riggratene - En empirisk analyse av faktorer som påvirket riggratene i Nordvest-Europa fra 1985-2013*. Bergen. Hentet 04 13, 2015 fra <http://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/218604>
- OECD. (1998). *Harmful Tax Competition: An Emerging Global Issue*. Paris: OECD Publications. Hentet fra <http://www.oecd.org/tax/transparency/44430243.pdf>
- OECD. (2003). *Articles of the Model Convention with Respect to Taxes on Income and on Capital*. Hentet 02.02.2015 fra <http://www.oecd.org/tax/treaties/1914467.pdf>
- OECD. (2010). *Transfer Pricing Guidelines for Multinational Enterprises and Tax Administrations*. OECD. Hentet 16.01.2015 fra <http://www.oecd-ilibrary.org/docserver/download/2310091e.pdf?expires=1434213073&id=id&accname=ocid177625&checksum=8219E0D4AF7C828E87D36AF473825BCC>
- OECD. (2014, 2014). *Discussion draft on revisions to chapter 1 of the transfer pricing guidelines*. Hentet 14.05.2015 fra <http://www.oecd.org/ctp/transfer-pricing/discussion-draft-actions-8-9-10-chapter-1-TP-Guidelines-risk-recharacterisation-special-measures.pdf>
- Offshore.no. (2015, mars 03). *Prosjekter - Riggdata*. Offshore.no. Hentet fra <http://offshore.no/Prosjekter/riggdata.aspx>

- Oljedirektoratet. (2013). *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2013 - Leting*. Hentet 19.05.2015 fra <http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2013/Kapittel-2/>
- Oljedirektoratet. (2015, mai 27). *Norsk Petroleum*. Hentet fra Norsk Petroleum - leting/seismikk: <http://www.norskpetroleum.no/leting/seismikk>
- Orbis. (2015). Orbis.bvdinfo.com. Bureau van Dijk. Hentet 15.01.2015 - 15.06.2015 fra <http://www.bvdinfo.com/en-gb/products/company-information/international/orbis-%281%29>
- Oslo Børs. (2015, April 7). Ny historisk toppnotering. Oslo. Hentet 07.04.2015 fra <http://www.oslobors.no/Oslo-Boers/Om-Oslo-Boers/Nyheter-fra-Oslo-Boers/Ny-historisk-toppnotering2>
- Ravninfo. (2015). Ravninfo. Hentet 15.01.2015 - 15.06.2015 fra <https://www.ravninfo.com/.aspx>
- Riggutvalget. (2012). *Økt bore- og brønnaktivitet på norsk sokkel*. Oslo: Olje- og Energidepartementet. Hentet 02 04, 2015 fra <https://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/org/styrer-rad-og-utvalg/rad/riggutvalget/id718409/>
- Rigzone. (2015). *Rig report*. Hentet 10.03.2015 fra Rigzone: http://www.rigzone.com/data/rig_report.asp?rpt=mgr
- Schindler, D., & Schjelderup, G. (2015). Debt Shifting and Legal Limitations.
- Schjelderup, G. (2015). Multinationals and Transfer Pricing. *Norges Handelshøyskole*.
- Stopford, M. (2008). *Maritime Economics*. Routledge.
- Tax Justice Network. (2007). *Identifying Tax Havens and Offshore Finance Centres*. Hentet 20.01.2015 fra http://www.taxjustice.net/cms/upload/pdf/Identifying_Tax_Havens_Jul_07.pdf
- The Wall Street Journal. (2015, Februar 13). *No Correlation Between Oil Prices and Stocks*. Hentet fra <http://blogs.wsj.com/moneybeat/2015/02/13/no-correlation-between-oil-prices-and-stocks/>
- Torvik, O. (2015). Principles of international tax law and arm's length pricing. Hentet 10.03.2015
- Woldbeck, T. (2010). *Rederibeskatning i praksis* (3. utg.). Fagbokforlaget.
- Zimmer, F. (2009). *Internasjonal inntektsskatterett, 4.utgave*. Oslo: Universitetsforlaget.

13 Vedlegg

Vedlegg 1: Boreselskaper, nøkkelinformasjon

(Kilde: Diverse kilder, Utarbeidet av forfatter)

Selskap*	Etbl.	Ant. rigger	Ansatte	Mkt Cap (USD)	Segment**	Børs	Datterselskaper
Transocean (RIG)	1953	77	13 000	7010M	Alle	NYSE	Arcade , Global Santafe
Noble Corporation(NE)	1932	77	8 000	4140M	Alle	NYSE	Paragon
ENSCO plc (ESV)	1987	76	9000	4790M	Alle	NYSE	
Seadrill (SDRL)	2005	74	9 000	4940M	Alle	NYSE, OSE	North Atlantic , Sevan
China Oilfld. services (COSL)	2001	52	16000	15000M	Alle	SEHK, SSE	(Awilco ASA)
Diamond Offshore (DO)	1964	35	5 500	4160M	DW, UDW	NYSE	
Rowan Comp Plc (RDC)	1923	34	5 000	2700M	Alle	NYSE	
Odfjell Drilling AS (ODL)	1973	24	3 000	171M	DW	OSE	
Maersk Drilling	1972	24	3 000	N/A	Alle	OMX (Indir)	
Saipem spa (SPM)	1957	16	50 000	5560M	Alle	BIT	
Aban Offshore Ltd (ABAN)	1986	16	N/A	359M	SW, UDW	NSE, BSE	
Atwood Oceanis (ATW)	1968	14	1200	1990M	Alle	NYSE	
Ocean Rig (ORIG)	1992	13	N/A	1030M	UDW	NASDAQ	
Dolphin Drilling Ltd	1960	10	N/A	N/A	UDW	OSE (Indir)	
Stena Drilling	2006	9	600	N/A	DW	Privat	
Pacific Drilling (PACD)	2006	8	1500	473M	UDW	NYSE	
Vantage Drilling (VTG)	2007	8	1300	108M	SW, UDW	NYSE	
Songa Offshore (SONG)	2005	7	N/A	169M	MW	OSE	
Awilco Plc	2009	2	N/A	N/A	DW, UDW	Privat	
North Sea Drilling	2008	1	1	N/A	MW	Privat	
Island Drilling	2006	1	N/A	N/A	UDW	Privat	

*Selskapene i kursiv har ikke rigger i drift i norge (2015) **SW: Shallow water, MW = Midwater, DW=Deepwater, UDW=Ultra deepwater.

Vedlegg 2: Norske filialer

(Kilde: Utarbeidet av forfatter)

Org.nr	Selskap	Funksjon*	Regnskapsår													
			2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
980891402	TRANSOCEAN SERVICES AS	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
982000564	TRANSOCEAN NORWAY DRILLING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
988571326	TRANSOCEAN BARENTS ASA	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
990687846	TRANSOCEAN NORWAY OPERATIONS AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
990687803	TRANSOCEAN OFFSHORE NORWAY SERVICES AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
888571302	TRANSOCEAN OFFSHORE NORWAY SERVICES AS	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
95893487	ARCADE DRILLING AS	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
980035034	GLOBAL SANTAFE NORGE AS	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
980865797	TRANSOCEAN OFFSHORE EUROPE LIMITED NUF	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
977368448	TRANSOCEAN OFFSHORE (NORTH SEA) LTD NUF	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989183680	SEADRILL NORGE HOLDING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
953114828	SEADRILL NORGE AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
929350685	SEADRILL OFFSHORE AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
978620876	EASTERN DRILLING AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
988341002	SEADRILL MANAGEMENT AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
996540812	NORTH ATLANTIC CREW AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
996411370	NORTH ATLANTIC MANAGEMENT AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989910272	SEVAN DRILLING ASA	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992692081	SEVAN DRILLING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992297840	SEVAN DRILLING MANAGEMENT AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989470779	SEVAN HOLDING I AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992643382	SEVAN DRILLING RIG II AS	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992297794	SEVAN DRILLING RIG V AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992297883	SEVAN DRILLING RIG VI AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992762586	SEVAN DRILLING RIG VIII AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
996732851	NORTH ATLANTIC NORWAY LTD	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
995890429	Rowan Norway Limited	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
985453993	DIAMOND OFFSHORE NETHERLANDS B V NUF	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
877241502	PACIFIC DRILLING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
981657322	NOBLE DRILLING NORWAY AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
984669151	ODFJELL DRILLING AS	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
811851302	DEEP SEA DRILLING COMPANY I AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
883462092	DEEP SEA MANAGEMENT AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
98918765	ODFJELL INVEST AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
929584155	DEEP SEA DRILLING COMPANY II AS	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987916451	SONGA OFFSHORE MANAGEMENT AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
994147870	SONGA OFFSHORE SE	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992839449	SONGA OFFSHORE AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
920473210	DOLPHIN DRILLING AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
986304118	DOLPHIN INTERNATIONAL AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
986487301	DOLPHIN MEXICANA AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987861932	COSL CRAFT AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
991594035	COSL CRAFT LTD	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989850105	COSL OFFSHORE CREW AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
991006494	COSL OFFSHORE MANAGEMENT AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987861916	COSL POWER AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
991594019	COSL RIG LTD	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
991594027	COSL POWER LTD	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
990405034	COSL RIG HOLDING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992831510	COSL NORWEGIAN AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987861894	COSL HOLDING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
988288330	COSL DRILLING EUROPE AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
990648506	ABAN INTERNATIONAL NORWAY AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
988689068	DDI HOLDING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987288477	STENA DRILLING AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
983758177	STENA DON AS	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987301856	STENA DRILLING MANAGEMENT AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
952603957	MAERSK DRILLING NORGE AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
986924833	MAERSK INNOVATOR NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
886452012	MAERSK GIANT NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
986451935	MAERSK GALLANT NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
997155084	MAERSK REACHER NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
990845220	MAERSK GUARDIAN NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
912412008	MAERSK INTREPID NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
987977418	MAERSK INSPIRER NORGE	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989734229	ISLAND DRILLING COMPANY ASA	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
983188419	ISLAND OFFSHORE V AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
938420718	OCEAN RIG AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
989819975	OCEAN RIG NORWAY OPERATIONS INC	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992250941	OCEAN RIG NORTH SEA AS	BEM	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
998277418	SAIPEM DRILLING NORWAY AS	RIG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
996058026	SAIPEM NORGE AS	MNG	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
957276350	SAIPEM SPA filial av utenlandsk foretak	OPR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992848405	PETROLIA INVEST AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
979644264	PETROLIA RIGS AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
980021874	PETROLIA DRILLING II AS	HOLD	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
992448636	NORTH SEA DRILLING GROUP AS	ANDR	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

*Klassifisering i 2013, enkelte selskaper har blitt omklassifisert i tidligere år

Vedlegg 3: Aksjebeta, ukentlige observasjoner

(Kilde: Bloomberg, Utarbeidet av forfatter)

Selskap (Ticker)	2 år				5 år				10 år				2000-2013			
	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2	L\$	\$\$	LL1	LL2
Seadrill (SDRL US)	1,58	1,58	1,58	1,41	1,42	1,42	1,42	1,41								
Transocean (RIG US)	1,73	1,73	1,73	1,68	1,46	1,46	1,46	1,45	1,39	1,39	1,39	1,34	1,28	1,28	1,28	1,19
ENSCO (ESV US)	1,56	1,56	1,56	1,64	1,30	1,30	1,30	1,33	1,46	1,46	1,46	1,39	1,31	1,31	1,31	1,20
Rowan (RDC US)	1,45	1,45	1,45	1,51	1,50	1,50	1,50	1,56	1,69	1,69	1,69	1,63	1,54	1,54	1,54	1,43
Dolphin (DO US)	0,98	0,98	0,98	0,98	1,05	1,05	1,05	1,04	1,20	1,20	1,20	1,15	1,13	1,13	1,13	1,04
Atwood (ATW US)	1,52	1,52	1,52	1,56	1,57	1,57	1,57	1,58	1,57	1,57	1,57	1,51	1,39	1,39	1,39	1,29
Pacific (PACD US)	1,68	1,68	1,68	1,57												
Noble (NE US)	1,92	1,92	1,92	1,97	1,37	1,37	1,37	1,42	1,42	1,42	1,42	1,40	1,26	1,26	1,26	1,20
Vantage (VTG US)	1,55	1,55	1,55	1,28	1,31	1,31	1,31	1,21								
Sevan (SEVDR NO)	1,68	2,01	1,03	-0,13												
Songa (SONG NO)	1,97	2,29	1,23	0,44	2,21	2,66	1,80	0,98								
Awilco (AWDR NO)	1,37	1,70	1,15	-0,12												
Fred Olsen (FOE NO)	1,75	2,08	1,56	-0,06	1,61	2,05	1,48	0,61	1,38	1,74	1,22	0,60	1,36	1,64	1,29	0,70
COSL (2883 HK)	0,86	1,19	0,86	0,86	1,20	1,65	1,26	1,21								
Aban (ABAN IN)	0,81	1,05	1,51	-0,28	1,05	1,31	1,73	0,42								
Gj.Snitt	1,49	1,62	1,42	0,95	1,42	1,55	1,44	1,18	1,45	1,50	1,42	1,29	1,32	1,37	1,32	1,15
Median	1,56	1,58	1,52	1,28	1,39	1,44	1,44	1,27	1,42	1,46	1,42	1,39	1,31	1,31	1,29	1,20
Median USA	1,56	1,56	1,56	1,56	1,39	1,39	1,39	1,41	1,44	1,44	1,44	1,39	1,30	1,30	1,30	1,20
Median Ikke-USA	1,37	1,70	1,23	-0,06	1,40	1,85	1,60	0,79	1,38	1,74	1,22	0,60	1,36	1,64	1,29	0,70

Vedlegg 4: Kredittranger

(Kilde: Bloomberg, Danske Bank Markets, Utarbeidet av forfatter)

Selskap	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
SDRL US		BB+**	BB+**													
RIG US																
ESV US	BBB+*	BBB+*	BBB+*	BBB+*	BBB+*	BBB+*										
RDC US	BBB-*	BBB-*	BBB-*	BBB-*	BBB-*	BBB-*	BBB-*									
DO US	BBB+*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A*	A*	A*	A*
ATW US	BB*	BB*	BB*	BB*												
PACD US	B*	B*	B*	B*												
NE US	BBB*	BBB+*	BBB+*	BBB+*	BBB+*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*	A-*
VTG US	B-*	B-*	B-*	B-*	B-*	B-*										
SEVDR NO																
SONG NO	B-*	B-*	CC*	B-*	B+*	B+*										
AWDR NO																
FOE NO		BB+**	BB+**													
COSL HK	A-*	A-*	A-*	A-*												
ABAN IN	BB-*	D*	D*	D*	BB*	BB*	BBB*	A*	A*	A*	A*	A*	A*	A*	A*	A*

* Standard & Poor ** Danske Bank Markets

Vedlegg 5: Avkastning (ROCE), vektet gjennomsnitt og median

(Kilde: Offentlige regnskap fra RAVNinfo, Utarbeidet av forfatter) *Justert ROCE

ROIC VEKTET SNITT	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000 GJS	MED
MOR	7,7%	6,9%	7,6%	7,9%	13,4%	14,8%	15,6%	14,0%	7,4%	3,2%	2,9%	4,1%	5,0%	3,6%	7,5%
ALLE	4,3%	2,4%	4,1%	4,1%	4,4%	2,4%	3,1%	2,3%	1,2%	1,7%	-2,9%	-1,0%	2,5%	5,9%	2,5%
OPR	8,5%	5,3%	6,2%	4,4%	6,6%	-4,3%	5,2%	1,7%	-1,2%	-2,6%	-10,7%	-8,2%	2,7%	2,3%	2,5%
RIG	8,1%	2,3%	7,4%	6,7%	5,9%	5,1%	4,2%	4,5%	10,2%	11,0%	7,3%	12,3%	1,6%	13,0%	7,0%
HOLD*	4,1%	2,1%	3,4%	3,6%	1,8%	5,1%	2,5%	0,3%	-0,1%	-1,4%	-15,9%	-14,2%	-2,7%	-2,4%	1,1%
MING	1,1%	1,3%	1,4%	3,8%	-7,8%	-7,2%	-3,2%	0,0%	-2,5%	-12,2%	20,1%	-8,7%	17,0%	10,9%	0,5%
BEM	3,1%	5,5%	3,8%	2,2%	2,1%	12,8%	4,6%	6,6%	5,5%	5,7%	5,3%	0,6%	2,6%	-0,6%	4,2%
ANDR	1,8%	-2,0%	-0,8%	-2,6%	3,7%	5,2%	2,4%	3,2%	3,2%	2,6%	1,4%	1,0%	5,9%	4,9%	2,1%
ROIC MEDIAN	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000 GJS	MED
MOR	8,2%	7,6%	6,4%	8,8%	12,4%	18,7%	17,5%	14,1%	8,4%	3,4%	5,3%	4,5%	6,0%	4,9%	1,0%
ALLE	5,2%	4,1%	5,6%	4,5%	4,4%	2,8%	1,2%	2,0%	1,8%	3,7%	1,8%	0,6%	2,2%	2,6%	2,7%
OPR	10,2%	10,2%	9,7%	10,3%	12,5%	6,7%	4,3%	3,7%	8,9%	1,4%	1,4%	-2,2%	2,2%	1,0%	5,5%
RIG	6,4%	6,0%	6,3%	7,1%	3,5%	0,0%	0,0%	0,0%	7,0%	8,3%	-0,5%	12,3%	1,6%	13,0%	6,1%
HOLD*	0,0%	0,0%	0,0%	-0,5%	-2,1%	-2,8%	-0,1%	-0,3%	-1,2%	-0,2%	-7,3%	-7,5%	-2,9%	-0,4%	-0,4%
MING	4,7%	4,1%	3,4%	3,0%	4,4%	-3,1%	-0,1%	1,5%	2,0%	12,6%	20,1%	-8,7%	17,0%	10,9%	3,7%
BEM	3,1%	3,2%	3,0%	3,0%	1,8%	0,5%	-0,1%	3,4%	2,9%	3,0%	2,7%	0,1%	1,0%	-0,6%	2,8%
ANDR	0,3%	0,1%	0,2%	-1,7%	2,0%	3,4%	4,5%	3,9%	1,0%	2,9%	1,3%	2,3%	3,3%	2,7%	2,1%

Vedlegg 6: Beregning av hypotetisk kapital*(Kilde: Skatteetaten, Utarbeidet av forfatter)*

Dummyvariable		
TC-rate (USD)		100
BB-Rate (USD)		39
OPEX		50
Arbeidskapital		
Arbeidskapital i % av TC rate		21 %
Arbeidskapitalbehov	21 % * (BB rate * 365 dager)	7600
Finansiell risiko		
Maksimalt tap hvis konkurs (oljeselskap)	BB rate * 365 dager	14 200
Sannsynlighet for konkurs (oljeselskap)	Kredittrating AA- (SP)	0,02 %
Forventet tap	14 200 * 0,02 %	3
Forventet standardavvik i %	Rot(0,02%(1-0,02%))	1,41 %
Forventet standardavvik i USD	14 200 * 1,41 %	200
Antall standard avvik		9
Tallfestet kredittrisiko	200 * 9	1800
Nedetidsrisiko		
Forventet nedetid		2 %
Standardavvik		1 %
Antall stdev for å reflektere maks nedetid		5
Beregnet maks nedetid		7 %
Maksimalt tap per dag pga nedetid	50 (BB-rate) + 39 (OPEX)	89
Tallfestet nedetidsrisiko	7 % * (89 * 365)	2 200
Kapitalbehov	(7 600 + 1 800 + 2 200)	11 600