



Statoil ASA

Strategisk regnskapsanalyse og verdivurdering



Kristoffer Skontorp og Hallvard Westre

Veileder: Kjell Henry Knivsflå

Selvstendig arbeid – Masterstudiet i regnskap og revisjon MRR

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i regnskap og revisjon 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

Vi har i vår masterutredning foretatt en fundamental verdsettelse av petroleumselskapet Statoil ASA. Målet med oppgaven har vært å undersøke selskapets underliggende verdier og benytte disse til å finne et verdiesimat på Statoil ASA sin egenkapital. Utgangspunktet for verdsettelsen har vært offentlig tilgjengelig informasjon, hovedsakelig i form av års- og kvartalsrapporter publisert av Statoil ASA.

Første steg i verdsettelsen er en strategisk analyse som undersøker eksterne makroøkonomiske og bransjespesifikke forhold, samt interne forhold i Statoil ASA. Den strategiske analysen avdekket at petroleumsbransjen som helhet genererer en superrentabilitet. Denne superrentabiliteten er imidlertid forventet å avta på sikt ved at fornybare energikilder i fremtiden vil utgjøre en betydelig større andel av verdens energiforbruk. For Statoil ASA ble det avdekket konkurransemessig paritet overfor bransjen.

Andre steg i verdsettelsen er en regnskapsanalyse hvor vi sammenlikner kvantifiserte forhold i Statoil ASA opp mot utvalgte selskap i samme bransje. Resultatene fra den strategiske analysen og den strategiske regnskapsanalysen sammenfaller og de avdekket en strategisk fordel i bransjen og for Statoil ASA som medfører en betydelig superrentabilitet. Superrentabiliteten er beregnet til å være 7,2 % i gjennomsnitt over analyseperioden, og skyldes i hovedsak en vesentlig bransjefordel.

Med bakgrunn i den historiske kvalitative og kvantitative analysen estimerte vi deretter fremtidsregnskap og -krav. På grunn av nevnte vridning mot fornybar energi er det forventet en avtakende superrentabilitet som i steady state ender på 2,1 %. I fremtiden forventes fortsatt en superrentabilitet fra bransjefordelen og konkurransemessig paritet for Statoil ASA.

Basert på fremtidsregnskapet og -kravet har vi neddiskontert selskapets fremtidige kontantstrømmer, som etter en konvergeringsprosess gav en fundamental verdi på Statoil ASA på 155,00 NOK per aksje. Deretter gjennomførte vi en komparativ verdivurdering for å underbygge verdiesimatet vårt. Den komparative verdivurderingen gav et verdiesimat på 156,05 NOK per aksje. Vi valgte å vekte den fundamentale verdsettelsen og den komparative verdivurderingen med henholdsvis 75 % og 25 % som gav et endelig verdiesimat på 155,26 NOK per aksje per 23.11.2017.

Statoil ASA sin aksje var per 23.11.2017 på 166,30 NOK. Dermed mener vi at Statoil ASA sin verdi per 23.11.2017 inneholder merverdier vi mener selskapet ikke besitter. Ettersom det er en moderat usikkerhet tilknyttet vårt verdiesimat har vi satt handlingsgrenser 10 % hver vei fra estimert verdi, og vi ender derfor opp med en hold-anbefaling for Statoil-aksjen.

Forord

Denne masterutredningen er skrevet som et avsluttende ledd i masterstudiet i regnskap og revisjon ved Norges Handelshøyskole. Av de ulike temaene det er mulig å velge å skrive masterutredning i endte valget vårt på *analyse og verdsettelse av et børsnotert selskap* med bakgrunn i vår interesse for emnet. Valg av selskap falt på Statoil ASA da dette av mange anses for å være Norges viktigste selskap i en bransje som har en helt sentral plass i norsk næringsliv.

Masterutredningen er i stor grad basert på rammeverket presentert av foreleser Kjell Henry Knivsflå i masterkurset MRR413A - *Regnskapsanalyse og verdivurdering*.

Arbeidet med masterutredningen har belyst viktigheten av bred økonomisk og bransjespesifikk kompetanse når man skal verdsette et børsnotert selskap. Følgelig har vi anvendt kunnskap vi har tilegnet oss fra en rekke bachelor- og masterkurs i tillegg til innholdet i nevnte kurs av Kjell Henry Knivsflå. Utover dette har vi fått bred innsikt i både Statoil ASA og petroleumsbransjen da en slik verdsettelse krever god kunnskap om både selskap og bransje. Vi har møtt på en rekke utfordringer som har vært krevende, men samtidig lærerike. Masterutredningen gjør at vi sitter igjen med økt kunnskap om verdsettelsesprosessen, Statoil ASA og petroleumsbransjen.

Til slutt ønsker vi å takke vår veileder, Kjell Henry Knivsflå, for gode råd og oppfølging som har vært viktig for masterutredningen.

Bergen, desember 2017



Kristoffer Skontorp



Hallvard Westre

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	1
Forord	2
Innholdsfortegnelse	3
1. Innledning	9
1.1 Formål	9
1.2 Valg av selskap.....	9
1.3 Avgrensninger	10
1.4 Struktur.....	11
2. Presentasjon av bransje og Statoil	12
2.1 Petroleumsbransjen	12
2.1.1 Historisk utvikling av petroleumsindustrien i Norge:	12
2.1.2 Petroleumsbransjen i Norge	14
2.1.3 Verdens energietterspørsel	17
2.1.4 Verdens oljeproduksjon.....	20
2.1.5 Miljøutfordringer	21
2.1.6 Verdikjeden i olje- og gassindustrien	22
2.1.7 Utvinningstillatelser	23
2.1.8 Økonomiske utfordringer - viktigste kostnadsdrivere	24
2.1.9 Makroforhold.....	25
2.2 Presentasjon av Statoil.....	29
2.2.1 Historie	29
2.2.2 Forretningsområder Statoil	30
2.2.3 Finansielle nøkkeltall Statoil	32
2.2.4 Aksjonærforhold og aksjen.....	32
2.3 Konkurrenter	33
2.3.1 ExxonMobil.....	33
2.3.2 British Petroleum.....	34
2.3.3 Royal Dutch Shell	35
2.3.4 TOTAL SA.....	35
2.4 Hvordan skiller Statoil seg fra sine konkurrenter?	36
2.4.1 Statoil sin posisjon på norsk sokkel.....	36
2.4.2 Størrelse.....	37
2.4.3 Geografisk utstrekning	37

2.4.4 Land/offshore-produksjon og særnorske regler.....	37
2.4.5 Skatt.....	38
2.5 Oppsummering	38
3. Verdsettelsesteknikker	39
3.1 Presentasjon av verdsettelsesteknikker.....	39
3.1.1 Fundamental verdsettelse	39
3.1.2 Komparativ verdivurdering	41
3.1.3 Opsjonsbasert verdivurdering.....	42
3.2 Valg av verdsettelsesteknikk	43
3.3 Rammeverk for fundamental verdsettelse	46
4. Strategisk analyse	48
4.1 Ekstern bransjeorientert analyse.....	49
4.1.1 PEST-analyse	50
4.1.2 Porters fem krefter	56
4.2 Intern ressursbasert analyse.....	64
5. Regnskapsanalyse.....	71
5.1 Rammeverk for regnskapsanalyse.....	72
5.1.1 Valg av analysenivå.....	73
5.1.2 Valg av analyseperiode.....	73
5.1.3 Valg av komparative selskaper.....	74
5.2 Presentasjon av rapporterte tall	74
5.3 Trailing	77
5.3.1 Resultatregnskapet.....	77
5.3.2 Balansen	82
5.4 Omgruppering for analyse.....	83
5.4.1 Omgruppering av resultat	83
5.4.2 Omgruppering av balanse.....	89
5.4.3 Omgruppering av kontantstrøm.....	96
5.5 Analyse og justering av målefeil	97
5.5.1 Justering av kostnader til forskning og utvikling	99
5.6 Presentasjon av omgruppert og justert resultatregnskap og balanse	100
5.7 Rammeverk for forholdstallanalyse	101
6. Analyse av risiko.....	103
6.1 Analyse av kortsiktig risiko – Likviditetsanalyse	104

6.1.1 Likviditetsgrad 1.....	105
6.1.2 Likviditetsgrad 2.....	106
6.1.3 Likviditetsgrad 2 – Quick Ratio / Acid Test.....	107
6.1.4 Finansiell gjeldsdekningsgrad	108
6.1.5 Rentedekningsgrad	109
6.1.6 Analyse av kontantstrøm	111
6.1.7 Rente- og avdragsdekning ett år frem i tid	112
6.1.8 Supplerende likviditetsanalyser.....	113
6.1.9 Oppsummering likviditetsanalyse	115
6.2 Analyse av langsiktig risiko - Soliditetsanalyse	116
6.2.1 Egenkapitalprosent	116
6.2.2 Netto driftsrentabilitet	117
6.2.3 Kapitalstruktur.....	118
6.2.4. Oppsummering soliditetsanalyse.....	120
6.3 Oppsummering risikoanalyse – syntetisk rating.....	120
7. Historiske avkastningskrav	122
7.1 Egenkapitalkrav.....	122
7.1.1 Risikofri rente.....	124
7.1.2 Markedets risikopremie	125
7.1.3 Illikviditetspremie.....	126
7.1.4 Egenkapitalbeta	126
7.2 Finansielle krav	128
7.2.1 Krav til finansiell gjeld.....	128
7.2.2 Krav til finansielle eiendeler	130
7.2.3 Netto finansielt gjeldskrav.....	131
7.2.4 Finansiell eiendelsbeta, finansiell gjeldsbeta og netto finansiell gjeldsbeta.....	132
7.3 Netto driftskapitalbeta og årlig egenkapitalbeta.....	134
7.4 Egenkapital- og minoritetskrav	135
7.5 Netto driftskrav og sysselsatt kapitalkrav.....	136
7.6 Oppsummering avkastningskrav	137
8. Lønnsomhetsanalyse	138
8.1 Egenkapitalrentabilitet.....	139
8.1.1 Superrentabilitet	140
8.1.2 Ekstern bransjefordel.....	141

8.1.3 Intern ressursfordel	142
8.1.4 Kravfordel	142
8.1.5 Oppsummering strategisk fordel	143
8.2 Rammeverk for dekomponering av strategisk fordel i driftsfordel og finansieringsfordel	143
8.3 Driftsfordel	144
8.4 Ren driftsfordel.....	144
8.4.1 Bransjefordel drift	145
8.4.2 Ressursfordel drift	145
8.4.3 Rentekravfordel og rentabilitetsfordel.....	146
8.4.4 Margin- og omløpsfordel.....	147
8.4.5 Oppsummering ren driftsfordel	156
8.5 Gearingfordel drift.....	156
8.6 Oppsummering driftsfordel	157
8.7 Finansieringsfordel.....	158
8.7.1 Finansieringsfordel finansiell gjeld	158
8.7.2 Finansieringsfordel finansielle eindeler.....	160
8.7.3 Finansieringsfordel netto finansiell gjeld	162
8.7.4 Finansieringsfordel minoriteter	163
8.7.5 Oppsummering finansieringsfordel	164
8.8 Oppsummering strategisk fordel	165
9. Fremtidsregnskapet.....	166
9.1 Rammeverk for fremtidsregnskapet	166
9.2 Analyse av historisk vekst	167
9.2.1 Historisk driftsinntektsvekst i Statoil	168
9.2.2 Historisk egenkapitalvekst.....	169
9.3 Valg ved utarbeidelsen av femtidsregnskapet	171
9.3.1 Valg av budsjettthorisont.....	171
9.3.2 Valg av detaljnivå.....	172
9.3.3 Valg av fremskrivingsteknikk	173
9.4 Budsjett drivere	174
9.4.1 Driftsinntektsvekst.....	174
9.4.2 Netto driftseiendeler	177
9.4.3 Netto driftsresultat	179
9.4.4 Netto finansiell gjeld	180

9.4.5 Netto finansresultat.....	184
9.4.6 Minoritetsinteresser	185
9.4.7 Netto Minoritetsresultat.....	186
9.5 Presentasjon av fremtidsregnskapet	187
9.5.1 Fremtidsresultat	187
9.5.2 Fremtidsbalanse.....	188
9.5.2 Fremtidig kontantstrøm	188
10. Fremtidskrav	188
10.1 Krav til egenkapital og minoritet.....	189
10.1.1 Risikofri rente.....	189
10.1.2 Markedets risikopremie	191
10.1.3 Egenkapitalbeta og minoritetsbeta.....	191
10.1.4 Illikviditetspremie.....	192
10.1.5 Egenkapitalkrav og minoritetskrav.....	192
10.2 Finansielle krav	193
10.2.1 Syntetisk rating.....	193
10.2.2 Finansielt gjeldskrav.....	194
10.2.3 Finansielt eiendelskrav	194
10.2.4 Netto finansielt gjeldskrav.....	195
10.2.5 Finansiell gjeldsbeta, finansiell eiendelsbeta og netto finansiell gjeldsbeta.....	195
10.3 Selskapskrav	196
10.4 Strategisk fordel	197
11. Fundamental verdsettelse	199
11.1 Egenkapitalmetoden	200
11.1.1 Utbyttmodellen	200
11.1.2 Fri kontantstrøm-modellen	200
11.1.3 Superprofittmodellen.....	201
11.1.4 Superprofittvekstmodellen	201
11.2 Selskapskapitalmetoden	201
11.2.1 Sysselsatt kapital-metoden	202
11.2.2 Netto driftskapital-metoden.....	202
11.3 Første verdierestimert på egenkapitalen i Statoil.....	202
11.3.1 Oppsummering første verdierestimert egenkapital Statoil.....	205
11.4 Konvergering mot et felles estimert på verdien av egenkapitalen i Statoil	205

11.5 Analyse av usikkerhet	208
11.5.1 Konkursrisiko	208
11.5.2 Crystal ball - simuleringsanalyse.....	209
11.5.3 Utvidet sensitivitetsanalyse	220
11.6 Oppsummering verdiesimat og usikkerhet.....	224
12. Komparativ verdivurdering	226
12.1 Komparative selskap	227
12.2 Multipler.....	227
12.2.1 Pris/Bok - multiplikatoren	228
12.2.2 Pris/Fortjeneste - multiplikatoren	229
12.2.3 EV/Salg - multiplikatoren.....	231
12.2.4 EV/EBIT - multiplikatoren.....	231
12.2.5 EV/EBITDA - multiplikatoren	232
12.3 Komparativt verdiesimat	233
13. Konklusjon og handlingsstrategi.....	234
13.1 Oppsummering av viktige funn	234
13.2 Vekting av verdiesimater.....	236
13.3 Handlingsstrategi.....	238
14. Litteraturliste.....	239
14.1 Faglitteratur	239
14.2 Forelesningsnotater MRR413A – Regnskapsanalyse og verdivurdering vår 2017.....	239
14.3 Litteraturliste	240
14.4 Årsrapporter og selskapsinformasjon	244
15. Tabelloversikt	246
16. Figuroversikt.....	249

1. Innledning

I dette kapittelet vil vi starte med å forklare formålet med oppgaven før vi begrunner vårt valg av selskap. Deretter vil vi presisere avgrensninger vi har gjort, før vi avslutter med å forklare oppgavens struktur og oppbygging.

1.1 Formål

Oppgavens formål er å gjennomføre en verdsettelse av Statoil ved å beregne egenkapitalen til selskapet per 23.11.2017. Verdsettelsen gjennomføres ved å benytte fundamental verdsettelse som hovedmetode, og komparativ verdivurdering som supplerende metode. Grunnlaget for verdsettelsen er rapporterte regnskapstall fra Statoil ASA. Siste tilgjengelige tall er kvartalsrapporten for andre kvartal 2017, og følgelig må tall for tredje og fjerde kvartal 2017 predikeres gjennom trailing. Deretter benyttes kvantitative og kvalitative metoder i en strategisk regnskapsanalyse som legger grunnlaget for fremtidsestimater som til slutt gir oss et verdiestimat på selskapets egenkapital. Dette verdiestimatet sammenliknes med Statoil ASAs aksjekurs på Oslo børs, og legger grunnlaget for en handlingsstrategi. Gjennom oppgaven diskuterer vi løpende usikkerheter ved de forskjellige metodene og estimatene med et kritisk blikk som følge av antatt stor usikkerhet.

1.2 Valg av selskap

Valget av selskap og bransje er preget av en interesse for det som av mange anses for å være Norges viktigste selskap i en bransje som er ekstremt viktig for norsk næringsliv. Dette underbygges av at Oslo børs anses for å være en "oljebørs", da den i stor grad avhenger av oljeselskaperens resultater, med oljeprisen som en underliggende lønnsomhetsdriver. Statoil ASA, heretter Statoil, er en gigant på norsk sokkel og kontrollerer det meste innenfor petroleumsbransjen her til lands, men de er samtidig et relativt lite selskap på internasjonal basis sammenlignet med de største integrerte oljeselskapene.

Petroleumsbransjen internasjonalt består av mange ulike produsenter og produksjonsland over hele verden med ulik tilgang på olje og gass. Siden Statoil i hovedsak driver på norsk sokkel med offshore oljeproduksjon, ønsker vi å analysere hvilke konkurransefortrinn og ulemper Statoil har i forhold til andre produsenter som eksempelvis i større grad driver med landbasert produksjon og utvikling av olje og gass.

Petroleumsbransjen er en av bransjene som får størst politisk oppmerksomhet tilknyttet utslippsdiskusjonen og global oppvarming. Et økende press innen flere sektorer om å produsere og drifte «grønt» gjør at selskaper som Statoil behøver å omstille seg. Følgelig har Statoil de siste årene startet en stor satsing på fornybar energi. Denne innovative og «grønne» tenkningen førte til et ytterligere ønske om å analysere og verdsette Statoil i lys av de utfordringene og omstillingene petroleumsbransjen står overfor i fremtiden.

1.3 Avgrensninger

Som nevnt innledningsvis er grunnlaget for denne analysen Statoils offentlig tilgjengelige årsrapporter samt første og andre kvartalsrapport for 2017. I takt med utarbeidelsen av denne masteroppgaven er det blitt offentliggjort ytterligere regnskapsdata ved tredje kvartalsrapport for 2017, men som følge av at det meste av analyser og utregninger har blitt gjennomført innen denne ble offentliggjort er denne regnskapsinformasjonen ikke inkludert i analysen. Ettersom vi i utarbeidelsen av verdsettelsen kun har benyttet eksterne tall og ekstern informasjon som er offentlig tilgjengelig er det sannsynlig at det foreligger intern informasjon som burde vært hensyntatt, men som ikke er det. Dette kan svekke kvaliteten på våre estimater.

I oppgaven har vi valgt å benytte to av tre verdsettelsesmetoder; fundamental verdsettelse og komparativ verdivurdering, og vi har verdsatt selskapet på konsernnivå da vi anser dette som mest hensiktsmessig. Vi har valgt å benytte oss av fire komparative selskaper som sammen med Statoil gir bransjegjennomsnittet for oppgaven. For å få en relevant verdsettelse har vi valgt å analysere Statoil opp mot internasjonale selskaper da vi mener dette gir et mer presist grunnlag for verdivurderingen enn å benytte oss av norske petroleumsselskaper som komparative selskaper. De komparative selskapene er alle notert på internasjonale børser og driver alle innen både olje- og gassbransjen. Selskapene er ExxonMobil, BP, Shell og Total.

Statoil har som følge av et fokus på å endre energiproduksjonen i verden til fornybar energi investert stort innenfor fornybar energiproduksjon som med tiden vil bli en større del av selskapets verdiproduksjon. Allikevel utgjør fornybar energi fortsatt en veldig liten del av Statoil sin drift og på grunn av oppgavens omfang har vi valgt å ikke analysere nisjedeler av selskapet slik som fornybar energi separat, men heller valgt å fokusere verdsettelsen på selskapets hovedvirksomhet, altså petroleum produkter. Ulike nisjedeler av Statoil er allikevel involvert i oppgaven der det er relevant.

Oppgaven bygges på en analyseperiode som er satt til perioden 2009-2017. Denne perioden vil sammen med trailingperioden for 2017 gi oss en total analyseperiode på 9 år. Vi mener at en slik varighet på analyseperioden vil gi oss et analysegrunnlag som rommer både opp- og nedgangskonjunkturer i oljebransjen. I øyeblikket er oljeprisen volatil som følge av makroøkonomiske forhold samt forhold i tilbuds- og etterspørselssiden, men det er forventet mer stabilitet i fremtiden.

1.4 Struktur

Strukturen i oppgaven bygger på Kjell Henry Knivsflå sitt rammeverk slik det presenteres i kurset MRR413A, Regnskapsanalyse og verdivurdering. Rammeverket er en sammenstilling av sentrale elementer påpekt i ledende finans- og verdsettelseslitteratur av forfattere som eksempelvis Palepu et al (2004), Damodaran (2012), Penman (2013) og Kaldestad & Møller (2016). Rammeverket deler oppgaven inn i tre hoveddeler og en avslutningsdel.

Første del av oppgaven består av kapittel 2-4 som starter med en introduksjonsdel og avslutter med en strategisk analyse. Kapittel 2 starter med en presentasjon av petroleumsbransjen, Statoil og de komparative selskapene presenteres. I kapittel 3 presenteres teori om de forskjellige verdsettelsesmetodene som blir etterfulgt av valg av metode. Avslutningsvis i kapitlet presenteres hovedverdsettelsesmetoden i dybden. Avslutningsvis i del 1 foretar vi en strategisk analyse i kapittel 4 som består av en intern ressursorientert analyse og en ekstern bransjeorientert analyse.

Kapittel 5-8 utgjør del to av oppgaven og innebærer en historisk strategisk regnskapsanalyse. I kapittel 5 analyseres konsernregnskapet til Statoil over perioden 2009 til 2017 gjennom omgrupperinger av regnskapet og balansen samt justeringer av målefeil. I kapittel 6 foretas en analyse av risiko der vi blant annet undersøker likviditeten og soliditeten til Statoil. Risikoprofilen i Statoil oppsummeres deretter i en syntetisk rating der selskapet får tildelt en karakter på kredittrisikoen. Videre analyseres de historiske avkastningskravene i kapittel 7 før disse legges til grunn i lønnsomhetsanalysen i kapittel 8. Lønnsomhetsanalysen i kapittel 8 sammenligner rentabiliteten i Statoil med bransjen bestående av ExxonMobil, Shell, BP og Total. Her kvantifiseres Statoil sin strategiske fordel som kvalitativt ble analysert i kapittel 4.

Kapittel 9-12 utgjør del 3 av oppgaven. Fremtidsregnskapet for Statoil utarbeides i kapittel 9 på bakgrunn av innsikt fra den strategiske analysen i kapittel 4 og den strategiske regnskapsanalysen i kapittel 8. Videre beregnes fremtidskravene og utviklingen i den fremtidige strategiske fordel for Statoil i kapittel 10. I kapittel 11 gjennomføres selve den fundamentale verdsettelsen av egenkapitalen i Statoil. Verdsettelsen av egenkapitalen gjennomføres med tre ulike metoder som til slutt konvergeres mot et sammenfallende estimat på egenkapitalen gjennom såkalte verdivekter. Etersom det er knyttet en del usikkerhet til våre estimater vil vi ved hjelp av såkalt Monte Carlo-simulering underbygge vårt endelige verdiesestimater ved å analysere usikkerheten tilknyttet våre estimater. I kapittel 12 gjennomføres den komparative verdivurderingen av egenkapitalen i Statoil som et sammenligningsgrunnlag for estimatet vi utarbeider i kapittel 11. Verdsettelsen avsluttes i kapittel 13 der vi på bakgrunn av vårt verdiesestimater på egenkapitalen i Statoil sammenfatter vårt funn gjennom en handlingsstrategi for Statoil-aksjen.

2. Presentasjon av bransje og Statoil

En best mulig forståelse av den strategiske regnskapsanalysen som skal gjennomføres senere i oppgaven fordrer at sentrale forhold i petroleumsbransjen og selskapet som skal verdsettes presenteres for leseren som bakgrunnsinformasjon. Følgelig vil vi i dette kapitlet presentere viktige forhold i petroleumsbransjen og olje- og gasselskapet Statoil. Kapitlet avsluttes med en presentasjon av de komparative selskapene vi har valgt ut samt hvordan Statoil skiller seg fra disse.

2.1 Petroleumsbransjen

I de påfølgende delkapitlene presenteres sentrale forhold i petroleumsbransjen, herunder den historiske utviklingen i Norge, verdens energikonsum og produksjon samt viktige makroøkonomiske forhold som påvirker lønnsomheten i petroleumsbransjen.

2.1.1 Historisk utvikling av petroleumsindustrien i Norge:

Et gassfunn ved den nederlandske byen Groningen i 1959 var utslagsgivende for at man begynte å se etter muligheter for olje- og gassutvinning i Nordsjøen (Olje- og energidepartementet, 2017c). Man regnet nemlig med at bergartene som inneholdt gassen på land også strakte seg ut i Nordsjøen. På starten av 1960-tallet henvendte flere oljeselskap seg

til land med kyststripe langs Nordsjøen, og i oktober 1962 sendte det amerikanske oljeselskapet Phillips Petroleum den første offisielle henvendelsen til den norske stat med ønske om å drive letevirksomhet på norsk kontinentalsokkel. Selskapet ønsket å skaffe seg rett til områdene i Nordsjøen som lå på norsk territorium, men norske myndigheter anså det som uaktuelt å overlate kontinentalsokkelen til ett enkelt selskap.

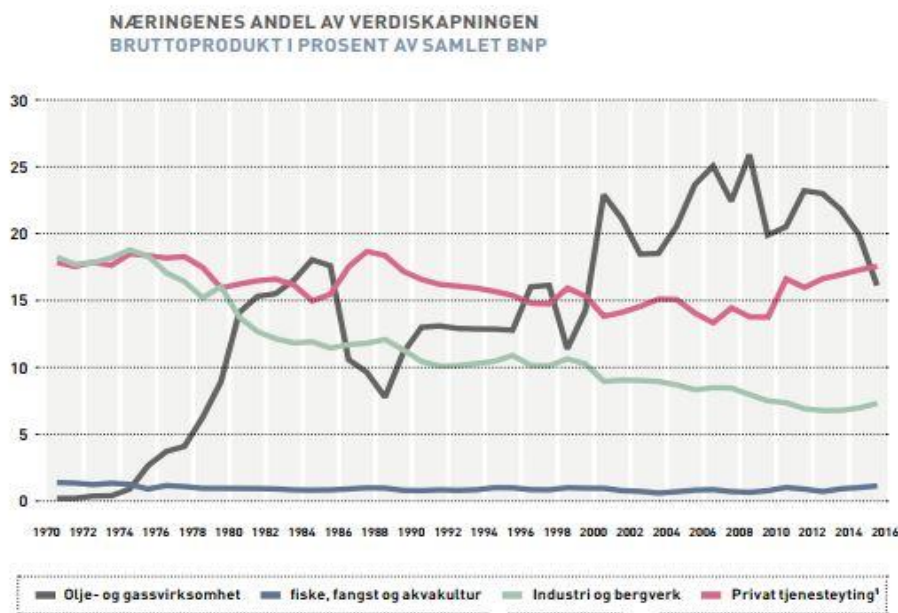
Utover 1960-tallet ble det viktig for norske embetsmenn å sikre norske rettigheter til de områdene som potensielt skulle åpnes for leteaktivitet. Den 31. mai 1963 proklamerte Norge gjennom regjeringen suverenitet over norsk kontinentalsokkel (Olje- og energidepartementet, 2017c). Imidlertid gjensto det fortsatt et viktig arbeid med å avklare hvordan kontinentalsokkelen skulle inndeles, primært sammen med land som Danmark og Storbritannia. I mars 1965 ble det vedtatt at kontinentalsokkelen til de ulike landene skulle avgrenses på bakgrunn av det såkalte midtlinjeprinsippet. Nedenfor viser figur 2-1 hvordan kontinentalsokkelen ble inndelt mellom Norge, Danmark og Storbritannia etter forhandlingene i 1965.



Figur 2-1 Deling av kontinentalsokkel etter midtlinjeprinsippet (Forlaget EBOK, 2017)

Den første letebrønnen på norsk sokkel ble boret av oljeselskapet Esso sommeren 1966, men brønnen viste seg å være tørr (Olje- og energidepartementet, 2017c). Det skulle ta to år til før oljeeventyret på norsk sokkel fikk sitt startskudd. Lille julaften 1969 informerte Phillips Petroleum den norske stat om at de hadde funnet olje i feltet Ekofisk. Funnet viste seg å være et gigantfunn, og regnes som et av de største oljefeltene som noensinne er utvunnet offshore, altså til havs. Produksjonen på Ekofisk startet opp 15 juni 1971, og i tiden etter ble det gjort flere gigantfunn som feltene Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll.

Figur 2-2 viser hvordan petroleumssektoren etter 1971 utviklet seg til å bli Norges aller viktigste næring. Lite visste man om hvor sentral denne næringen skulle vise seg å bli etter at de første utvinningstillatelsene ble gitt på midten av 60-tallet (Norsk olje og gass, 2016). Over 50 år senere ser vi i hvilken grad petroleumssektoren har inntatt posisjonen som Norges klart viktigste industrinæring. Næringens andel av investeringer, eksport og ikke minst statens inntekter er et klart bilde på dette.



Figur 2-2 Viktige næringer som andel av BNP i Norge (Forlaget EBOK, 2017)

2.1.2 Petroleumsbransjen i Norge

Petroleumsindustrien er Norges viktigste industri målt i samlet verdiskapning, antall sysselsatte, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi (Norsk Industri, 2017). Aktørbildet på norsk sokkel er mangfoldig med både store internasjonale globale konsern, store norske bedrifter og mange mindre småbedrifter, både nasjonale og internasjonale.

Ved årsskiftet 2016/2017 var det totalt 46 aktører på norsk sokkel (Olje- og energidepartementet, 2017d), hvor 27 av disse aktørene har operatørlisenser mens de resterende 19 aktørene har såkalte partnerlisenser eller rettighetshaverlisenser. Statoil har operatørlisenser på totalt 55 felt, og er dermed den klart største aktøren på norsk sokkel. Til sammenlikning har Aker BP ASA nest flest med 16 felt.

Forskjellen på det å være operatør og rettighetshaver/lisenshaver ligger i at det er operatøren som har det overordnede ansvaret for at utvinningen og driften av feltet foregår i henhold til

de regler som utvinningstillatelsen foreskriver (Petroleumstilsynet, 2012). Rettighetshaveren skal påse at operatøren oppfyller sine plikter og legge til rette for at operatørens virksomhet kan gjennomføres på en kostnadseffektiv måte.

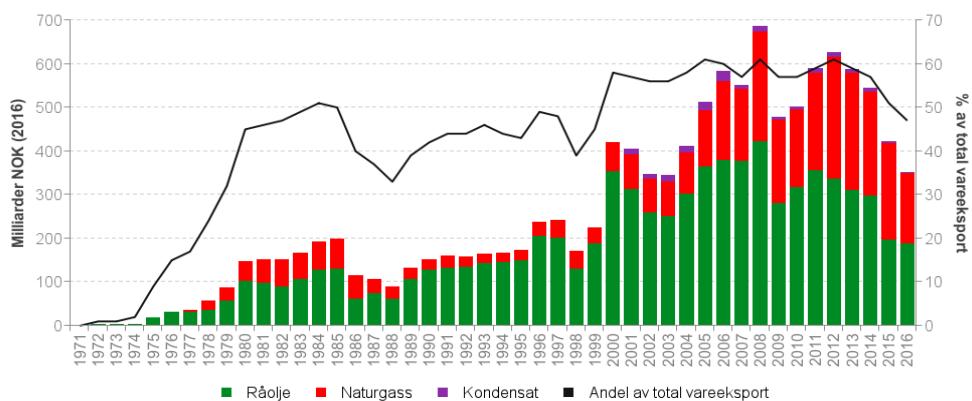
Siden oljeprisen begynte å falle høsten 2014 fra et stabilt nivå på over 100USD pr fat til 30USD ved inngangen til år 2016 har petroleumsindustrien i Norge vært preget av store kostnadskutt og nedbemanninger (Norsk olje og gass, 2016). De store omstillingene som har blitt gjennomført på norsk sokkel har resultert i estimerte kostnadskutt på til sammen 30-40 %. Kostnadsreduksjonen skyldes i hovedsak en kombinasjon av enklere utbyggingsløsninger og mer effektiv boring, samt generelt lavere priser på arbeid og utstyr. Imidlertid har kostnadskuttene på sin side også ført til at over 40.000 arbeidsplasser i petroleumsnæringen, spesielt i leverandørindustrien, har forsvunnet.

Pr 31 desember 2015 fremgår det av Oljedirektoratets ressursregnskap at det totale ressursgrunnlaget på norsk sokkel tilsvarer 14,2 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Norsk olje og gass, 2016). Av dette ressursgrunnlaget er 47 % allerede utvunnet solgt og levert mens 53 % (altså 7,6 milliarder Sm³) gjenstår å utvinne. Av de gjenværende ressurser er 4,7 Sm³ milliarder påviste ressurser, mens de resterende 2,9 milliardene Sm³ antar man er såkalte uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Estimater på uoppdagede ressurser ble sist vurdert i 2016 og inkluderer hele den norske sokkelen med unntak av den nord-østlige delen av Barentshavet. Om lag halvparten av de uoppdagede ressursene forventes å ligge i Barentshavet.

2.1.2.1 Norsk eksport av olje og gass

Norge eksporterte i 2016 råolje, gass og kondensat for om lag 350 milliarder kroner, noe som tilsvarer om lag 47 % av total norsk vareeksport (Olje- og energidepartementet, 2017a). Av dette stod oljeeksporten for 186 milliarder kroner, hvilket tilsvarer ca. 25 % av total norsk vareeksport, mens samlet gasseksport var ca. 156 milliarder kroner, noe som tilsvarer ca. 21 % av samlet vareeksport. Både gasseksporten og oljeeksporten økte sammenlignet med 2015, men den totale verdien var noe mindre i 2016 grunnet lavere gjennomsnittlige priser. Norge

dekker i dag om lag 2 % av verdens oljeetterspørsel og 1/3 av gassbehovet i Europa. Figur 2-3 viser eksportverdien av norsk petroleum fra 1971-2016.



Figur 2-3 Verdien av norsk petroleumseksport år 1971 -2016 (Olje- og energidepartementet, 2017a)

Alle aktørene på norsk sokkel er selv ansvarlige for å selge sin egen olje- og gassproduksjon (Olje- og energidepartementet, 2017a). Statoil er imidlertid også ansvarlig for å selge den norske stat sine olje- og gassvolumer, den såkalte SDØE-andelen. Som global handelsvare selges og leveres oljen til de fleste steder i verden. Gassmarkedet består på sin side av flere regionale markeder og så godt som all norsk gass blir transportert via rørledninger til andre land i Europa.

2.1.2.2 Beskatning for utvinning på norsk sokkel

Overskudd knyttet til selskapers sokkelvirksomhet i Norge er underlagt vanlig norsk selskapsskatt (Statoil, 2016). Den vanlige selskapsskatten er redusert fra 25 % i 2016 til 24 % i inneværende år. I tillegg til den vanlige selskapsskatten kommer det en særnorsk petroleumsskatt på 54 % som er økt fra 53 % i 2016. Petroleumsskatten beregnes på relevant inntekt i tillegg til den vanlige selskapsskatten. Dette fører til at selskap kan få en marginalbeskatning på drift på norsk sokkel opp imot 78 % på inntekt underlagt den særskilte petroleumsskatten. Det er verdt å nevne at den gjennomsnittlige skattesatsen som regel er lavere enn marginalsattesatsen som følge av en annen særregel i form av friinntekt. Friinntekten beregnes på investeringer som kan avskrives over 6 år, altså for rørledninger og produksjonsinnretninger, og kan anses som et ekstra avskrivningsfradrag i særskattegrunnlaget (Oljeskattekontoret, 2016). Friinntekten fører til en friinntektsskatt på 5,4

% på investeringer over 4 år for investeringer foretatt etter 5. Mai 2013, og 7,5 % på investeringer over 4 år for investeringer foretatt før 5. mai 2013.

Den høye skattesatsen på overskudd fører imidlertid også til at Statoil får skattemessig fradrag for 78 % av sine kostnader. For den internasjonale virksomheten, altså utover norsk sokkel, gjelder beskatning etter den lokale lovgivningen (Statoil, 2016).

2.1.3 Verdens energietterspørsel

Rundt 81 % av den globale energietterspørselen dekkes av fossile energikilder, herunder olje, gass og kull (Olje- og energidepartementet, 2017a). I 2015 var olje den største energikilden etterfulgt av kull og gass. Omtrent 31 % av verdens energietterspørsel dekkes i dag av olje, 29 % dekkes av kull, mens gass dekker 21 %.

Verdens energietterspørsel økte med 1,0 % i året i perioden 2014-2016 (Norsk olje og gass, 2016). Denne utviklingen i samlet energietterspørsel er uventet svak ettersom prisen på energi har vært gjennomgående lavere denne perioden sammenlignet med tidligere år. Spesielt prisene på olje og gass har falt veldig siden 2014. Forklaringen på den svake etterspørselsøkningen ligger i oppbremsingen av vekstøkonomiene i Asia, spesielt i Kina, noe som også har hatt betydelig smitteeffekt i regionen. Veksten i energietterspørselen blant land utenfor OECD var på kun 1,6 % fra 2015 til 2016 hvilket er en halvering av den gjennomsnittlige veksttakten det siste tiåret. Energi etterspørselen var uendret fra 2015 til 2016 for OECD-landene. Totalt sett står OECD-landene nå for 58 % av verdens energietterspørsel.

Selv om den samlede energietterspørselen var noe svak de siste to årene, viser utviklingen i etterspørselen blant ulike energityper et annet bilde. Blant de fossile energikildene var det oljen som opplevde den kraftigste etterspørselsøkningen med en økning på 1,9 millioner fat pr dag, tilsvarende en økning på 1,9 % (Norsk olje og gass, 2016). Denne relativt kraftige økningen førte til at olje som energikilde for første gang siden 1999 økte sin markedsandel i det globale energiforbruket. Med en markedsandel på ca. 31 % i den samlede globale energietterspørselen utgjør olje som tidligere nevnt fortsatt den viktigste energikilden i verden. Imidlertid økte tilbudet av olje mer enn etterspørselen gjennom 2014 og 2015, noe som resulterte i det kraftige oljeprisfallet vi har sett siden midten av 2014. Oljemarkedet fortsatte tilpasningen til lavere oljepriser gjennom 2016 med høy vedvarende

etterspørselsvekst og kutt i produksjonen både innenfor og utenfor OPEC, noe som betyr at oljemarkedet etterhvert nærmer seg et marked i likevekt mellom tilbud og etterspørsel. OPEC presenteres i kapittel 2.1.4.1.

Fornybare energikilder med unntak av vannkraft opplevde en økning i etterspørselen på 15 % gjennom fjoråret, noe som er konsistent med utviklingen siste tiåret (Norsk olje og gass, 2016). Totalt sett økte det globale forbruket av fornybare energikilder med 4,7 % gjennom fjoråret. Selv om fornybar energi har opplevd en sterk vekst de siste årene utgjør fornybar energi i dag kun 2,8 % av verdens totale energiforbruk.

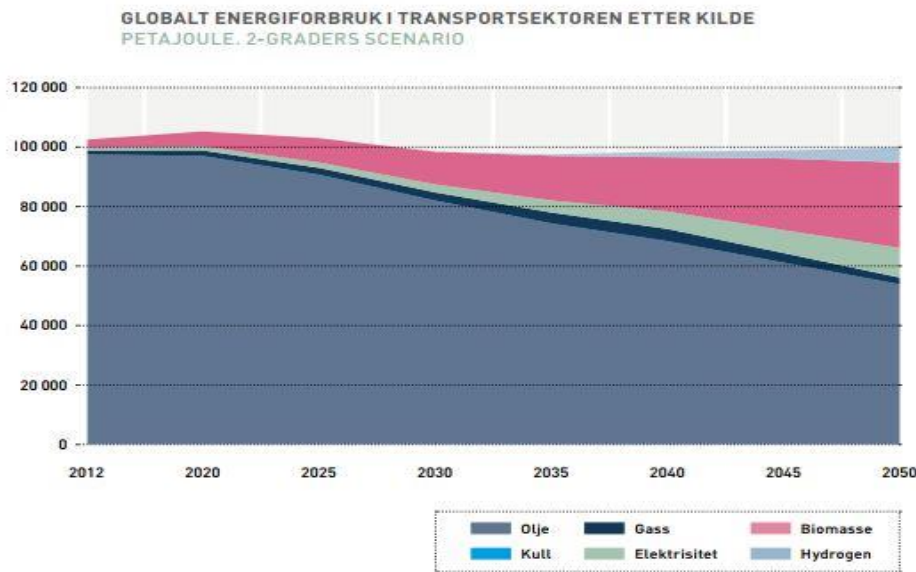
2.1.3.1 Transportsektorens betydning for etterspørselen etter olje

Av de ulike sektorene er transportsektoren den klart største forbrukeren av energi på verdensbasis (Olje- og energidepartementet, 2017a). Transportsektoren står for 26 % av verdens samlede energiforbruk og 56 % av verdens samlede oljeforbruk, hvorav varetransport står for 18 %, personbilsegmentet står for 27 %, mens shipping og fly står for henholdsvis 5 % og 6 % av oljeforbruket.

I transportsektoren dekkes 90 % av det totale energibehovet av petroleumsprodukter (Norsk olje og gass, 2016). Det faktum at petroleumsprodukter utgjør en så stor andel av energibehovet vil medføre at omleggingen fra petroleumsbasert transport til en transportsektor basert på fornybare energikilder vil kunne ramme oljeetterspørselen, og dermed oljeprisen kraftig. Det internasjonale energibyrådet anslår at biodrivstoff og elektrisitet gradvis vil ta over for petroleumsprodukter i luftfarten samt større transportkjøretøyer i fremtiden. I denne sammenheng er det også viktig å påpeke at en lavere oljepris vil kunne svekke biodrivstoff sin konkurransevne overfor petroleumsbasert drivstoff, og dermed redusere omleggingstakten av energisammensetningen i transportsektoren.

Statlige reguleringer av transportsektoren, spesielt i personbilmarkedet, kan imidlertid føre til at elektrisitet og biomasse som energikilde i transportsektoren gradvis vil kunne ta over for petroleumsbasert drivstoff (Norsk olje og gass, 2016). Land som Kina ønsker å avvikle salget av bensin- og dieslbiler «i nær fremtid», mens Storbritannia og Frankrike har varslet full stans i salget innen år 2040 (Heltne, 2017). En stadig større andel elektriske biler vil kunne føre til at mengden drivstoff som baseres på petroleumsprodukter faller fra dagens nivå på 90 %, til et nivå på 60 % i 2050 (Norsk olje og gass, 2016).

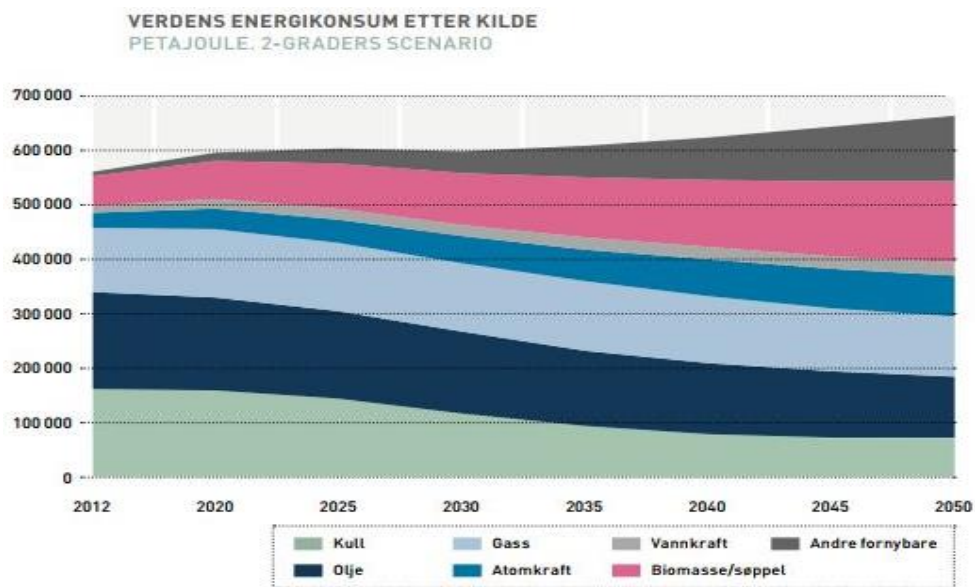
Figur 2-4 viser hvordan sammensetningen av energikildene i transportsektoren vil kunne se ut i fremtiden.



Figur 2-4 Mulig energisammensetning i transportsektoren i fremtiden (Norsk olje og gass, 2015)

2.1.3.2 Fremtidig sammensetning i energikonsum

Som tidligere påpekt stod olje, kull og gass for 81 % av den globale energiforsyningen i 2015. I tiden frem mot år 2050 antas det at denne andelen vil være redusert til 45 % av verdens samlede energikonsum dersom 2-gradersmålet fra Parisavtalen (COP21) skal legges til grunn og overholdes (Norsk olje og gass, 2016). Fremtidig kullforbruk vil i perioden frem mot 2050 mer enn halveres med en forventet nedgang på 52 %. Oljeforbruket vil i samme periode falle med om lag 35 %, mens gassforbruket forventes å reduseres med 12 % frem mot 2050. Olje og gass sin samlede andel av verdens energiforbruk forventes å reduseres fra ca. 52 % i 2015 til 33 % i 2050. Figur 2-5 under viser hvordan sammensetningen av verdens energikonsum forventes å endres i perioden frem mot år 2050.



Figur 2-5 Mulig sammensetning verdens energikonsum i fremtiden (Norsk olje og gass, 2016)

Som det fremgår av grafen forventes det at fornybare energikilder vil utgjøre en klart større andel av verdens fremtidige energikonsum enn i dag, men olje og gass vil også i fremtiden fortsatt være viktige energikilder.

2.1.4 Verdens oljeproduksjon

Verdens oljeproduksjon var i henhold til International Energy Agency (IEA) på totalt 4,33 milliarder tonn i 2016 (IEA, 2017). Fordelt på geografisk område var Midtøsten den største produsenten med en andel på 31,5 %, etterfulgt av OECD-landene på 25,3 % og land utenfor OECD i Europa og Eurasia på 15,8 %. Øvrig produksjon stammer primært fra Afrika og land utenfor OECD i Sør- og Mellom-Amerika.

Saudi-Arabia var i 2016 det enkeltlandet med størst andel av verdens oljeproduksjon (IEA, 2017). Kongeriket i Midtøsten stod for totalt 13,2 % av verdens oljeproduksjon. USA var like bak verdens nest-største oljeproduserende land med en samlet andel på 13,1 %, etterfulgt av Russland på tredjeplass med 12,3 % av verdens totale oljeproduksjon. Andre store oljeproduserende land er Canada, Kina, Irak, Iran, Venezuela og Norge.

2.1.4.1 OPEC

Organisasjonen av petroleumseksporterende land, forkortet OPEC, ble dannet i september 1960 av landene Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabia og Venezuela (Fagelund, 2014). I den

senere tid har antall medlemsland variert grunnet ulike konflikter, men pr i dag har organisasjonen 14 medlemsland. Organisasjonens formål er å samkjøre medlemslandenes petroleumpolitikk og sikre stabile priser i verdens oljemarked. Videre ønsker organisasjonen til enhver tid å ivareta de økonomiske interessene til medlemslandene ved å sørge for stabile inntekter samt å sikre oljeimporterende land en sikker tilførsel av petroleum.

Bakgrunnen for opprettelsen av OPEC var å skape en motvekt mot de største oljeselskapene, herunder de såkalte «syv søstre» som blant annet omfattet ExxonMobil, BP og Shell (Fagelund, 2014). «De syv søstre» agerte på den tiden som et kartell og sammen med oljeselskapet Total stod de alene for 90 prosent av den internasjonale råoljeutvinningen. De fem opprinnelig medlemslandene stod på sin side for ca. 82 % av verdens eksport av råolje.

Under den såkalte oljekrisen i 1973-1974 befestet OPEC sin maktposisjon og fikk sitt politiske gjennombrudd (Fagelund, 2014). Redusert oljeforsyning og økte priser ble brukt som politisk virkemiddel. Prisregulering av råoljeprisene på verdensmarkedet gjennom kontrollert produksjon har siden den gang vært et av hovedmålene for organisasjonen. Produksjonen holdes på et kontrollert nivå blant medlemslandene gjennom fastsettelse av såkalte produksjonskvoter for hvert medlemslands utvinning. Organisasjonen har stor potensiell makt gjennom besittelse av en vesentlig del av verdens olje- og gassreserver, og annonsert produksjonsrate i OPEC er direkte utslagsgivende i oljeprisen på kort sikt (Windheim, 2016). I 2015 stod OPEC-landenes råoljeproduksjon for 30 % av det samlede oljetilbudet på verdensbasis (Olje- og energidepartementet, 2017a).

2.1.5 Miljøutfordringer

De siste tiårenes økte oppmerksomhet rundt klimaendringer og trusselen som følge av global oppvarming har allerede påvirket rammevilkårene for de fleste olje- og gasselskaper, og vil fortsette med dette også i tiden fremover (Olerud, 2016). Helt siden klimakonvensjonen ble underskrevet i 1992 har det vært et utstrakt fokus på reduksjon av det globale utslippsnivået av klimagasser, spesielt i den industrialiserte vestlige verden. Kyotoavtalen som ble underskrevet i 1997 var en videreføring av de forhandlingene som lå til grunn for klimakonvensjonen fra 1992, og forpliktet de industrialiserte landene til å redusere sine klimagassutslipp med 5 % i perioden 2008-2012 sammenlignet med 1990-nivået på utslippene. I de senere årene har det vært holdt en rekke klimakonferanser for å øke den

globale innsatsen i reduksjonen av klimagassutslipp. Den siste store bindende avtalen er den såkalte Paris-avtalen som trådte i kraft i november 2016.

Klimaavtalen COP21, også kjent under navnet Parisavtalen, ble utarbeidet av 195 land i Paris i desember 2015, og regnes for å være den første globale forpliktelsen i kampen mot klimaendringer (Jakobsen, 2017). Til slutt var det 175 land som faktisk signerte avtalen i april 2016. Avtalen regnes for å være et viktig bidrag til å gi næringslivet, politikere og investorer en klar oppfordring i retning omstilling mot fornybarsamfunnet og vekk fra fossile energikilder. Hovedpunktene i avtalen dreier seg om å begrense økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen til 2 grader celsius (Norsk olje og gass, 2016).

Klimapolitiske beslutninger, herunder subsidieringen av fornybare energikilder, vil kunne påvirke olje- og gassprisen og dermed petroleumsindustriens lønnsomhet i fremtiden. Mange av verdens gjenværende petroleumsressurser vil ikke kunne utvinnes dersom 2-gradersmålet fra Parisavtalen skal kunne nås (Windheim, 2016). Dette setter en potensielt viktig begrensning på lønnsomheten i petroleumsbransjen i årene fremover. Videre vil klimapolitiske tiltak også kunne føre til et økt kostnadsnivå for aktørene i olje- og gassbransjen. Økte driftskostnader som følge av overholdelse av regler, forskrifter og lover knyttet til klimaendringer samt et tiltakende avgiftsnivå på petroleumsressurser kan ha negative effekter på vekstmuligheter og inntjeningen til aktørene i petroleumsbransjen (Statoil, 2016).

2.1.6 Verdikjeden i olje- og gassindustrien

Verdikjeden innenfor olje- og gassvirksomhet består i hovedsak av tre ulike segmenter (Investopedia, 2017). Det første segmentet er **oppstrømsegmentet**. Denne delen av verdikjeden omhandler leting etter olje og gass, boring av prøvebrønner samt selve produksjonen (utvinningen) fra felt. En viktig del av oppstrømsegmentet er utarbeidelse og tolking av seismiske undersøkelser for å lokalisere mulige olje- og gassforekomster. Andre tilhørende oppstrømsaktiviteter er eksempelvis innleieing av oljerigger og personell samt annet utstyr som er nødvendig i olje- og gassproduksjon.

Midtstrømsegmentet er den delen av verdikjeden i olje- og gassindustrien som omfatter transport, lagring og prosessering av ubehandlet råolje og gass (Investopedia, 2017).

Midtstrømsegmentet er bindeleddet mellom oppstrømsegmentet og nedstrømsegmentet.

Det siste segmentet i petroleumsnæringens verdikjede er **nedstrømsegmentet**. Dette segmentet inkluderer raffinering av råolje og gass samt markedsføring og salg av petroleumsprodukter (Investopedia, 2017). Raffinering av råolje til produkter som drivstoff, fyringsoljer og smøreoljer er eksempler på aktiviteter i nedstrømsegmentet. Videre er de aktivitetene som foregår frem til raffinerte olje- og gassprodukter når konsumenten, herunder transport og bensinstasjoner, en del av nedstrømsegmentet.

2.1.7 Utvinningstillatelser

For å kunne drive petroleumsproduksjon er oljeselskaper avhengig av såkalte utvinningstillatelser (Olje- og energidepartementet, 2017b). På norsk sokkel skjer tildelingen av utvinningstillatelsene gjennom konsesjonsrunder. I konsesjonsrundene åpnes det opp for at selskapene kan levere søknader individuelt eller sammen som gruppe. Det er saklige, objektive, ikke-diskriminerende og på forhånd kunngjorte kriterier som ligger til grunn for tildelingen av utvinningstillatelser. Det er Olje- og energidepartementet som tildeler utvinningstillatelser til de selskapene som har best søknad. Videre peker departementet ut en operatør som skal stå for organiseringen av den operative virksomheten som tillatelsen gir rett til. Utvinningstillatelsen gir et selskap rett til leteboring og utvinning/produksjon av olje og gass innenfor et bestemt avgrenset område på sokkelen (Oljedirektoratet, 2017). I første omgang gir en utvinningstillatelse rett til leting i en periode på inntil 10 år (Olje- og energidepartementet, 2017b)

Også internasjonalt er det stort sett myndighetene som styrer tildelingen av utvinningstillatelsene (Tordo et al, 2011). Tillatelsene gis etter avsluttet søknadsrunde, til enten ett eller flere oljeselskaper. En vanlig forutsetning for at de internasjonale oljeselskapene får tildelt utvinningstillatelsene er at de forplikter seg til å foreta lokale infrastrukturforbedringer i landet, eller benytter lokale leverandører fra oljeserviceindustrien.

I USA er prosedyrene litt annerledes da oljeforekomstene som regel er privateid i motsetning til mange andre land hvor det er staten som har juridisk råderett over forekomstene (Joy & Dimitroff, 2016). Det er altså både privatpersoner, private foretak eller staten som kan ha råderett over oljeforekomstene, avhengig av hvem som eier landområdene der oljeforekomstene befinner seg. På bakgrunn av denne råderetten er det da opp til de ulike

landeierne å bestemme hvem som skal få utvinningstillatelser og hvordan oljevirkksomheten skal foregå.

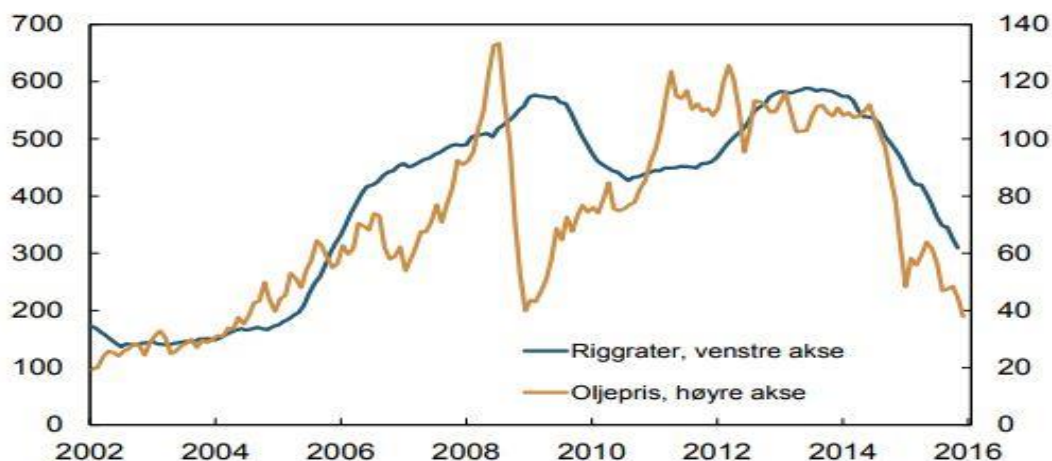
2.1.8 Økonomiske utfordringer - viktigste kostnadsdrivere

En sentral kostnadsdriver i oppstrømssegmentet i olje- og gassindustrien offshore er riggraten, altså kostnadene forbundet med å leie selve riggen/plattformen, herunder personalkostnader (lønn), drivstoffkostnader og øvrige kostnader knyttet til driften (EIA, 2016). Oljeutvinning på land har lavere borekostnader enn oljeutvinning til havs. Faktorer som havdybde, brønndybde, trykk, temperatur, størrelsen på feltet og avstanden fra land, er alle sentrale elementer i totalkostnaden ved utvinning og produksjon til havs. Andre viktige kostnadsdrivere er prisene på metaller og øvrig material og utstyr. Letebrønner som viser seg å være tørre, altså uten utvinnbare oljeressurser, er også viktige å nevne som store kostnadsposter for oljeselskapene. Dette betyr videre at risikostyring i forbindelse med boring av oljebørner til havs er en sentral faktor. Det er også viktig å påpeke at oljeutvinning til havs er betydelig mer kapitalintensiv enn utvinningen på land, hvilket medfører høyere kapitalkostnader offshore enn på land (Odemis Beyazay, 2015).

I midtstrømssegmentet er de viktigste kostnadsdriverne reparasjoner og vedlikehold av rørledninger og pumper (Carlyle, 2013). I nedstrømssegmentet er de viktigste kostnadsdriverne prisene på innsatsfaktorene for raffinering, altså oljeprisen. Andre viktige kostnadsdrivere er personalkostnader og vedlikehold/reparasjon av raffinerier.

Det spesielle ved kostnadsdriverne i oljebransjen, er at disse til dels varierer med oljeprisen (EIA, 2016). Som man kan se av figur 2-6 har eksempelvis riggratene stupt siden oljeprisfallet i 2014. Overkapasitet og teknologiske nyvinninger har ført til at kostnaden ved mange av de viktigste innsatsfaktorer i oljebransjen globalt har falt de siste årene.

Figur 2-6 under viser den historiske utviklingen i riggrater internasjonalt sammenlignet med utviklingen i oljeprisen.



Figur 2-6 Sammenhengen mellom riggrater og oljepris år 2002 – 2006 (Olsen, 2016)

Det er viktig å påpeke at det kan være variasjoner i det generelle kostnadsnivået på norsk sokkel sammenlignet med sokkelen i andre land. Spesielt kostnader knyttet til særnorske sikkerhetsforskrifter kan føre til et annet kostnadsnivå på norsk sokkel sammenlignet med andre produksjonssteder (Jakobsen et al., 2016).

2.1.9 Makroforhold

I de kommende avsnittene diskuteres viktige makroøkonomiske faktorer som påvirker lønnsomheten i olje- og gassbransjen.

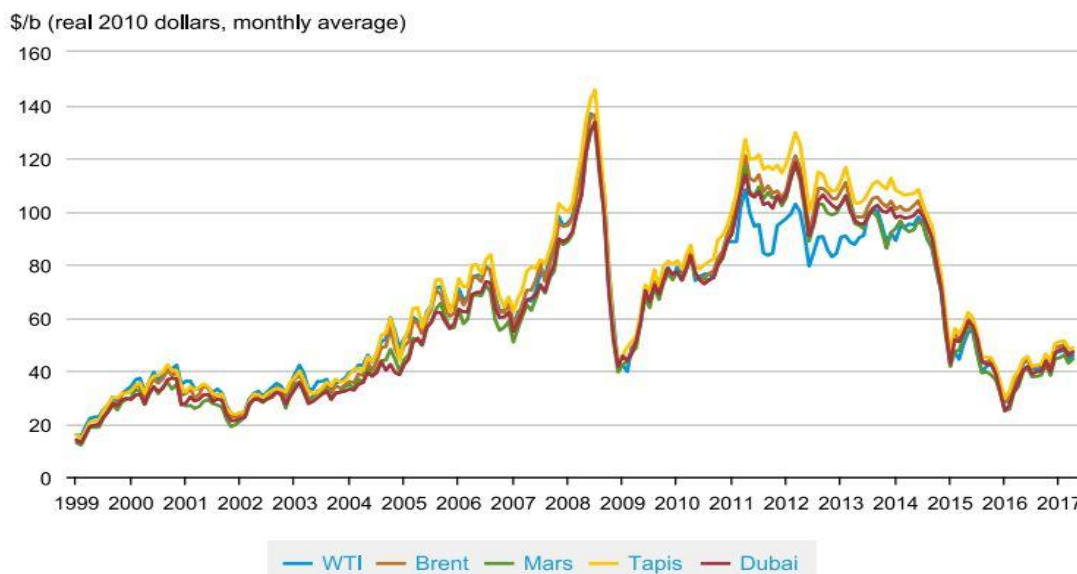
2.1.9.1 Olje- og gasspris

Utviklingen i oljepris

I den internasjonale oljebransjen finnes det ulike referanseindekser for prising av råolje. Eksempler på ulike referanseindekser er Brent Crude Oil og West Texas Intermediate (Kurt, 2015). På verdensmarkedet for råolje er Brent-indeksen den mest utbredte og 2/3 av verdens internasjonalt handlede råolje prises i henhold til denne indeksen.

Årsakene til prisvariasjoner mellom de ulike indeksene kan for eksempel relateres til ulike produksjonsformer som benyttes for å produsere olje i Nordsjøen og på land i USA, samt ulike politiske kriger og konflikter i områdene der de ulike oljetyperne produseres (Kurt, 2015). Teknologiske fremskritt for utvinning av skiferolje i USA har eksempelvis gjort West Texas Intermediate (WTI) billigere enn Brent de senere årene fra 2011.

Figur 2-7 viser den historiske utviklingen av oljeprisen for ulike referanseindekser fra 1999 til 2017.



Figur 2-7 Utviklingen i oljepris ulike referanseindekser år 1999 – 2017 (EIA, 2017)

Som vi ser av figur 2-7 steg oljeprisen relativt jevnt og trutt fra et nivå på under 20 USD pr fat i 1999 til i overkant av 140 USD på toppen rett før den globale finanskrisen i 2008.

Finanskrisen førte til et kraftig oljeprisfall fra 140 USD pr fat til 40 USD pr fat i 2009.

Imidlertid begynte oljeprisen å stige igjen de påfølgende årene, og prisen på nordsjøolje (Brent) var oppe i litt over 120 USD pr fat i 2012. Fra midten av år 2014 opplevde alle referanseindeksene et kraftig fall fra nivåer rundt 100 USD pr fat til rett i overkant av 20 USD pr fat tidlig i 2016. I skrivende stund ligger prisene på de viktigste indeksene rundt 60 USD pr fat.

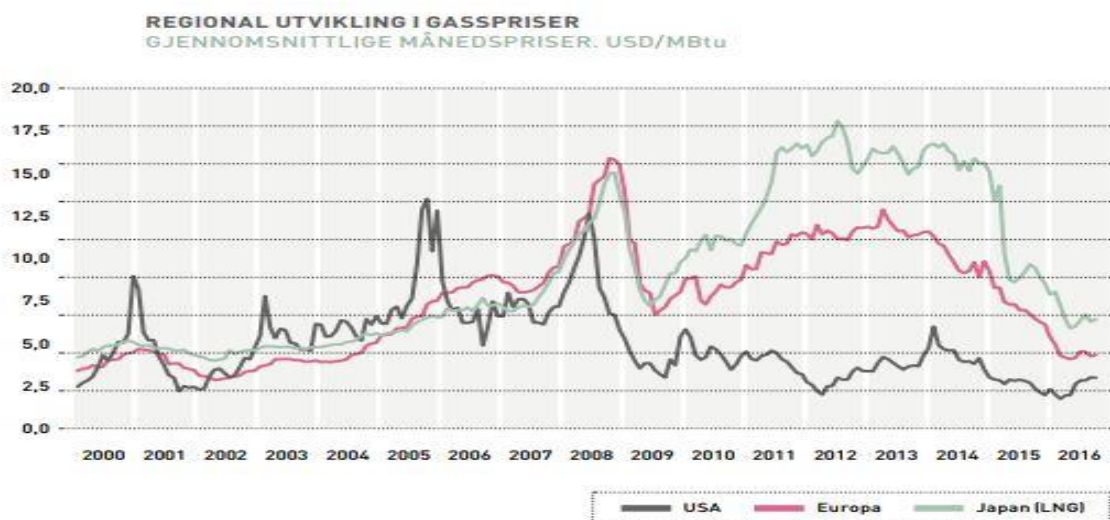
Når det gjelder det generelle prisnivået på olje på kort sikt på verdensmarkedet avhenger dette som regel av tilbudet, altså mengden råolje som er tilgjengelig for salg, og etterspørselen etter denne (Windheim, 2016). Videre er andre viktige faktorer som kriger og konflikter samt den politiske situasjonen i ulike oljeproduserende land viktig for oljeprisnivået på verdensmarkedet. Vekstraten i verdensøkonomien er en annen viktig faktor som påvirker etterspørselen etter olje og dermed oljeprisen.

Gjennom sin dominerende markedsposisjon med 30 % av verdens oljeproduksjon/tilbud er også OPEC sine beslutninger om eventuelle produksjonskutt av betydning for utviklingen i oljeprisen. En kan se til seneste eksempel hvor OPEC høsten 2016 vedtok produksjonskutt (Hovland, 2016). Dette førte til en oppgang i oljeprisen, og gjennom god overholdelse av medlemslandene har oljeprisen holdt seg relativt stabil på rett i overkant av 60 dollar fatet i

andre halvdel av 2017. På lang sikt vil prisnivået blant annet bestemmes av endringer i sammensetningen av energikonsum, herunder omstillingen mot fornybar energi samt klimakonvensjoner og andre klimaavtaler (Windheim, 2016).

Utvikling i gasspriser

Figur 2-8 viser utviklingen i ulike referanseindekser for gassprisene. Som man ser av grafen følger variasjonene i gassprisen stort sett variasjonene i oljeprisen. Gjennomsnittlig steg gassprisene jevnt og trutt frem mot finanskrisen i 2008 for deretter å faller merkbart gjennom 2009. I de påfølgende årene opplevde gassprisene på ny en relativ sterk prisøkning frem mot 2014 hvor prisene i likhet med oljeprisen falt veldig utover året.

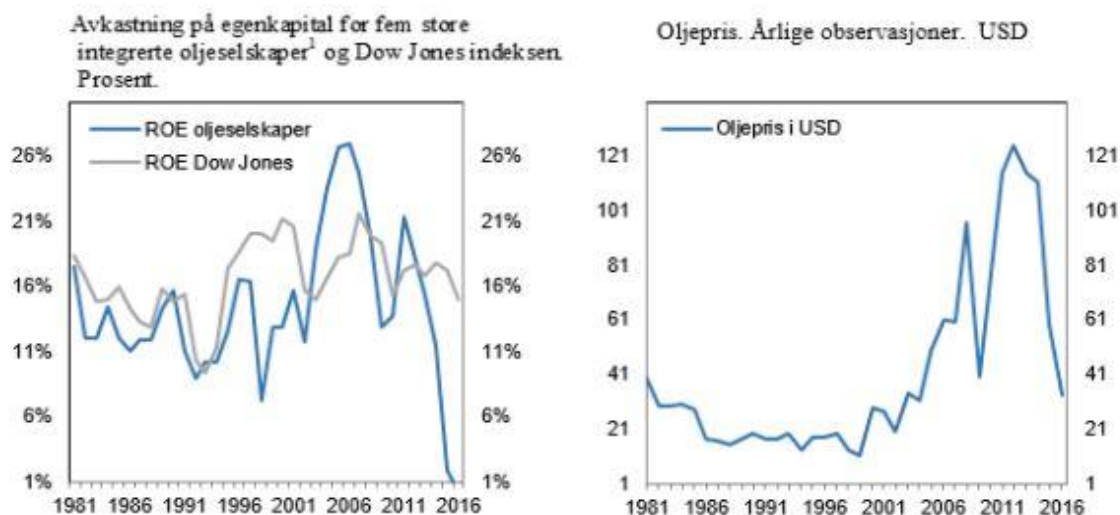


Figur 2-8 Utviklingen ulike gasspriser år 2000 – 2016 (Norsk olje og gass, 2016)

For de fremtidige lønnsomhetsanalysene utover i denne oppgaven ønsker vi å påpeke at vi har tatt utgangspunkt i at oljeprisen og gassprisen følger samme utvikling, og at vi derfor ikke spesifikt har skilt mellom oljeprisen og gasspris som sentrale lønnsomhetsdrivere. I de delkapitlene der vi konkret har analysert oljeprisen som en sentral driver for fremtidig lønnsomhet har vi dermed lagt til grunn at gassprisen følger samme utvikling.

Oljeprisens betydning for lønnsomhet

Oljebransjen er en syklisk bransje der oljeprisen er av stor betydning for inntjeningen til børsnoterte oljeselskap på kortere sikt (Finansdepartementet, 2017). Resultatene til oljeselskapene følger oljeprisen tett, og man ser en tydelig trend mellom avkastning på egenkapitalen i store integrerte oljeselskap og oljeprisen.



Figur 2-9 Sammenhengen mellom oljepris og egenkapitalavkastning store internasjonale oljeselskap (Finansdepartementet, 2017)

Figur 2-9 sammenligner egenkapitalavkastningen generelt på den amerikanske børsen og store integrerte oljeselskaper i USA, herunder ExxonMobil, Royal Dutch Shell og BP, i lys av variasjoner i oljeprisen. Som vi ser av grafen falt egenkapitalavkastningen for de integrerte oljeselskapene betydelig i takt med det kraftige oljeprisfallet fra andre halvdel av 2014. Imidlertid er det viktig å påpeke at grafen også viser at egenkapitalavkastningen til integrerte oljeselskaper over tid ikke utelukkende påvirkes av oljeprisen. Det at mange oljeselskap over tid har diversifisert sin virksomhet er en forklaring på dette. Spesielt satsing på fornybar energi har blitt en høy prioritet for disse selskapene.

2.1.9.2 Valuta

De store internasjonale oljeselskapene har spredt sin virksomhet over hele verden og er dermed eksponert for økonomisk risiko knyttet til valutasingninger. Siden olje på verdensmarkedet handles i USD vil vekslingskursen mellom USD og selskapenes funksjonelle valuta ha betydning for den økonomiske resultatutviklingen til petroleumsselskapene (Statoil, 2016). En svekket kurs på den funksjonelle valutaen i forhold til USD vil øke konkurranseevnen, mens en styrket kurs på den funksjonelle valutaen i forhold til USD vil svekke konkurranseevnen. For å håndtere risikoen knytte til valutasingninger velger mange oljeselskap, herunder Statoil å ta opp langsiktige lån i USD.

2.1.9.3 Rente

Rentenivået, herunder realrentenivået som er det nominelle rentenivået justert for nivået på inflasjonen, er en viktig faktor i det reelle kostnadsbildet ved olje- og gassproduksjon (Ross, 2015). Rentenivået påvirker kontantstrømmen og lønnsomheten til petroleumsselskapene

gjennom kapitalkostnadene tilknyttet olje- og gassutvinning og produksjon. Økte rentenivåer medfører økte kostnader gjennom høyere finanskostnader. Petroleumsbransjen er en bransje som fordrer store investeringer og er dermed veldig kapitalintensiv, hvilket betyr at rentenivået dermed har direkte påvirkning på lønnsomheten i bransjen.

Selv om det ikke finnes signifikante empiriske holdepunkter for å hevde at oljeprisen og rentenivået har en direkte sammenheng, er det rimelig å anta at valutaeffekten av endringer i rentenivået vil kunne påvirke oljeprisen indirekte (Moors, 2017). En renteøkning i USA vil kunne føre til en styrket dollarkurs hvilket igjen gjør det dyrere for enkeltland og konsumenter å kjøpe olje på verdensmarkedet ettersom olje handles og selges i USD. På kort sikt vil oljeprisen dermed kunne falle. Det motsatte vil være tilfellet ved en reduksjon av rentenivået i USA. Dette vil svekke dollarkursen og dermed kan prisen på olje øke på kort sikt grunnet høyere etterspørsel.

2.2 Presentasjon av Statoil

I de påfølgende delkapitlene presenteres historien og forretningsområdene til Statoil.

2.2.1 Historie

Energiselskapet Statoil ble etter et enstemmig stortingsvedtak opprettet som et aksjeselskap 18. september 1972, den gang under navnet «Den norske stats oljeselskap» (Statoil, 2016). Tanken bak opprettelsen av et heleid statlig selskap var at det skulle være regjeringens redskap i å utvikle en norsk kommersiell olje- og gassindustri. I takt med utviklingen av olje- og gassindustrien på norsk sokkel har Statoil sin virksomhet vokst, og i hovedsak vært konsentrert rundt leting, utvinning og produksjon av olje og gass på norsk sokkel. Utover 1980-årene vokste Statoil betydelig i takt med utviklingen av produksjonen på norsk sokkel. Selskapet ble også en viktig aktør i det europeiske gassmarkedet gjennom inngåelse av store kontrakter for utvikling og drift av terminaler og gasstransportsystemer. Videre slo selskapet seg i samme tiår også opp innenfor raffinering, og etablerte et omfattende nett av bensinstasjoner i Skandinavia. Imidlertid solgte selskapet seg helt ut av denne bransjen i 2012.

Statoil ble børsnotert i Norge (Oslo) og USA (New York) i juni 2001, og har siden da vært et allmennaksjeselskap under navnet Statoil ASA (Statoil, 2016). Etter børsnoteringen har virksomheten til Statoil vokst betydelig gjennom omfattende investeringer både på norsk

sokkel og internasjonalt. I 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassdivisjonen i Norsk Hydro, og festet dermed grepet som ledende aktør på norsk sokkel.

Gjennom økt bruk av ekspertise til å utforme og drive virksomheten i de ulike miljøene selskapet opererer i, har Statoil styrket sin oppstrømsvirksomhet også utenfor sitt tradisjonelle område som er offshoreproduksjon (Statoil, 2016). Prosjekter som omfatter utvikling av tungolje og skifergass samt utvikling av havvind, karbonfangst- og lagring er eksempler på hvordan Statoil har utvidet sine oppstrømsaktiviteter også utenfor tradisjonell offshoreproduksjon. I tillegg til å være ledende operatør på norsk sokkel, har selskapet en betydelig internasjonal prosjektportefølje og er tilstede i flere av de viktigste olje- og gassprovinsene i verden. Selskapet er i dag en av verdens største selgere av råolje og kondensat samt den nest største leverandøren av naturgass til det europeiske markedet, med virksomhet i mer enn 30 land og 20.500 ansatte verden over. Videre er selskapet verdens største aktør innen offshore oljevirksomhet (Statoil, 2017) og driver også betydelig virksomhet innenfor prosessering og raffinering i de såkalte midtstrøm- og nedstrømsegmentene. Selskapets hovedkontor ligger på Forus i Stavanger.

2.2.2 Forretningsområder Statoil

Statoils virksomhet styres gjennom syv forretningsområder (Statoil, 2016) som vil bli presentert i avsnittene under.

2.2.2.1 *Utvikling og produksjon Norge (UPN)*

UPN er forretningsområdet til Statoil som er ansvarlig for feltutvikling og drift på norsk sokkel, herunder Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet (Statoil, 2016). UPN har som oppgave å sørge for sikker og effektiv drift samt maksimal utnyttelse av verdipotensialet på norsk sokkel. I 2016 hadde Statoil en produksjon på norsk sokkel på totalt 1,24 millioner fat oljeekvivalenter hver dag. Dette tilsvarer 62,5 % av Statoil sin totale dagsproduksjon. Av daglig produksjon stammer omlag 1 million fat oljeekvivalenter fra Statoil-opererte felt, mens ca. 0,2 millioner fat oljeekvivalenter stammer fra felt hvor Statoil er partner gjennom rettighetshaverlisenser. Dette gjør Statoil til den største aktøren på norsk sokkel med 70 % av total produksjon på sokkelen.

2.2.2.2 Utvikling og produksjon internasjonalt (DPI)

DPI er forretningsområdet til Statoil som dekker all utvikling og produksjon av olje og gass utenfor norsk sokkel (Statoil, 2016). DPI har tilstedeværelse i over 20 land og driver produksjon i 11 av disse pr 2016. Forretningsområdet stod i 2016 for 32 % av Statoils samlede bokførte egenproduksjon av væsker og gass. Gjennomsnittlig produksjon var på 592.000 oljefatekvivalenter pr dag.

2.2.2.3 Markedsføring, midtstrøm og prosessering (MMP)

Forretningsområdet Markedsføring, midtstrøm og prosessering har ansvar for raffinering, transport, markedsføring og handel av råolje og kondensat samt naturgass, våtgass og raffinerte produkter (Statoil, 2016). Videre har MMP også ansvar for å drifte Statoil-opererte terminaler, raffinerier og prosessanlegg. I tillegg har MMP som oppgave å utvikle transportløsninger for væske og gass, herunder oljeprodukter og råolje fra Statoils olje- og gassfelt.

2.2.2.4 Teknologi, prosjekter og boring (TPD)

Teknologi, prosjekter og boring (TPD) er forretningsområdet til Statoil med ansvar for den globale prosjektporteføljen, herunder brønnleveranser, ny teknologi og anskaffelser på tvers av konsernet (Statoil, 2016). TPD etterstreber kostnadseffektive og sikre brønn- og prosjektleveranser preget av høyteknologisk kompetanse samt forskning og utvikling

2.2.2.5 Leting

Leting er forretningsområdet med ansvar for Statoil sin letevirksomhet verden over og har som mål å posisjonere selskapet som et av verdens fremste leteselskap (Statoil, 2016). Et viktig ledd i å bevare og utvikle Statoil sin posisjon som et ledende leteselskap er å få tilgang til nye områder og basseng med høyt potensiale for lønnsom olje- og gassutvinning. Videre består en viktig del av forretningsområdets virksomhet av å bore flere betydelige brønner i vekstområder og uutforskede basseng verden over samt å drive utstrakt letevirksomhet på norsk sokkel.

2.2.2.6 Global strategi og forretningsutvikling (GSB)

GSB har som oppgave å fastsette den strategiske kursen til Statoil og å identifisere potensielle oppkjøps- og fusjonsmuligheter (Statoil, 2016). Forretningsområdet har som overordnet mål å sikre en tett kobling mellom konsernstrategien, forretningsutvikling og fusjons- og

oppkjøpsaktiviteter for å hele tiden sikre videreutviklingen av Statoil som et internasjonalt energiselskap.

2.2.2.7 Nye energiløsninger (NES)

Forretningsområdet nye energiløsninger omhandler Statoil sin satsning på å gradvis supplere olje- og gassporteføljen med lønnsom fornybar energi og andre lavkarbonløsninger (Statoil, 2016). NES har som oppgave å forvalte og drive vindparker, karbonfangst og -lagring samt andre fornybare energi- og lavkarbonløsninger.

2.2.3 Finansielle nøkkeltall Statoil

I tabell 2-1 presenteres utvalgte regnskapsposter for Statoil i perioden 2014 til 2016. Som vi ser av tabellen har konsernet opplevd en betydelig resultatnedgang i perioden 2014 -2016 i takt med den negative utviklingen i oljeprisen som drøftet i delkapittel 2.1.9.1.

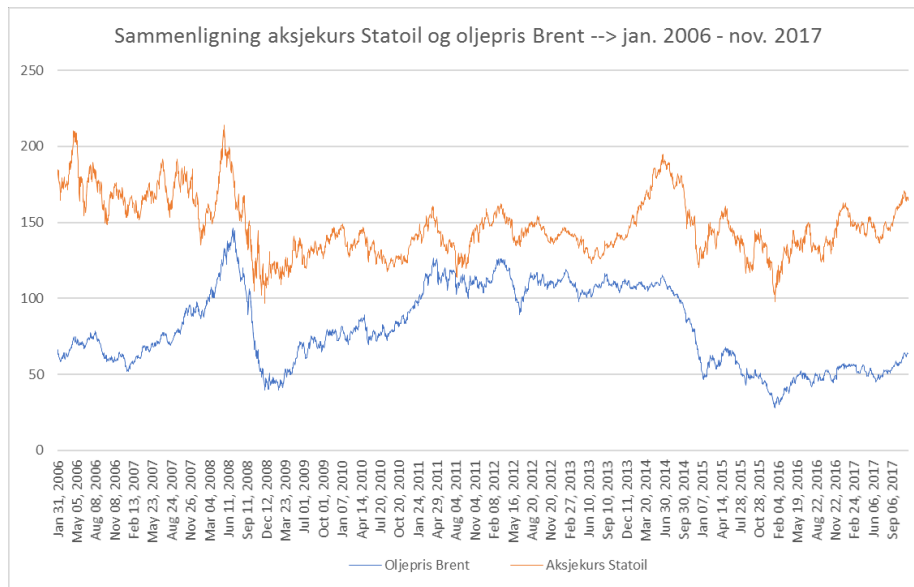
Utvalgte regnskapsposter Statoil ASA - mill USD	2014	2015	2016
Driftsinntekter	96302	57444	45688
(-) Varekostnad	47825	26074	21505
(-) Driftskostnad	11571	10432	9025
(-) Letekostnader	4810	3827	2952
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	1159	926	762
(=) EBITDA	30937	16185	11444
(-) Avskrivninger	11825	10605	9231
(=) Driftsresultat før unormale poster	19111	5580	2213
Driftsresultat	13571	-11569	-3322
Totalresultat	6396	-13779	-6799

Tabell 2-1 Utvalgte regnskapsposter Statoil år 2014 – 2016 (Statoil, 2016)

2.2.4 Aksjonærforhold og aksjen

Hovedaksjonær har, siden børsnoteringen, vært den norske stat, og i dag eier staten ved olje- og energidepartementet 67 % av selskapet (Statoil, 2016). Øvrige eierandeler fordeler seg på amerikanske investorer med 9,6 %, norske private investorer med 8,9 %, andre europeiske investorer med 7,1 %, britiske investorer med 5,1 % og andre investorer med 1,5 %. Totalt har Statoil 3.245.049.411 registrerte og utstedte aksjer pr 31.12.2016. Figur 2-10 viser historisk kursutvikling i Statoil sin aksjekurs på Oslo Børs fra 31 januar 2006 og frem til november 2017. Aksjekursene er hentet fra Yahoo Finance (2017). Vi har også inkludert historisk

oljeprisutvikling på Brent (Investing, 2017) for å vise variasjonene i aksjekurs i takt med endring i oljeprisutviklingen som påpekt i delkapittel 2.1.9.1.



Figur 2-10 Oljepris Brent og aksjekurs Statoil på Oslo Børs år 2006 – 2017 (Yahoo Finance, 2017), (Investing, 2017)

Samtidig som oljeprisen begynte å falle kraftig i 2014 opplevde aksjekursen et bratt fall fra et nivå på nesten 200kr kr pr aksje til rett over 100 kr pr aksje utover andre halvdel av 2014. I den senere tid har aksjen imidlertid opplevd en ganske stor kursoppgang fra et nivå på rundt 90 kr i starten av 2016 til dagens kurs på 166 kr. Av grafen i figur 2-10 ser vi tydelig samvariasjonen mellom Statoil sin aksjekurs og utviklingen i oljeprisen generelt.

2.3 Konkurrenter

I de neste avsnittene presenteres det vi mener er de fire viktigste komparative selskapene for Statoil, både internasjonalt og på norsk sokkel. Deretter analyseres kort hva som skiller Statoil fra disse selskapene.

2.3.1 ExxonMobil

ExxonMobil er et amerikansk multinasjonalt olje- og gasselskap med hovedkvarter i Irving, Texas (ExxonMobil, 2016). Selskapet ble grunnlagt den 30.november 1999 etter fusjonen av de tidligere John D. Rockefeller-eide selskapene Exxon (tidligere Standard Oil Company of New Jersey) og Mobil (tidligere Standard Oil Company of New York). ExxonMobil er verdens største børsnoterte olje- og gasselskap med produksjons- og letevirsomhet i 39 land verden over og en oljeproduksjon på 4,1 millioner fat

oljeekvivalenter pr dag i 2016. Selskapet er integrert i hele verdikjeden og driver virksomhet både innenfor oppstrømssegmentet og nedstrømssegmentet, og har raffinerier i 14 ulike land. I tabell 2-2 presenteres utvalgte regnskapsposter for ExxonMobil.

Utvalgte regnskapsposter ExxonMobil - mill USD	2014	2015	2016
Driftsinntekter	364763	236810	197518
(-) Varekostnad	225972	130003	104171
(-) Driftskostnad	73145	62852	57837
(-) Letekostnader	1669	1523	1467
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	12598	11501	10799
(=) EBITDA	51379	30931	23244
(-) Avskrivninger	17297	18048	19008
(=) Driftsresultat før unormale poster	34082	12883	4236
Driftsresultat	37233	13109	2618
Totalresultat	24288	11596	9112

Tabell 2-2 Utvalgte regnskapsposter ExxonMobil år 2014 – 2016 (ExxonMobil, 2016)

2.3.2 British Petroleum

British Petroleum, heretter omtalt som BP, er et britisk multinasjonalt olje- og gasselskap med hovedkontor i London, England (BP, 2016). Selskapet har sine røtter tilbake til starten av 1900-tallet der engelske geologer søkte om tillatelse til å lete etter olje i det som den gang var det persiske riket. I 1908 ble det første store kommersielle oljefunnet i Midtøsten en realitet og med dette ble BP sin forløper – «The Anglo Persian Oil Company» – grunnlagt. Etter en rekke oppkjøp og fusjoner over de siste 100 årene er BP i dag et av verdens tre største private olje- og gasselskaper med om lag 74500 ansatte og virksomhet i 72 land. I 2016 hadde selskapet en produksjon på 3,3 millioner fat oljeekvivalenter pr dag. BP er integrert i hele verdikjeden i olje- og gassindustrien og driver dermed både i oppstrøm- og nedstrømssegmentet. I tabell 2-3 presenteres utvalgte regnskapsposter for BP.

Utvalgte regnskapsposter BP - mill USD	2014	2015	2016
Driftsinntekter	353568	222894	183008
(-) Varekostnad	281907	164790	132219
(-) Driftskostnad	30333	38076	29760
(-) Letekostnader	3632	2353	1721
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	12696	11553	10495
(=) EBITDA	25000	6122	8813
(-) Avskrivninger	15163	15219	14505
(=) Driftsresultat før unormale poster	9837	-9097	-5692
Driftsresultat	1767	-10340	-2896
Totalresultat	-8903	-8259	-846

Tabell 2-3 Utvalgte regnskapsposter BP år 2014 – 2016 (BP, 2016)

2.3.3 Royal Dutch Shell

Royal Dutch Shell, heretter omtalt som Shell, ble grunnlagt i London i år 1907 gjennom sammenslutningen av de to rivalene «The Royal Dutch Petroleum Company» og «The Shell Transport and Trading Company Limited of the United Kingdom» (Shell, 2016a).

Sammenslutningen var i sin tid et resultat av at begge selskaper så fusjonen som nødvendig for å opprettholde konkurranseevnen med John D. Rockefellers Standard Oil Company i USA. Selskapet er i dag børsnotert i London og har sitt hovedkvarter i Den Haag i Nederland. Shell er et multinasjonalt oljeselskap som er integrert i hele verdikjeden både i oppstrøm- og nedstrømssegmentet med om lag 92.000 ansatte og virksomhet i over 70 land verden over (Shell, 2016b). Selskapets oljeproduksjon var på 3,7 millioner fat oljeekvivalenter pr dag i 2016. I tabell 2-4 presenteres utvalgte regnskapsposter for Shell.

Utvalgte regnskapsposter Shell - mill USD	2014	2015	2016
Driftsinntekter	421105	264960	233591
(-) Varekostnad	327278	194644	162574
(-) Driftskostnad	31260	29188	29448
(-) Letekostnader	4224	5719	2108
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	13965	11956	12101
(=) EBITDA	44378	23453	27360
(-) Avskrivninger	17867	17388	23091
(=) Driftsresultat før unormale poster	26511	6065	4269
Driftsresultat	23091	199	4508
Totalresultat	2692	-811	-1374

Tabell 2-4 Utvalgte regnskapsposter Shell år 2014 – 2016 (Shell, 2016a)

2.3.4 TOTAL SA

TOTAL SA, heretter omtalt som Total, er et fransk multinasjonalt olje- og gasselskap grunnlagt 28. mars 1924 (Total SA, 2016). Total begynte sin oljevirksomhet i Midtøsten i 1924 og har siden den gang ekspandert gjennom en rekke oppkjøp. I dag driver selskapet virksomhet i mer enn 130 land og er aktivt innenfor både oppstrømsegmentet og nedstrømsegmentet. Total har også utviklet et betydelig forretningsområde innen fornybar energi. Med over 98.000 ansatte og en dagsproduksjon på 2,45 millioner fat oljeekvivalenter er Total verdens fjerde største privateide oljeselskap. I august 2017 overtok Total oljevirksomheten til det danske industrikonsernet Maersk, og ble dermed den nest største aktøren i Nord-Europas offshoreområde (Oterholm, 2017). I tabell 2-5 presenteres utvalgte regnskapsposter for Total.

Utvalgte regnskapsposter Total SA - mill USD	2014	2015	2016
Driftsinntekter	212018	143421	127925
(-) Varekostnad	152975	96671	83377
(-) Driftskostnad	28349	24345	24302
(-) Letekostnader	1964	1991	1264
(=) EBITDA	28730	20414	18982
(-) Avskrivninger	12593	12243	11426
(=) Driftsresultat før unormale poster	16137	8171	7556
Driftsresultat	10481	4173	5191
Totalresultat	-2938	633	4336

Tabell 2-5 Utvalgte regnskapsposter Total år 2014 – 2016 (Total SA, 2016)

2.4 Hvordan skiller Statoil seg fra sine konkurrenter?

I de påfølgende avsnittene vil vi kort se på hovedforskjellene mellom Statoil og de komparative selskapene

2.4.1 Statoil sin posisjon på norsk sokkel

Statoil har som følge av den norske stats jurisdiksjonsrett over hele den norske sokkelen sikret seg tilgang til attraktivt leteareal og utvinningsblokker helt siden selskapet ble opprettet i 1972 (Ryggvik, 2015). På grunnlag av den norske stats ønske om å holde på inntektene fra petroleumssektoren i Norge har altså Statoil hatt en konkurransefordel i offentlige anbud om utvinning og produksjon av olje- og gassfelt på norsk sokkel siden oppstarten på 70-tallet. Selv om tildelingen av utvinningskonsesjoner som påpekt i delkapittel 2.1.7 i utgangspunktet skal gjøres på bakgrunn av objektive kriterier er det rimelig å anta at Statoil, som en representant for den norske stats interesser, bevisst har blitt foretrukket fremfor andre internasjonale oljeselskap. Dette er mye av grunnen til at Statoil i dag står for 70 % av total produksjon på norsk sokkel. Ingen andre av de komparative selskapene ExxonMobil, BP, Shell eller Total har en like sterk stilling på norsk sokkel. I fremtiden vil dette kunne bety at Statoil er sikret en kontinuerlig virksomhet på norsk sokkel gitt at det også i fremtiden vil åpnes for attraktivt lete- og produksjonsareal på sokkelen.

Som følge av at Statoil har sikret seg kontroll over mesteparten av ressursene på norsk sokkel står selskapet i en særstilling overfor leverandørindustrien i Norge. Med en markedsandel på 70 % på norsk sokkel vil Statoil i sin virksomhet i Norge kunne legge press på leverandørindustrien gjennom å legge føringer på innkjøpsbetingelser (Hjemdal et al., 2017). Statoil har dermed en konkurransefordel overfor sine konkurrenter på norsk sokkel med tanke på å gjennomføre kostnadsutt og forhandle frem gunstige innkjøpsbetingelser.

2.4.2 Størrelse

I en sammenligning av de komparative selskapene vi har valgt og Statoil er Statoil det klart minste selskapet målt i driftsinntekter og produksjon. Statoil hadde i 2016 driftsinntekter på ca. 46 milliarder USD, mens ExxonMobil, BP, Shell og Total hadde driftsinntekter på henholdsvis ca. 196, 183, 233 og 127 milliarder USD. Målt i produksjonsstørrelse er Statoil også klart minst med en dagsproduksjon i 2016 på 1,98 millioner fat oljeekvivalenter, mens ExxonMobil, BP, Shell og Total hadde en dagsproduksjon på henholdsvis 4,1, 3,3, 3,7 og 2,45 millioner fat oljeekvivalenter i 2016. Statoil er altså betydelig mindre i omsetning og produksjon relativt til selskapene vi har valgt ut som grunnlag for komparativ bransje.

2.4.3 Geografisk utstrekning

62,5% av Statoil sin samlede produksjon stammer fra norsk sokkel, mens resterende andel i hovedsak stammer i Nord-Amerika, Brasil og Angola (Statoil, 2016). Statoil sin internasjonale ekspansjon er forholdsvis «ung» og beskjeden relativt til komparativ bransje som følge av at den norske stat har lagt føringer på at Statoil skal ha norsk hovedkontor og et hovedfokus på utviklingen av norsk sokkel (Ryggvik, 2015). Øvrige selskap i komparativ bransje har en mye større internasjonal utstrekning og har virksomhet i langt flere land enn Statoil. Mye av dette skyldes at selskapene i komparativ bransje har eksistert i mye lengre tid enn Statoil og derfor har hatt muligheten til å bygge opp en omfattende internasjonal virksomhet over flere år.

2.4.4 Land/offshore-produksjon og særnorske regler

Statoil er verdens største aktør innenfor offshore olje- og gassvirksomhet (Statoil, 2017), og dette innebærer at en betydelig andel av samlet produksjon foregår til havs. Som påpekt i delkapittel 2.1.8 er kostnadsnivået høyere til havs enn på land fordi utvinning av olje- og gassforekomster til havs fordrer større investeringer enn på land. På grunn av at Statoil har mye av sin produksjon til havs er selskapet nødt til å kontinuerlig gjennomføre kostnadskutt og effektiviseringer for å opprettholde konkurranseevnen.

De komparative selskapene er ikke like eksponert for de store offshore-kostnadene som Statoil da deres omfang av offshore-produksjon er mindre. I tillegg er det viktig å påpeke at Statoil er underlagt særnorske HMS-regler på norsk sokkel som ikke gjelder andre steder i verden der mange av de komparative selskapene har sin hovedvirksomhet (Jakobsen et al., 2016). Spesielt riggratene i Norge er høyere enn i utlandet grunnet strenge krav til

sikkerhetsforskrifter. Særnorske regler knyttet til utvinning av olje- og gassforekomster på norsk sokkel er dermed en ulempe for Statoil relativt til bransjen.

2.4.5 Skatt

Statoil er som tidligere nevnt underlagt særnorsk petroleumsbeskatning i sin virksomhet på norsk sokkel. Dette betyr at selskapet kan få en marginalsatt på inntil 78 %, bestående av 24 % selskapsskatt og 54 % petroleumsskatt, med fradrag for friinntektsskatt. Som vi vil se senere i kapittel 8, analyse av lønnsomhet, har Statoil en høyere skattekostnad relativt til driftsinntekter enn det bransjen for øvrig har. Ettersom andre selskap som utvinner petroleumsprodukter på norsk sokkel også er underlagt det norske skattesystemet skyldes forskjellen i skattekostnader omfanget av utvinning på norsk sokkel. Selv om det norske skattesystemet også gir tilsvarende høye fradrag for kostnader, viser våre analyser at kostandsposten er høyere i Statoil enn bransjen for øvrig og dette medfører en konkurransemessig ulempe for Statoil.

2.5 Oppsummering

Oljebransjen er en syklisk bransje der oljeprisen har stor påvirkning på inntjening og driftsresultater. Som det ble gjort rede for i delkapittel 2.1.9.1 ser man på kort sikt en klar sammenheng mellom oljeprisen og egenkapitalavkastningen i store integrerte internasjonale oljeselskap. Andre makroforhold som påvirker lønnsomheten til oljeselskapene er rentenivået og valutakurser. Det er også relevant å trekke inn de viktigste kostnadsdriverne i offshore-oljevirksomhet. Dette er brønnekostnader samt riggrater og andre kostnader knyttet til leie av personell og materiell.

Omleggingen av energiforbruk basert på fossile brensler til fornybar energi vil i fremtiden kunne ha stor innvirkning på utviklingen i oljeprisen. Transportsektoren er den sektoren i verden som etterspør mest olje og følgelig vil en økende andel transport basert på fornybar energi kunne sette et tak på lønnsomheten i industrien. Imidlertid har et økt fokus på fornybar energi også gitt de store oljeselskapene nye forretningsområder og nye muligheter for fremtidig inntjening.

Som det ble gjort rede for i sammenligningen av Statoil og komparativ bransje er Statoil betydelig mindre enn sine konkurrenter i denne sammenheng. De fire selskapene som utgjør vår komparative bransje har en mer omfattende virksomhet enn Statoil både når det kommer til driftsinntekter, dagsproduksjon av petroleumsprodukter og geografisk utstrekning.

Avslutningsvis er det viktig å rette oppmerksomhet mot de viktigste elementene som skiller Statoil fra bransjen. Statoil driver i større grad enn konkurrentene petroleumsvirksomhet til havs enn til land og har i større grad konsentrert sin virksomhet i et spesifikt område, nemlig på norsk sokkel. Videre er selskapet delvis statlig eid av den norske stat og er på norsk sokkel underlagt en rekke særnorske bestemmelser knyttet til blant annet HMS og skatt. Et utstrakt fokus på kostnadsutt vil være avgjørende for å sikre Statoil sin konkurransevne i fremtiden. Med staten som eier har Statoil kunnet bygge seg opp en privilegert posisjon på norsk sokkel, og har tidvis blitt kritisert for å legge et for stort kostnadspress på leverandørindustrien i Norge.

3. Verdsettelsesteknikker

I de påfølgende delkapitlene vil de forskjellige verdsettelsesteknikkene som kan benyttes i en verdsettelse presiseres. Deretter følger vårt valg av hovedmetode og supplerende metode for verdivurderingen av Statoil, før vi avslutter kapittel tre med en presentasjon av rammeverket til metoden vi har valgt å bruke.

3.1 Presentasjon av verdsettelsesteknikker

De forskjellige verdsettelsesteknikkene deles som regel inn i tre hovedteknikker: Fundamental verdivurdering, komparativ verdivurdering og opsjonsbasert verdivurdering (Damodaran, 2012). Disse verdsettelsesteknikkene anses som regel som å være supplementert fremfor alternativer til hverandre. Dette skyldes at en vesentlig forutsetning for å forstå opsjonsbasert- og komparativ verdivurdering er å forstå diskonteringen av kontantstrømmer i den fundamentale verdivurderingen. Når man skal velge hvilken teknikk som passer best når man skal verdsette et selskap tar man utgangspunkt i de mest vesentlige faktorene for verdsettelsen. De faktorene som har størst påvirkning på dette valget er hvilken bransje det er snakk om, faser i livssyklusen og utsikter for fortsatt drift.

3.1.1 Fundamental verdsettelse

Fundamental verdsettelse er en teknikk som bygger på de underliggende, fundamentale forholdene i selskapet som verdsettes (Damodaran, 2012). Nevnte forhold blir følgelig utslagsgivende for verdsettelsen og en underliggende antakelse ved den fundamentale verdsettelsesmetoden er at verdien av et selskap er relatert til risikoprofil, vekstforventningene og kontantstrømmen.

En fundamental verdivurdering starter med en strategisk analyse som fokuserer på både interne og eksterne faktorer (Knivsflå, 2017a). Deretter gjennomføres en regnskapsanalyse med bakgrunn i rapportert finansregnskap med formål om å utarbeide et fremtidsregnskap og fremtidskrav. De frie kontantstrømmene som estimeres neddiskonteres med tilhørende avkastningskrav for å finne selskapets verdi, før man avslutningsvis kommer med en handlingsstrategi.

Fundamental verdsettelse kan gjennomføres ved to forskjellige metoder: Egenkapitalmetoden og selskapskapitalmetoden (Damodaran, 2012). Ved konsistent bruk av forutsetninger skal begge metodene gi samme svar, på tross av at fremgangsmåten ved de to metodene er svært ulike i praksis.

Egenkapitalmetoden

Egenkapitalmetoden er en direkte metode ved at man verdsetter kontantstrømmen til egenkapitalen direkte (Damodaran, 2012). Det vil si at man finner verdien av egenkapitalen ved å neddiskontere kontantstrømmen til egenkapitalen med avkastningskravet eller kostnaden til egenkapitalen. Under egenkapitalmetoden finnes det fire ulike modeller: Utbyttmodellen, fri kontantstrømmmodellen, superprofittmodellen og superprofittvekstmodellen. Alle modellene benytter forskjellig fremgangsmåte, men dersom kravene som benyttes ved diskonteringen er verdivektet vil alle modellene gi samme verdiestimat ved konsistent bruk (Knivsflå, 2017p).

Selskapskapitalmetoden

Selskapskapitalmetoden er en metode som verdsetter selskapets egenkapital indirekte med utgangspunkt i verdien av selskapet (Koller et al, 2010). Fra enterprise value (EV) trekker man ut netto rentebærende gjeld slik at man sitter igjen med verdien av egenkapitalen. Ved verdsettelse av EV kan man benytte tre forskjellige mål: Totalkapital, sysselsatt kapital og netto driftskapital. Totalkapital er i nyere tid ansett som et utgått mål og følgelig benyttes målene sysselsatt kapital og netto driftskapital i størst grad (Knivsflå, 2017q).

Fundamental verdivurdering er den mest brukte i akademisk finans, men den kritiseres ofte for en svakhet ved at det er vanskelig å estimere de budsjetterte kontantstrømmene på korrekt måte (Dahl & Boye, 1997). Vanskelighetene med å estimere korrekt grunner i at de

underliggende faktorene er svært sensitive overfor input, spesielt faktorene inntektsvekst og avkastningskrav. Disse vanskelighetene fører til at metoden blir arbeidskrevende, relativt til de alternative verdsettelsesmetodene man kan benytte. Metoden tar utgangspunkt i neddiskonterte fremtidige kontantstrømmer og følgelig egner metoden seg best for selskap med positiv kontantstrøm. Samtidig er det en metode som er mest egnet for selskap hvorpå man kan få pålitelige estimater på fremtidige kontantstrømmer. Følgelig er metoden best egnet for selskap som befinner seg et godt stykke inn i livssyklusen.

3.1.2 Komparativ verdivurdering

Komparativ verdivurdering er en teknikk som verdsetter et selskap ved relativ prising av sammenliknbare selskap (Kaldestad & Møller, 2016). Følgelig omtales teknikken også som relativ verdivurdering. Teknikken innebærer en estimering av selskapsverdien ved å se hva liknende virksomheter omsettes for i markedet. Dermed er metoden avhengig av at markedet har priset selskapene korrekt, da i gjennomsnitt og ikke på individuelt nivå. Metoden avhenger også av at det finnes sammenliknbare selskap på markedet. Dersom de komparative selskapene som benyttes ikke er like må det korrigeres for forskjeller. Komparativ verdivurdering deles inn i to modeller: Multiplikatormodellen og substansverdimodellen (Knivsflå, 2017u).

Multiplikatormodellen

Multiplikatormodellen verdsetter et selskap ved å benytte egne multiplikatorer opp mot andre selskapers multiplikatorer (Kaldestad & Møller, 2016). Dette kan gjøres direkte gjennom egenkapitalmodellen, eller indirekte gjennom selskapskapitalmetoden (Knivsflå, 2017u). Begge metodene beregner egne multiplikatorer og vurderer disse relativt sett mot andre selskapers multiplikatorer. Noen multiplikatorer som er mye brukt er pris/bok, EV/EBIT og EV/EDITDA

Substansverdimodellen

Substansverdimodellen verdsetter selskapet basert på markedspris på like eller tilnærmet like eiendeler på markedet (Kaldestad & Møller, 2016). På denne måten finner man substansverdien av eiendelene til selskapet. En forutsetning for denne modellen er følgelig at det må finnes markedspriser på produktene og at produktene må være omsetningsbare. Med andre ord tar ikke modellen hensyn til verdien av selskapets drift eller immaterielle verdier. Etter å ha funnet substansverdien av eiendelene trekkes markedsverdien av selskapets gjeld i

fra slik at man finner substansverdien av egenkapitalen (Knivsflå, 2017u). Tatt i betraktning svakhetene ved modellen er substansverdimodellen ikke ansett som en god verdsettelsesmodell isolert sett, men heller som en god supplerende modell. Det er også her viktig å korrigere for forskjeller i mellom selskapene i verdsettingen.

Komparativ verdivurdering er den verdsettelsesteknikken som i praksis er den mest benyttede (Kaldestad & Møller, 2016). Årsaken er hovedsakelig at metodene er mye mindre tidkrevende enn fundamental verdsettelse og at den følgelig kan være mer kostnadseffektiv å gjennomføre. At modellen benytter regnskapstall i mindre grad enn fundamental verdsettelse fører til at metoden egner seg bedre for nyetablerte selskaper og selskaper som er i et tidlig stadiet av vekstfasen. Som følge av at komparative selskaper spiller en sentral rolle når man anvender multiplemetoden oppstår en utfordring i form av å finne gode komparative selskaper til nyoppstartede selskaper. Videre er en ulempe ved modellen at den som verdsetter har stor frihet i valg av multipler og salgsverdier. Dermed kan den som verdsetter velge de multiplene eller salgsverdiene som passer best med verdsetterens ønsker, og følgelig påvirke resultatet av den komparative verdivurderingen.

3.1.3 Opsjonsbasert verdivurdering

En opsjonsbasert verdivurdering tar høyde for verdien av fleksibilitet i et selskap (Damodaran, 2012). Verdien av fleksibilitet er tilknyttet strategiske valg selskapet skal foreta i fremtiden. Et eksempel på en fleksibilitet som gir verdi til selskapet utover normal drift er en opsjon på å investere i et prosjekt i fremtiden. Denne fleksibiliteten innebærer en rett, men ikke en plikt, til å investere og verdien ved en slik opsjon ligger i at man kan investere hvis prosjektet blir lønnsomt på et tidspunkt i fremtiden. Denne verdien er lagt til VEK^* i formelen vist under. Fundamental verdsettelse er ansett som en statisk verdivurdering da den ikke tar hensyn til verdien av fleksibilitet, og sånn sett anses opsjonsbasert verdivurdering som et godt supplement til fundamental verdsettelse.

$$VEK = VEK^* + \text{nåverdien av særlig fleksibilitet}$$

$$VEK = \text{Den statiske verdien av egenkapitalen}$$

VEK^* = verdi av egenkapital slik selskapet er i dag, VEK = verdien av egenkapital

Opsjoner deles hovedsakelig opp i to ulike typer: Finansielle opsjoner og realopsjoner (Kaldestad & Møller, 2016). Finansielle opsjoner gir et selskap retten til å kjøpe eller selge en

eiendel på et gitt tidspunkt til en gitt pris. En realopsjon gir en rettighet, men ikke en plikt, til å gjennomføre en investering i fremtiden. Sistnevnte utgjør altså en verdi utover fundamental verdi og det er nettopp denne verdien som gjør at opsjonsbasert verdsettelse er et godt supplement til fundamental verdsettelse.

Utrekningen av verdien på opsjonene er krevende som følge av at det er vanskelig å estimere variablene som inngår i utregningen av verdien (Kaldestad & Møller, 2016). Noen nøkkelelementer i utregningen av verdien på opsjonene som innebærer stor usikkerhet er blant annet tidshorisonen på opsjonen, volatilitet i priser og verdien av de underliggende eiendelene. Det er viktig å være klar over at verdien av disse realopsjonene til dels kan innregnes gjennom vekstfaktoren man benytter ved verdivurdering gjennom fundamental metode. Dersom vekstfaktoren settes høyt vil det være rimelig å anta at det vil bli dobbeltregnet for verdien av realopsjoner dersom man benytter seg av opsjonsbasert verdivurdering som supplerende metode.

Som følge av at opsjonsbasert verdivurdering tar høyde for verdien av fleksibilitet egner metoden seg best til selskaper som opererer i fleksible miljøer, eller som opplever fleksibilitet på andre måter (Kaldestad & Møller, 2016). Med andre ord egner ikke denne metoden seg for selskaper som er godt etablert og befinner seg i stabile miljøer. Bransjer som har innslag av patenter, rettigheter og landområder for utvikling er særlig egnet for denne metoden da alle faktorene gir muligheter for superprofitt. Dette fører til at spesielt virksomheter innen eksempelvis farmasi er egnet for en verdsettelse med denne teknikken.

3.2 Valg av verdsettelsesteknikk

Når man skal velge verdsettelsesteknikk vurderer man hovedsakelig hvilken bransje selskapet opererer i, hvilken fase i livssyklusen selskapet befinner seg i og om det er antatt fortsatt drift eller om virksomheten skal avvikles (Knivsflå, 2017a). Utover disse faktorene er det viktig å vurdere tilgangen på regnskapstall og krav som settes til verdsettelsen. For å få gjennomført en så korrekt verdsettelse som mulig er det også viktig å veie styrkene og svakhetene ved de forskjellige teknikkene opp mot hverandre.

Av delkapittel 3.1 fremkommer det at fundamental verdsettelse er essensielt for alle de andre teknikkene i form av at de direkte eller indirekte tar utgangspunkt i neddiskonterte

kontantstrømmer. Opsjonsbasert verdivurdering benytter for eksempel kontantstrømmene i det statiske leddet og komparativ verdivurdering benytter kontantstrømmene indirekte.

En fordel, og samtidig en ulempe, ved fundamental verdsettelse er at det er en mer omfattende teknikk enn de andre teknikkene. Dette er som nevnt tidligere en fordel i form av at vurderingsgrunnlaget blir bedre, men samtidig en ulempe i form av at teknikken er tidkrevende og følgelig kostbar å gjennomføre. Denne teknikken får som følge av at den er grundigere et økt behov for regnskapsinformasjon, relativt sett til komparativ verdivurdering.

Ved komparativ verdivurdering ved multiplikatormetoden trenger man kun to tall og således blir teknikken enklere og billigere å gjennomføre enn fundamental verdsettelse. Nettopp dette er årsaken til at denne verdsettelsesteknikken er den mest benyttede i praksis (Kaldestad & Møller, 2016). Ved få tall øker kravet til presisjonen i tallene og utslaget på verdivurderingen blir stor ved eventuelle feil. Følgelig er teknikken sensitiv overfor input. At denne teknikken er sensitiv overfor input er ikke en ren ulempe for teknikken, da både fundamental verdsettelse og opsjonsbasert teknikk også er sensitive overfor input. Det er derimot forskjellige faktorer som er sentrale i de forskjellige teknikkene, og sannsynligheten for en upresis verdsettelse minsker dersom man benytter seg av flere verdsettelsesteknikker for så å sammenlikne resultatene.

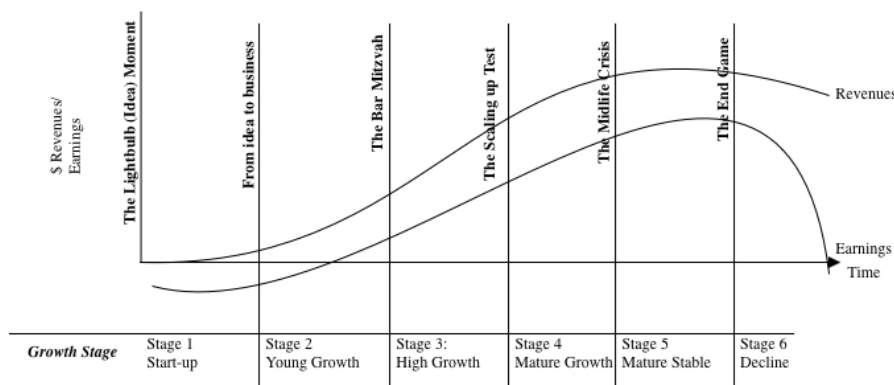
En avgjørende faktor for valget av verdsettelsesteknikk er som sagt innledningsvis hvor i livssyklusen selskapet befinner seg. I figur 3-1 presenteres livssyklusen slik Damodaran (2012) har fremstilt den.

I det tidlige stadiet er det store endringer i selskapet, samt liten tilgang på regnskapsinformasjon fra tidligere år. Begge disse faktorene trekker valget bort fra fundamental verdsettelse og over mot de andre teknikkene. At et selskap er i oppstartsfasen medfører som regel også at det er vanskelig å finne komparative selskaper (Kaldestad & Møller, 2016). Dette fører til at heller ikke komparativ verdivurdering er gunstig, men allikevel er det multiplikatormodellen som er mest anbefalt for selskaper som er nyoppstartet eller i tidlig vekst.

Når et selskap har nådd moden vekst er som regel tilgangen på tidligere års regnskapsinformasjon god, samtidig som selskapet befinner seg i en stabil posisjon. Disse

faktorene er vesentlige for at man skal kunne gjennomføre en korrekt fundamental verdsettelse og følgelig blir metoden å anbefale dersom selskapet er i en moden fase. Ettersom det i moden fase også er relativt greit å finne komparative selskap er også komparativ verdivurdering en mulighet.

I nedgangsfasen går selskapet tilbake til en ustabil tilstand. Dette er et element som taler mot å benytte en fundamental verdsettelse, men som følge av at en har rikelig med regnskapsinformasjon fra tidligere år, er det mulig å benytte denne teknikken. I nedgangsfasen frem til selskapets oppløsning, er det relevant å se på verdien av eiendelene som kan selges. Følgelig er en komparativ verdivurdering i form av substansverdimodellen den mest anbefalte teknikken å benytte (Knivsflå, 2017a).



Figur 3-1 Selskapers livssyklus (Damodaran, 2012)

Statoil har siden etableringen i 1972 ekspandert som følge av nye funn i Nordsjøen. Siden 1990-tallet har Statoil også ekspandert internasjonalt slik at selskapet i dag driver petroleumsvirksomhet i ulike deler av verden. Total produksjon av olje og gass hos Statoil har etter en ekspansiv vekst i startfasen gått over til å ha en jevn økning i produksjonen. På tross av nye store funn og videre internasjonal ekspansjon anses ikke Statoil lenger som å være i en åpenbar vekstfase. Nye funn og ekspansjon har derimot blitt en del av daglig drift da begge deler skjer med jevne mellomrom. Spørsmålet blir videre om kapasiteten til selskapet er nådd. Statoil deltok i 2016 i 14 nye utforskninger som resulterte i 11 nye funn (Statoil, 2016). I tillegg ble selskapet tildelt 29 nye utvinningstillatelser, startet produksjon ved feltet Gullfaks Rimfaksdalen og startet utbyggingen ved Johan Sverdrup feltet. Statoil befinner seg dermed i en fase som er i stabil vekst, altså et sted mellom fase 4 og 5.

Olje- og gassbransjen er en omdiskutert bransje som følge av klimapolitiske forhold. Utslippene tilknyttet petroleumsvirksomhet er miljøskadelige, men samtidig er

petroleumsprodukter viktige bestanddeler i produksjonen av en rekke produkter, herunder plast og asfalt. Videre er petroleumsprodukter en sentral del av infrastrukturbyggingen. På grunn av viktigheten av olje og gass på internasjonal basis har den totale produksjonen av petroleumsprodukter økt jevnt siden man begynte med utvinning. Det er vanskelig å spå hvilke restriksjoner som vil komme i fremtiden, men det er nok rimelig å anta at det samlede produksjonsnivået av olje og gass opprettholdes på kort og mellomlang sikt.

Statoil har siden år 2001 vært et børsnotert selskap og det stilles dermed strenge krav til regnskapsføring, og publisering av regnskapsdata (Statoil, 2016). Følgelig er tilgangen på regnskapsinformasjon god. Det samme gjelder komparative selskap, slik at sammenlikningsgrunnlaget er godt. Dette gjelder på tross av at noen aktuelle selskap for sammenlikning benytter seg av et annet regnskapspråk, US GAAP, mens Statoil rapporterer etter IFRS.

Bransjen er regulert i form av at selskap som skal lete etter nye felt er avhengig av å bli tildelt utvinningstillatelser. På den måten kan opsjonsbasert verdivurderingsteknikk anses som gunstig da denne teknikken innregner verdien av fleksibilitet. Funn og oppstart av utvinning av nye felt er derimot såpass normalt at vi anser det som mer naturlig å innregne dette på et normalisert nivå i daglig drift. Dermed inkluderes verdien av nye funn i vekstleddet fremfor å benytte en opsjonsbasert verdivurderingsteknikk.

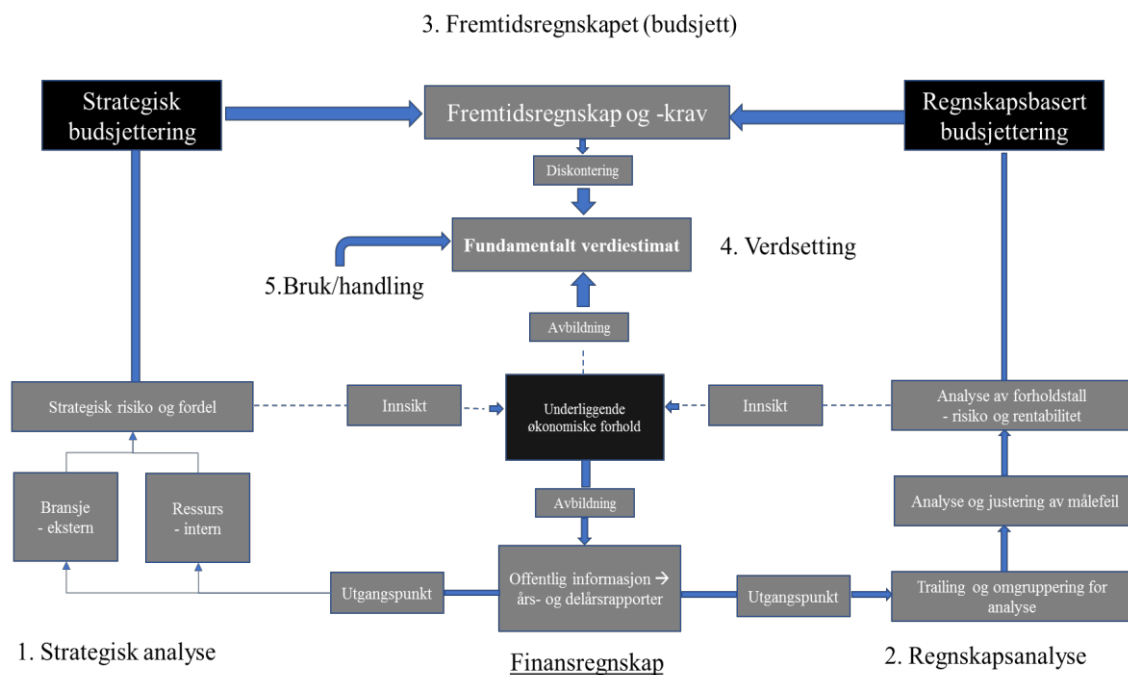
Ettersom vi har tilstrekkelig med regnskapsinformasjon og Statoil befinner seg i en stabil vekst med en antakelse om fortsatt drift er det anbefalt å benytte fundamental verdsettelse, og vi vil følgelig benytte oss av denne teknikken som hovedmetode. Som nevnt tidligere er det viktig å benytte supplerende metode for å kvalitetssikre verdsettelsen. Som følge av tidligere presenterte argumenter har vi valgt å benytte komparativ verdivurdering som supplerende metode.

3.3 Rammeverk for fundamental verdsettelse

Palepu et al (2004) presenterer et rammeverk for verdsettelse bestående av 4 steg. Det første steget er en strategisk analyse med formål å avdekke sentrale lønnsomhetsdrivere og trusler i bransjen. Videre følger en regnskapsanalyse med hensikt å evaluere om informasjonen i regnskapet fanger opp de viktigste underliggende økonomiske forholdene i selskapet. Det tredje steget er en finansiell lønnsomhetsanalyse der selskapets nåværende og tidligere

prestasjoner evalueres gjennom blant annet forholdstallsanalyser og kontantstrømanalyser. Rammeverkets siste steg omhandler en fremtidsanalyse der selskapets fremtidige finansielle prestasjoner predikeres.

Rammeverket for fundamental verdsettelse som Knivsflå (2017a) presenterer bygger på mange av de samme elementene som også Palepu et al (2004) presenterer, og består av fem steg som gjennomføres i følgende rekkefølge: Strategisk analyse, regnskapsanalyse, fremtidsregnskap, verdsettning og handlingsstrategi. Se figur 3-2.



Figur 3-2 Rammeverk fundamental verdsettelse (Knivsflå, 2017a)

De to første stegene i rammeverket utgjør den strategiske regnskapsanalysen, og første steg er som nevnt innledningsvis strategisk analyse. Denne analysen er en kvalitativ analyse som gjennomføres med formål i å avdekke vesentlige interne og eksterne forhold (Knivsflå, 2017a). Den interne analysen skal gi innsikt i selskapets relative lønnsomhetspotensiale i bransjen, samt hvilke ressurser selskapet besitter som konkurrentene eventuelt mangler. Den eksterne analysen har som formål å avdekke bransjens lønnsomhetspotensiale og videre analysere hvilke underliggende faktorer som påvirker lønnsomheten. Den eksterne analysen består av en makro- og bransjeanalyse. Resultatet fra den strategiske analysen benyttes samlet til å finne en forklaring på superrentabiliteten og de strategiske fordelene selskapet genererer. Herunder analyseres også driverne for lønnsomheten i selskapet.

Andre steg i fundamental verdsettelse er regnskapsanalyse. Regnskapsanalysen er en kvantitativ analyse som har som formål å gi innsikt i selskapets underliggende økonomiske forhold (Knivsflå, 2017a). I analysen benyttes regnskapstall fra års- og delårsregnskap. Som følge av at vi kun har tall fra første halvår i 2017, vil første steg i analysen innebære en trailing av tall for Q3 2017 og Q4 2017. Deretter omgrupperes tallene før vi gjennomfører en analyse av målefeil og justeringer for å øke prediksjonsverdien. Regnskapsanalysen avsluttes ved en analyse av forholdstall, risiko og rentabilitet.

Tredje steg i analysen er å utarbeide et fremtidsregnskap og fremtidskrav. Grunnlaget for dette steget er funn og bearbeidet regnskap fra den strategiske regnskapsanalysen. Etter at fremtidsregnskapet og fremtidskrav er funnet benyttes disse i en kombinasjon til å neddiskontere de frie kontantstrømmene som benyttes i neste steg.

Fjerde steg er verdsettelsen av egenkapitalen i Statoil. Her benytter vi de neddiskonterte frie kontantstrømmene til å finne verdien av selskapet. For å finne verdien kan man benytte seg av egenkapitalmetoden som rommer fire ulike metoder, eller selskapskapitalmetoden som rommer to ulike metoder (Knivsflå, 2017a). Uavhengig av metode skal konsistent bruk gi samme verdi av selskapet. For å få lik verdi uavhengig av metode starter vi med å finne et verdiestimat ved metodene. Deretter konvergeres disse inntil vi har et sammenfallende resultat for alle metodene. Deretter analyseres usikkerheten av verdiestimatet. Avslutningsvis gjennomføres supplerende verdivurdering, altså en komparativ verdivurdering i vårt tilfelle, for å kvalitetssikre verdiestimatet.

Steg fem i rammeverket er handlingsstrategien. Handlingsstrategien kan benyttes med internt eller eksternt formål (Knivsflå, 2017a). Det eksterne formålet knytter seg til handlingsstrategi sett fra en investors perspektiv for handel av aksjer. Det interne formålet har til hensikt å benytte verdiestimatet som styringsgrunnlag, også kalt verdibasert styring.

4. Strategisk analyse

Kaldestad & Møller (2016) påpeker at det kan være mange grunner til at et selskap kan generere meravkastning, men i hovedsak skyldes meravkastningen to sentrale forhold; Enten opererer selskapet i en industri hvor den generelle bransjelønnsomheten er sterk, eller så har selskapet spesielle konkurransefortrinn som gjør det i stand til å oppnå høyere avkastning enn andre aktører i samme bransje. I det påfølgende vil vi analysere om Statoil genererer

meravkastning og dermed besitter en såkalt strategisk fordel, analysere hva som er de bakenforliggende årsakene til denne strategiske fordelten samt vurdere om fordelten er kortsiktig eller langsiktig.

Til å begynne med vil vi i lys av en ekstern analyse undersøke om petroleumsbransjen har en fordel eller ulempe rentabilitetsmessig sammenlignet andre bransjer. Denne analysen gjennomføres i delkapittel 4.1.1 før konkurranseforholdene internt i bransjen analyseres i det påfølgende delkapittelet 4.1.2. Deretter gjennomføres en intern ressursbasert analyse i kapittel 4.2 for å avdekke om Statoil besitter strategiske fordeler relativt til konkurrenter i petroleumsbransjen. Avslutningsvis oppsummeres den strategiske analysen i delkapittel 4.3 med en SWOT-analyse. Sentrale faktaelementer om petroleumsbransjen påpekt i kapittel 2 vil danne grunnlaget for den eksterne bransjeanalysen samt den interne ressursanalysen.

Petroleumsprodukter selges på et internasjonalt marked og derfor ønsker vi å legge vekt på forhold som påvirker petroleumsbransjen som helhet. Selv om Statoil har sin hovedvirksomhet på norsk sokkel ønsker vi derfor å analysere eksterne bransjeorienterte forhold som gjelder på internasjonal basis. Imidlertid vil viktige faktorer for norsk sokkel også belyses der dette er nødvendig for å synliggjøre viktige forskjeller mellom internasjonal sokkel og norsk kontinentalsokkel.

4.1 Ekstern bransjeorientert analyse

Hensikten med den eksterne bransjeorienterte analysen er i henhold til Kaldestad & Møller (2016) å forstå lønnsomheten til bransjen som helhet. Den eksterne bransjeorienterte analysen kan deles inn i en makroanalyse og en bransjeanalyse (Knivsflå, 2017b). Disse analysene utfyller hverandre ved at makroanalysen identifiserer de ytre påvirkningene på selskapets bransje gjennom en PEST-analyse. Denne analysen er en samfunns- og trendanalyse. For å utfylle makroanalysen gjennomfører vi i tillegg en bransjeanalyse ved å se på Porters fem krefter. Sistnevnte analyse avdekker konkurransekraftene i markedet og bidrar til å avdekke om bransjen er attraktiv eller ikke. Sammen skal de to nevnte analysene hjelpe oss med å forklare en eventuell bransjefordel, altså hva som eventuelt er årsaken til at netto driftsrentabilitet er større enn netto driftskrav, som vist i formelen under avsnittet. En kritikk til den eksterne bransjeorienterte analysen er at begge analysene som skal gjennomføres krever løpende innhenting og vurdering av informasjon da faktorene som vurderes er dynamiske og ikke statiske. Vi anser allikevel ikke denne kritikken som veldig relevant for

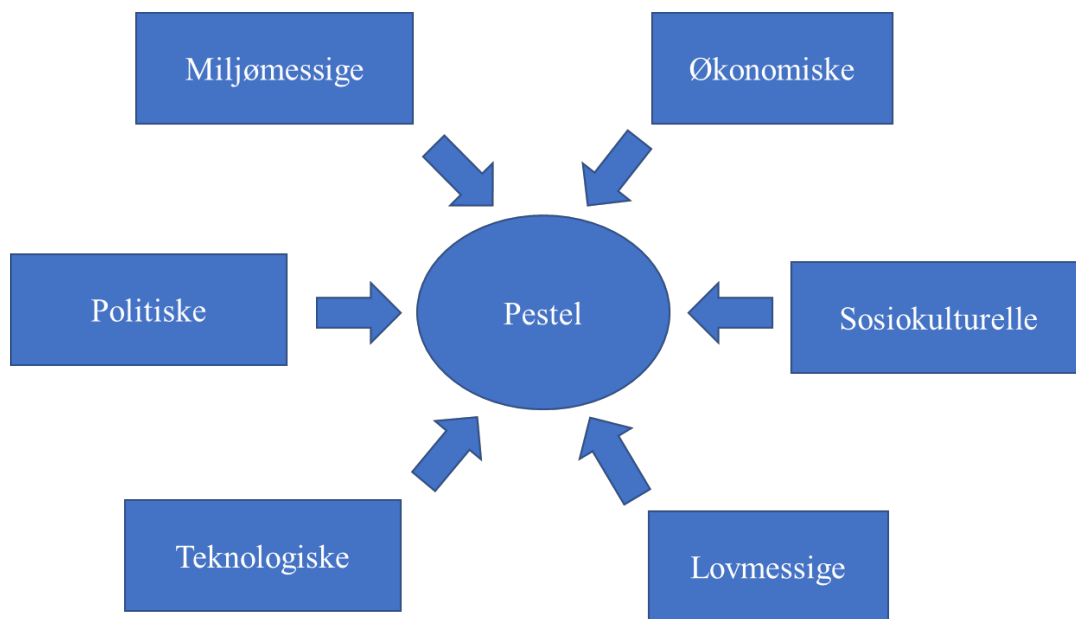
oss da verdsettelsen er en øyeblikksanalyse, men mener svakheten er viktig å være klar over. I videre analyse legges informasjon om bransje og makroforhold som ble introdusert i kapittel 2 til grunn.

ndr – ndk

ndr=netto driftsrentabilitet, ndk= netto driftskrav

4.1.1 PEST-analyse

Målet med en PEST-analyse er å identifisere de ytre faktorene som påvirker bransjens politiske rammer og bransjens evne til å være lønnsom (Jones & Hill, 2010). Metoden tar utgangspunkt i faktorene som er presentert i figur 4-1, altså politiske, lovmessige, økonomiske, sosiokulturelle, miljømessige og teknologiske faktorer. Under hver av disse faktorene identifiseres de forholdene som har størst påvirkning på petroleumsbransjens lønnsomhet, for deretter å analysere effekten av disse.



Figur 4-1 PEST-rammeverk (Jones & Hill, 2010)

4.1.1.1 Politiske og lovmessige forhold

Politiske og lovmessige forhold forklarer i hvilken grad myndighetene påvirker bransjen (Jones & Hill, 2010).

Petroleumsbransjen på internasjonalt nivå er som sagt i delkapittel 2.1.7 i dag styrt av utvinningstillatelser, som på nasjonalt nivå i Norge bestemmes av petroleumsloven (Statoil, 2016). Tillatelsene fordeles stort sett på nasjonalt nivå og medfører at det ikke er mulig å utvinne olje og gass i land uten å ha utvinningstillatelser på områdene man har drift. Følgelig er dette politiske forholdet av essensiell betydning for bransjen, og setter med dette rammevilkårene for utvinning av olje og gass. Gjennom regulering av utvinningstillatelser styrer myndighetene i de forskjellige landene petroleumselskaperens muligheter for vekst da selskaper ikke kan utvinne utover sine tillatelser. Som følge av reguleringen er det normalt for selskaper å vokse ved å gjennomføre oppkjøp av allerede eksisterende selskaper. På denne måten kan selskaper vokse individuelt sett, men bransjens vekst hemmes av begrensningene som pålegges av myndighetene.

Videre har det med årene kommet en rekke nye lover når det kommer til korrupsjon, utslipp ved produksjon, HMS og beskatning (Statoil, 2016). Alle disse lovene påvirker bransjens evne til å være lønnsomme i negativ forstand da de direkte eller indirekte medfører økte kostnader for bransjens selskaper.

I takt med den økende globale oppmerksomheten rettet mot global oppvarming har man den senere tiden opplevd fremveksten av en rekke internasjonale klimaavtaler (Statoil, 2016). De mest omfattende klimaavtalene er selvsagt de som også påvirker oljeselskaperens rammevilkår og evne til å drive lønnsomt i størst grad. Ettersom de største selskapene som regel produserer olje og gass i en rekke land vil klimaavtaler som rommer flere land påvirke bransjen og selskaperens rammevilkår i stor grad. Klimakonvensjoner og omfattende avtaler som ble nevnt i delkapittel 2.1.5 legger rammevilkår som påvirker selskaperens lønnsomhet med negativt fortegn da produksjonen begrenses og det blir strengere krav til allerede eksisterende produksjon, noe som igjen medfører økte kostnader.

Petroleumsbransjen er i dag presset som følge av fokus på grønnere energikilder. Per i dag er det lover og regler som regulerer utslipp og et økende fokus på fornybare energikilder kan føre til ytterligere krav til produksjon. Dette er årsaken til at oljeselskaper som eksempelvis Statoil forventer å måtte produsere mer miljøvennlig enn de allerede gjør i dag (Statoil, 2016). Statoil forventer at kostnader ved klimagassutslipp vil øke og at lovverket vil favne et større geografisk område enn i dag. Følgelig vil man få en direkte eller indirekte negativ påvirkning

på lønnsomheten fra slike forventede tilstramminger. I tillegg til slike innstramminger har bransjen i senere tid også vært preget av uforutsette tilstramminger i rammevilkår. Et eksempel på dette er følgene av den såkalte Macondo-ulykken i april 2010 i Mexicogulfen. Denne alvorlige ulykken medførte at USA opprettet to nye direktorater med tilhørende nye forskrifter. Dette illustrerer hvordan både forventede og uforutsette tilstramminger fra myndighetenes side påvirker oljeselskapene gjennom innstramminger i rammevilkårene.

Et annet lovmessig forhold som påvirker petroleumsbransjens lønnsomhet i negativ forstand er petroleumsbeskatningen som reguleres gjennom petroleumsloven (Statoil, 2016). Sammen med petroleumsloven er det disse lovene som legger de klareste rammevilkårene for bransjen på norsk kontinentalsokkel, som nevnt i kapittel 2.1.2.2. På samme måte reguleres petroleumsbransjen i andre land gjennom skattelovgivning og dermed bestemmes rammevilkårene og potensiale for lønnsom drift av hvilke land selskap velger å søke om utvinningstillatelser i.

Statoil (2016) trekker frem i sin årsrapport at krig og internasjonale konflikter er forhold de ikke har kontroll på og som kan påvirke oljeprisen og følgelig lønnsomheten i bransjen. Det finnes flere eksempler på at land ikke får muligheten til å produsere effektivt som følge av slike faktorer. Et tydelig eksempel er krisen i landet med størst oljereserver i verden, nemlig Venezuela (Olje- og energidepartementet, 2017a). Politisk kaos og økonomisk krise i Venezuela har ført til at produksjonen har falt dramatisk i landet. Andre eksempler på at kriger og konflikter kan påvirke petroleumsbransjen finner man blant annet i midtøstenkonflikten i Irak og Syria.

4.1.1.2 Økonomiske forhold

Økonomiske forhold forklarer hvordan generelle makroøkonomiske forhold påvirker næringen (Jones & Hill, 2010). Av økonomiske forhold som påvirker petroleumsbransjen har vi valgt å trekke frem utviklingen i prisen på olje og gass, valutaendringer og rentenivået.

I kapittel 2.1.9.1 så vi på utviklingen i priser på olje og gass over de siste årene og ved å sammenstille denne utviklingen med utviklingen i inntekt er det liten tvil om at olje- og gassprisen er den største driveren for lønnsomheten til petroleumsselskaper. Statoil (2016) lister i sin årsrapport opp 10 av de viktigste faktorene som ligger utenfor deres kontroll og som vil få innvirkning på olje- og gassprisen. Blant disse finner vi økonomisk og politisk

utvikling i ressursproduserende regioner, global og regionalt tilbud og etterspørsel, OPEC og andre oljeproduserende lands evne til å påvirke regionale og globale priser og reguleringer og tiltak fra myndighetenes side.

En annen faktor som påvirker lønnsomheten til oljeselskapene er, som nevnt i delkapittel 2.1.9.2, valutakurser (Statoil, 2016). Ettersom olje stort sett handles i dollar vil inntekter komme i denne valutaen, mens gass og raffinerte produkter har ikke en felles valuta på samme måte. Statoil som selger ulike petroleumsprodukter har dermed en rekke inntekter i euro og britiske pund fra salg av slike produkter på det europeiske markedet. Mange petroleumsproduserende selskaper har i tillegg mesteparten av driftskostnader i lokal valuta, gjennom skatter, arbeidskraft og deler til produksjonsanlegg. Endringer i valutakurser vil følgelig påvirke inntekter og kostnader, og dermed ha direkte innvirkning på selskaps lønnsomhet.

For kapitalintensive bransjer befinner vi oss for øyeblikket i en svært gunstig situasjon hvor styringsrentene gjennomgående er svært lave på internasjonal basis, slik at det er gunstig å benytte seg av lån som finansieringskilde. Endringer i rentenivået vil utgjøre en stor forskjell på resultatet da omfattende deler av finansieringen vil bli dyrere. For å redusere risikoen er det derfor normalt å hedge seg ved å investere i renteswaper. Renteswaper innebærer en mulighet til å bytte lånebetingelser fra flytende til fast rente.

En regulerende faktor som eliminerer bort risiko i markedet er bankenes krav til selskapenes finansiering ved minimumskrav til andelen av egenkapital. Praksis er forskjellig i ulike land, men det er gjennomgående at man ikke kan finansiere så mye man vil gjennom lån som følge av at kreditor ønsker en viss sikkerhet. Ved nevnte momenter og det faktum at petroleumsbransjen er kapitalintensiv er det tydelig at renter er et forhold som har innvirkning på lønnsomheten i bransjen.

4.1.1.3 Sosiokulturelle og miljømessige forhold

Sosiokulturelle forhold tar for seg endringer i sosiale normer og verdier og ser hvordan disse endringene påvirker bransjen (Jones & Hill, 2010). Miljømessige forhold fokuserer på de økologiske og klimatiske forholdene.

Befolkningen i verden teller i skrivende stund omkring 7,6 milliarder mennesker, og prognoser viser til en forventet vekst på om lag 2,2 milliarder mennesker frem til 2050 (FN-sambandet, 2017). Det er rimelig å anta at økt populasjon på jorden fører til økt behov for infrastruktur, elektrisitet og fabrikker som produserer produkter, fremkomstmidler og en rekke andre produkter hvor olje og gass er en viktig del av produksjonen. En slik økning vil direkte påvirke etterspørselen etter petroleumselskapenes produkter.

Som det har blitt påpekt tidligere er energisammensetningen i verden i ferd med å endre seg mot en større andel fornybar energi. Det politiske og lovmessige aspektet ble nevnt tidligere i denne makroanalysen, så det er brukerperspektivet som analyseres videre. En endring i forbrukeratferd er noe som er forventet i bransjen og noe selskapene må tilpasse seg til dersom de ikke skal miste kunder til substitutter (Statoil, 2016). Følgelig er det forventet en endring i lønnsomhet ut ifra hvordan man klarer å tilpasse seg disse endringene. Statoil har for eksempel økt produksjonen av fornybare energikilder og ved å bli ledende her kan selskapet få en positiv nettoeffekt på tross av en negativ effekt på dagens hovedprodukt, petroleum.

Bærekraftig utvikling er et sentralt tema i petroleumsbransjen og presset for å produsere bærekraftig har økt i takt med økt oppmerksomhet rundt verdens klima- og miljøutfordringer. Det største problemet i petroleumsbransjen er forurensning gjennom både produkter som benyttes i produksjonen og at varene i seg selv er forurensende ved konsum. Håndtering av disse problemene medfører utviklingskostnader for å finne nye miljøvennlige produksjonsmetoder. Det er lite som tyder på at fokuset på miljøvennlige løsninger kommer til å bli noe mindre i nær fremtid. Derfor må selskapene omstille seg mot miljøvennlige løsninger slik at de kan møte konsumentenes krav.

4.1.1.4 Teknologiske forhold

Teknologiske forhold ser på hvordan teknologi påvirker bransjen (Jones & Hill, 2010). Situasjonen i petroleumsbransjen med utvinningstillatelser fører til at selskap må kunne utnytte de funnene de gjør i størst mulig grad ved å ha utstyr og teknikker som fører til maksimal utnyttelse av innholdet i brønnene. I all hovedsak rettes teknologiutviklingen i petroleumsbransjen mot økt energieffektivitet for kraftproduksjon og lavere CO₂-utslipp. Slik teknologisk utvikling medfører økte kostnader og påvirker dermed lønnsomheten i bransjen negativt. På den andre siden vil en teknologisk forbedring som enten øker energieffektiviteten

eller reduserer CO₂-utslipp henholdsvis øke inntekter eller redusere kostnader. På denne måten kan utfallet av en stor teknologisk nyvinning gi positiv effekt på lønnsomheten.

Samtidig som målet er økt energieffektivitet for kraftproduksjon og lavere CO₂-utslipp søker petroleumsselskapene etter å skape nye verdikjeder der produktene er mer miljøvennlige og effektive. Nye verdikjeder kan føre til oppdagelse av nye produkter som igjen kan øke lønnsomheten.

Med digitaliseringen har man fått nye muligheter til å analysere produkter og effektivisere produksjon på helt nye måter. Digitaliseringen benyttes også til å analysere borebrønner på nye måter blant annet ved å avdekke sammensetningen av råstoffer. Dette kan spare selskaper for store kostnader og føre til mer lønnsom drift. Her gjelder samtidig det samme prinsippet som tidligere at man kun kan få positiv nettoeffekt dersom man får benyttet digitaliseringen på en effektiv måte.

4.1.1.5 Oppsummering av PEST-analysen

Gjennom PEST-analysen har vi avdekket en rekke makroforhold som påvirker både rammevilkårene og lønnsomheten i petroleumsbransjen i ulik grad. En rekke forhold er tett knyttet til hverandre og påvirker hverandre følgelig.

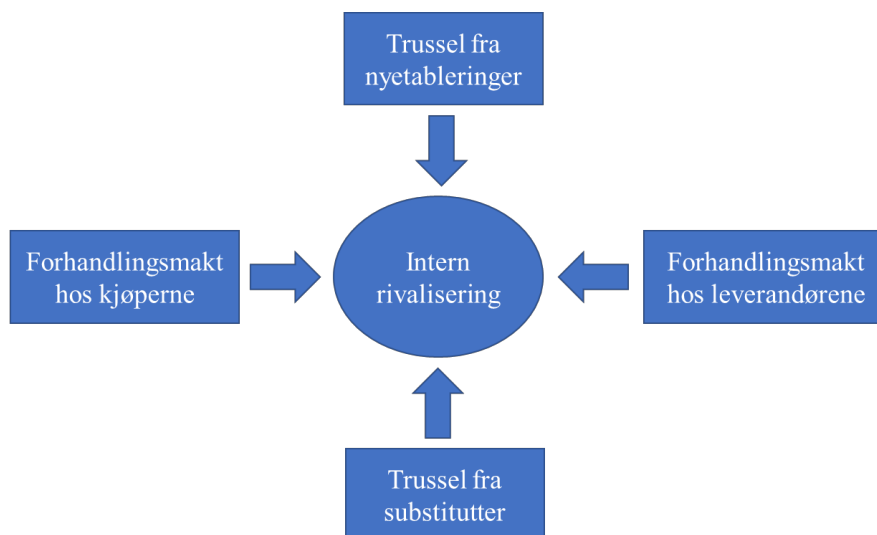
De viktigste politiske og lovmessige forholdene relaterer seg til utvinningstillatelser og reguleringer knyttet til miljøforskrifter. Aktørene i oljebransjen er avhengig av utvinningstillatelser for å kunne drive produksjon på ulike oljefelt. Videre er det i takt med økende oppmerksomhet rettet mot global oppvarming inngått en rekke avtaler knyttet til miljø- og klimautfordringene. Ettersom oljebransjen utvinner produkter som står i sentrum for den pågående klimadebatten vil ulike klimaavtaler i fremtiden kunne påvirke rammebetingelsene i bransjen betraktelig, for eksempel ved økte avgifter eller produksjonsbegrensninger.

De sosiokulturelle og miljømessige forholdene relaterer seg også i utstrakt grad mot et samfunn rettet mot fornybar energi. Dette vil i fremtiden kunne påvirke rammene rundt oljebransjen betydelig. Imidlertid er det viktig å påpeke at økende befolkningsvekst og et økt velstandsnivå også i fremtiden kan føre til vedvarende etterspørsel etter petroleumsprodukter.

Avslutningsvis kommenteres det at oljebransjen er en syklisk bransje der viktige økonomiske faktorer som rentenivå, valutakurser, skattenivået og ikke minst oljeprisen har betydelig påvirkning på lønnsomheten.

4.1.2 Porters fem krefter

Ifølge Porter (2008) kan konkurransen og dermed lønnsomheten i en bransje forklares ved hjelp av fem krefter. De fem ulike kreftene Porter peker på er: Intern rivalisering mellom eksisterende aktører i bransjen, trusselen fra potensielle nye aktører i bransjen, forhandlingsmakten hos leverandørene, forhandlingsmakten hos kjøperne og trusselen fra substitutter. Porter fremhever at graden av konkurranse og lønnsomhet i en bransje altså går langt utover kun den intuitive rivaliseringen mellom eksisterende aktører i en bransje. Figur 4-2 nedenfor sammenfatter Porters 5 krefter.



Figur 4-2 Porters fem krefter (Porter, 2008)

4.1.2.1 Trussel fra nyetableringer

Nye aktører med frisk kapital og et ønske om å vinne markedsandeler kan utgjøre en trussel for etablerte aktører i petroleumsindustrien ved at de kan sette press på kostnadsnivået og investeringsnivået som er nødvendig for å opprettholde konkurranseevnen i bransjen (Porter, 2008). Eksisterende aktører med høyere kostnadsnivå enn nye aktører risikerer å bli utkonkurrert på sikt. I hvilken grad nye aktører utgjør en trussel avhenger imidlertid av hvor store de såkalte etableringsbarrierene i oljebransjen er.

En sentral etableringsbarriere i petroleumsbransjen, både internasjonalt og på norsk sokkel, er utvinningskonsesjoner og utvinningstillatelser for ulike oljefelt. Eksisterende aktører har den store fordel at de gjennom sine utvinningstillatelser er sikret tilgangen til et oljefelt i en periode over flere år uavhengig av om det kommer nye aktører inn i bransjen. Dette betyr at en ny aktør i oljebransjen ikke vil kunne etablere seg med mindre den får en utvinningstillatelse på nytt felt, eller mulighet til å kjøpe seg inn i lisensen på et allerede produserende felt. Utvinningstillatelser er dermed strukturelle etableringsbarrierer fordi hverken de nye aktørene eller de etablerte aktørene kan påvirke eller kontrollere denne formen for etableringsbarriere.

Videre er det en etableringsbarriere for nye aktører at man internasjonalt ser en tendens til at statlige aktører alltid foretrekkes fremfor private selskaper. Over 90 % av verdens gjenværende olje- og gassreserver er under statlige aktørers kontroll (Tordo et al., 2011). Dette gjør det vanskelig for nye aktører i bransjen å få kontroll over store oljefelt, både offshore og på land, fordi de statlige selskapene som oftest er avhengig av teknologien, kompetansen og erfaringene til de store veletablerte oljeselskapene for å kunne utvinne de statlige petroleumsressursene. Dermed blir det vanskelig for nye aktører å utkonkurrere etablerte aktører i det å bli nominert i søknadsprosesser om partnerlisenser på olje- og gassfelt verden over.

En annen viktig etableringsbarriere i olje- og gassindustrien er kapitalintensiviteten i bransjen der selv utvikling av oljefelt på land krever store investeringer. Oljefelt som ligger til havs krever enda større investeringer, da det stilles større krav til teknologi og kompetanse for å utvinne oljefelt under havbunnen. Videre påløper store kostnader som brønn- og borekostnader, lønn til arbeidere, letekostnader, materiellkostnader samt energikostnader. I tillegg er det viktig å påpeke at kravet til høykompetent humankapital forsterker denne etableringsbarrieren. Det tar lang tid å utvikle ekspertise og opparbeide seg erfaring innenfor offshore oljevirkosomhet. Dermed utgjør det totale kostnadsbildet både offshore og til lands, samt kravet til teknologi og en stor og viktig etableringsbarriere for nye aktører.

Det totale kostnadsbildet forbundet med oljeutvinning, både til havs og til lands, og kravet til store kapitalinvesteringer gjør det vanskelig for nye aktører å etablere seg i petroleumsbransjen. Videre er andre sentrale forhold som eksempelvis det faktum at det tar lang tid å utvikle tilstrekkelig kompetanse samt forutsetningen om at nye aktører er avhengige

av å bli tildelt nye lete- og utvinningstillatelser forsterkende etableringsbarrierer i petroleumsbransjen. Trusselen fra nyetableringer settes dermed til lav.

4.1.2.2 Intern rivalisering

Intern rivalisering omhandler ifølge Porter (2008) graden av konkurranse mellom allerede eksisterende aktører i en bransje. Høy rivalisering reduserer lønnsomheten i en bransje. I hvilken grad lønnsomheten reduseres avhenger av hvor høy rivaliseringen er (fordeling av markedsandeler blant aktørene), hvilke faktorer det konkurreres på, herunder produkt differensiering samt hvor i livssyklusen bransjen befinner seg.

På norsk sokkel er Statoil den klart største og mest dominerende aktøren. I henhold til Porter (2008) er den interne rivaliseringen høy dersom aktørene i en bransje er like store og har relativt lik markedsandel. Da dette ikke er tilfellet på norsk sokkel der Statoil står for 70 % av produksjonen og har klart flest lisenser, vurderes rivaliseringen på norsk sokkel som lav.

Imidlertid er aktørbildet i den internasjonale oljebransjen annerledes. Verdens oljeindustri preges av få store aktører som er relativt like i størrelse og markedsandeler, og som alle er helt eller delvis integrert i verdikjeden i petroleumsbransjen (Odemis Beyazay, 2015). Dette fører til en intens rivalisering om oljefelt verden rundt. I og med at prisen på olje på verdensmarkedet er gitt, kan ikke selskapene konkurrere på pris. Derimot er det rimelig å anta at det er høy konkurranse på å redusere lete- og utvinningskostnader mest mulig. Spesielt etter oljeprisfallet har flere store aktører, inkludert Statoil, redusert sitt kostnadsnivå betydelig. Det fremgår av årsrapporten til Statoil (2016) at globale produksjonsnivåer av olje og gass er en av de viktigste konkurransefaktorene i verdens olje- og gassindustri. OPEC står som vi nevnte i kapittel 2.1.4.1 for 30 % av verdens oljeproduksjon og har dermed en relativt stor markedsrett, og det kan argumenteres for at organisasjonen faktisk har en viss mulighet for å påvirke oljeprisen som nevnt i kapittel 2.1.9.1. Det er dermed rimelig å anta at rivaliseringen blant de store ikke-statlige oljeselskapene øker når OPEC presser oljeprisen ned med økte produksjonsnivåer og dermed et større tilbud av olje. OPEC sin mulighet for delvis å kunne påvirke oljeprisen regnes dermed som konkurranseforsterkende for kostnadsnivået og dermed rivaliseringen blant øvrige aktører i bransjen.

Videre er det viktig å påpeke at oljebransjen anses for å være en moden bransje. Dette øker konkurransen om gjenværende oljereserver ytterligere blant de største aktørene i næringen.

Det er som nevnt innledningsvis i kapittel 2 estimert at olje og gass i tiden frem mot år 2050 vil stå for 33 % av verdens energietterspørsel, mot dagens nivå på 52 % av samlet energietterspørsel (Norsk olje og gass, 2016). Dermed er det rimelig å anta at bransjen, gjennom fallende produksjonsvolum og priser vil oppleve redusert lønnsomhet. Fallende oljepriser samt en vridning mot fornybare energikilder vil bety økt konkurranse og økt intern rivalisering om de gjenværende oljeressursene som fortsatt vil være lønnsomme å utvinne i fremtiden.

Fravær av muligheter for produktdifferensiering er en annen faktor som er viktig for å forklare nivået på den interne rivaliseringen blant etablerte aktører i oljebransjen. Da det ikke er mulig å drive utstrakt produktdifferensiering i hverken oppstrømsegmenter eller nedstrømsegmentet vil dette medføre økt rivalisering. I henhold til Porter (2008) øker den interne rivaliseringen dersom aktørene selger relativt like produkter. I oljebransjen er det begrenset hvor ulikt de ulike type oljene er, og de små variasjonene som eksisterer blir allerede priset inn i de ulike referanseindeksene for olje, eksempelvis indeksen for olje fra Oman/Dubai og Brent fra Nordsjøen. Dette innebærer at de små forskjellene på de ulike oljetyperne som eksisterer på verdensmarkedet allerede er gitt gjennom de ulike prisene. Ettersom de store oljeselskapene selger relativt like produkter vurderes mangel på muligheten for produktdifferensiering derfor som konkurranseforsterkende, og bidrar i en forlengelse av dette til å øke den interne rivaliseringen i bransjen.

Avslutningsvis er det viktig å påpeke at Porter (2008) fremhever at den interne rivaliseringen blant eksisterende aktører er spesielt høy i bransjer der de faste kostnadene er høye, og de variable kostnadene er lave. Oljebransjen, spesielt offshore, er en bransje som fordrer store investeringer i kapital, eksempelvis i plattformer. Det er kapitalkrevende å installere en oljeplattform på sjøen og klargjøre denne for oljeutvinning, men i det installasjonen er fullført er de variable kostnadene ved det å utvinne et ekstra fat relativt lave inntil produksjonskapasiteten senere utbygges (Norsk Petroleum, 2016). Dette setter stort press på de ulike oljeselskapene til å kutte kostnader mest mulig ned mot marginalkostnaden, og fører også til at bransjen preges av høye såkalte exit-kostnader. Dette kostnadsbildet innebærer at når investeringene først er gjennomført, vil de variable kostnadene være lave, noe som vil bidra til å holde konkurransen i petroleumsbransjen på et høyt nivå.

På bakgrunn av at den internasjonale oljebransjen består av få, store og like aktører med få muligheter for produkt differensiering samt et kostnadsbilde med store faste kostander og svært lave variable kostnader, vurderes trusselen fra den interne rivaliseringen i bransjen internasjonalt som høy. På norsk sokkel vurderes imidlertid rivaliseringen som begrenset ettersom Statoil har en svært dominerende posisjon med 70 % av produksjonsvolumet (Hjemdal et al., 2017).

4.1.2.3 Trussel fra substitutter

Trusselen fra substitutter eller alternative energikilder utgjør en fare for petroleumsindustrien gjennom å sette et tak på olje- og gassprisen. Porter (2008) fremhever at dersom trusselen fra substitutter er høy, vil en bransje oppleve redusert lønnsomhet gjennom lavere priser.

Regulatoriske endringer som gir insentiver til utvikling av lavkarbon-energiteknologi, herunder fornybar energi, kan påvirke etterspørselen etter olje og gass (Statoil, 2016). Utvikling av batteriteknologi kan eksempelvis muliggjøre økt utnyttelse av fornybare energikilder, spesielt i kraftsektoren. Skulle behovet for gass i elektrisitetsproduksjonen minke, vil dette kunne få betydning for gassalget til blant annet Europa. Redusert gassalg grunnet subsidieringen av fornybare energiløsninger i Europa vil kunne utgjøre en trussel for lønnsomheten i gassbransjen.

Videre er utviklingen i sammensetningen av energikilder i transportsektoren av sentral betydning for etterspørselen etter olje og gass, både i dag og i fremtiden. Som det ble beskrevet i kapittel 2 står transportsektoren for over 50 % av verdens olje etterspørsel, og over 90 % av energibehovet i denne sektoren er petroleumsbasert. Imidlertid viser fremtidsprognoser at en større andel av energibehovet i transportsektoren i femtiden vil være basert på fornybare energikilder. Selv om det er knyttet usikkerhet til prognosene, er det rimelig å anta at olje som energikilde vil miste en stor del av markedsandelen sin i transportsektoren. Lavere fremtidig etterspørsel etter olje i den viktigste sektoren for oljekonsum vil kunne føre til lavere oljepriser, og således utgjør omstillingen mot fornybare energikilder i transportsektoren en trussel for lønnsomheten i oljebransjen.

Selv om fossile brensler forventes å utgjøre en mindre andel av verdens energikonsum i fremtiden, vil disse energikildene fortsatt utgjøre en viktig energikilde også i årene fremover. Imidlertid vil en gradvis omlegging av drivstoffsammensetningen i transportsektoren samt økt

fokus på bærekraftige energiløsninger blant konsumentene kunne utgjøre en trussel for petroleumsbransjen. På en annen side er det også viktig å påpeke at fallende oljepriser vil kunne føre til at omstillingen mot økt andel fornybar energi går saktere ettersom lavere oljepriser også fører til økt etterspørsel og økt konkurransekraft for olje og oljebaserte produkter. Trusselen fra substitutter settes dermed til moderat.

4.1.2.4 Forhandlingsmakt hos leverandørene

Leverandører med stor grad av forhandlingsmakt kan ifølge Porter (2008) sette et tak på lønnsomheten i en industri gjennom å kreve høyere priser av sine kunder eller redusere kvaliteten på sine produkter. I henhold til Porter sin teori vil eksisterende aktører være spesielt skadelidende i de bransjer der de ikke har mulighet til å skyve det økte kostnadsnivået over på sine kunder. Ettersom oljeprisen er fastsatt på verdensmarkedet og således ikke kan påvirkes av den enkelte aktør, er trusselen fra leverandører med stor forhandlingsmakt potensielt ekstra stor i oljeindustrien.

Størsteparten av den petroleumsspesifikke leverandørindustrien kjennetegnes av å være teknologiintensiv og høyst spesialisert. Eventuelle feil eller mangler i arbeidet utført av leverandørene kan i en kapitalintensiv bransje som oljebransjen bli svært kostbare for oljeselskapene. Denne risikoen medfører at de store aktørene i oljebransjen har incentiver til å velge aktører i leverandørindustrien med bred erfaring og høy teknologisk kompetanse. Denne faktoren tilsier økt forhandlingsmakt hos leverandører.

På den annen side er oljebransjen preget av betydelige sykliske variasjoner som for det meste er preget av den globale utviklingen i oljeprisen. Oljeprisen vil påvirke leverandører i alle geografiske områder og antall kjøpere som etterspør leverandørindustriens kompetanse og leveranser. Hoveddelen av leverandørene er deler av store internasjonale konsern med tilstedeværelse i flere geografiske områder. Konsentrasjonen av leverandørindustrien har ført til at man i tider med lavere oljepris har sett en tydelig utvikling i retning lavere innkjøpskostnader for oljeselskapene, mens man i tider med høy oljepris har sett en tydelig økning i innkjøpskostnadene for oljeselskapene (Konkurransetilsynet, 2016). Endringer i etterspørselen etter leverandørindustriens tjenester som følge av endringer i oljeprisen er dermed en viktig faktor i deres forhandlingsmakt. Spesielt i snevre geografiske markeder vil leverandørindustriens forhandlingsmakt variere med graden av ledig kapasitet. I tider med

høy oljepris og høy etterspørsel vil leverandørindustrien ha betydelig høyere forhandlingsmakt enn i tider med lavere oljepris og lavere tilhørende etterspørsel.

På norsk sokkel har det i lengre tid blitt stilt spørsmålstegn ved om visse aktører på operatørsiden har en for dominerende posisjon overfor leverandørindustrien. De største oljeselskapene, spesielt Statoil, har i lengre tid utnyttet sin forhandlingsmakt overfor leverandørindustrien, og startet allerede før oljeprisfallet å reforhandle inngåtte avtaler med sine underleverandører. Kombinert med den senere tids oljeprisfall har en rekke leverandører på norsk sokkel blitt satt under et sterkt press for å kutte kostnader. Sammen med et generelt lavere investeringsnivå på sokkelen har dette ført til betydelig lavere lønnsomhet i leverandørindustrien, og dette har eksempelvis ført til at mange rederier nå må reforhandle med banker og obligasjonseiere om omfattende restruktureringer av gjeld. Få store aktører på operatørsiden reduserer dermed leverandørenes forhandlingsmakt.

Grunnet operatørene sin dominerende posisjon i Norge vurderes derfor den potensielle trusselen fra leverandører med stor forhandlingsmakt på norsk sokkel som lav. Internasjonalt vurderes forhandlingsmakten som moderat grunnet de sykliske variasjonene i oljeprisen samt at oljeselskapene er avhengig av leverandører med bred erfaring og høy kompetanse.

4.1.2.5 Forhandlingsmakt hos kundene

I henhold til Porter (2008) er forhandlingsmakten hos kundene en trussel som potensielt kan sette et tak på lønnsomheten i en bransje gjennom å kreve lavere priser eller høyere kvalitet. Antall kunder i bransjen, hvor stor andel av inntektene til selskapene de ulike kundene står for samt muligheten for å differensiere produktet fra konkurrentene er eksempler på faktorer som påvirker forhandlingsmakten til kundene i oljebransjen. For å få en best mulig analyse av forhandlingsmakten til kundene i olje- og gassbransjen er det hensiktsmessig å dele opp kundene i midtstrømsegmentet og nedstrømsegmentet.

De største oljeselskapene i verden er integrerte i alle deler av verdikjeden. Denne integrasjonen gjør at forhandlingsmakten til kundene i midtstrømsegmentet, som omfatter transport (gass- og oljeledninger) og raffinerier, er begrenset. Gjennom å være inne på eiersiden i raffinerier og transportinnretninger fra plattformen til land begrenses aktørene i midtstrømsegmentet sin mulighet til å kreve lavere priser av de største oljeselskapene. Videre er det viktig å påpeke at oljeprisen på verdensmarkedet er regulert av tilbud og etterspørsel og

utgår fra de ulike referanseindeksene for olje. Kjøpere av olje, herunder raffineriene, har dermed liten innflytelse på hvilken pris de skal betale. Den eneste forhandlingsmakten kjøpere i dette segmentet eventuelt skulle ha er å bestemme hvilket samlet kvantum de ønsker å kjøpe.

I nedstrømsegmentet er det sluttforbrukerens (eller konsumentens) forhandlingsmakt som står sentralt. Muligheten for produktdifferensiering er som tidligere påpekt begrenset i olje- og gassbransjen, hvilket medfører at oljeselskapene ikke vil kunne profitere på merkevarelojalitet blant sine kunder. Dette fører til økt forhandlingsmakt hos sluttbrukeren, ettersom denne mest sannsynlig vil gå for det billigste alternativet. Lave kostnader forbundet med å bytte leverandør vil ytterligere forsterke kundenes forhandlingsmakt. I tillegg vil kunder som kjøper olje og gass i store kvantum, herunder store olje- og gassimportører som eksempelvis den europeiske union (Olje- og energidepartementet, 2017a), oppleve økt forhandlingsmakt i tider med lav global etterspørsel etter petroleumsprodukter.

Imidlertid er det viktig å påpeke at ingen av de største oljeselskapene kun har én viktig kunde, og det faktum at olje selges som et globalt produkt, som regel gjennom ulike salgs/terminkontrakter for olje- og gass på verdensmarkedet reduserer den enkelte kundens mulighet for å påvirke prisen. Videre har oljeprodusentene en viss makt over kundene gjennom muligheten til å påvirke eget produksjonsvolum og dermed prisen, spesielt produsentene samlet i OPEC.

Prisen på olje og gass reguleres av den globale etterspørselen, og kundenes forhandlingsmakt overfor oljeselskapene blir dermed begrenset. De store oljeselskapene er alle integrerte i store deler av verdikjeden, hvilket reduserer trusselen fra kunder, spesielt i midtstrømsegmentet. Imidlertid preges nedstrømsegmentet av fravær for mulighet til produktdifferensiering og dermed lav merkeloyalitet blant kundene. Dette fører til at kundene i nedstrømsegmentet potensielt utelukkende ser etter det billigste alternativet. Trusselen fra kunder med høy forhandlingsmakt settes dermed til moderat.

4.1.2.6 Oppsummering Porters fem krefter

Gjennom analysen av Porters fem krefter har vi avdekket viktige konkurransemessige forhold i olje- og gassbransjen. Trusselen fra nyetableringer er satt til lav som følge av at bransjen er høyst kapitalintensiv samt det faktum at mengden olje som kan utvinnes er begrenset.

Samtidig er produksjonen på de ulike feltene styrt av strukturelle etableringsbarrierer som utvinningstillatelser, som ytterligere underbygger vår vurdering.

Videre er den interne rivaliseringen i bransjen på internasjonalt nivå satt til høy grunnet et fåtall av omtrent like store internasjonale aktører. Kostnadsstrukturen, samt at bransjen ansees for å være moden med antatt redusert etterspørsel etter olje i fremtiden, vil øke den gjenværende konkurransen om oljeressursene som fortsatt er lønnsomme å utvinne i årene som kommer.

Trusselen fra substitutter er satt til moderat ettersom et økende fokus på klimatrusselen, endret forbrukeratferd samt teknologiske nyvinninger i bruken av fornybare energikilder på sikt kan fortrenge olje som verdens fremste energikilde. Imidlertid vil redusert oljepris igjen øke konkurransevnen til olje som energikilde og dermed motvirke omstillingen til en viss grad.

Forhandlingsmakten til leverandørene samt kundene har blitt satt til moderat da disse to faktorene begge til en viss grad kan sette et tak på lønnsomheten i petroleumsindustrien.

Med utgangspunkt i analysen av Porters fem krefter kan det konkluderes at det eksisterer en stor bransjefordel i petroleumsbransjen, men denne bransjefordelen er ventet å avta på sikt. Konkurransenivået er som det fremgår av tabell 4-1 satt til moderat, hvilket betyr at det er mulig å oppnå og bevare konkurransefordeler i petroleumsbransjen.

Porters 5 krefter	Lav	Moderat	Høy
Trussel fra nyetableringer	x		
Intern rivalisering			x
Trusselen fra substitutter		x	
Forhandlingsmakt hos leverandørene		x	
Forhandlingsmakt hos kundene		x	

Tabell 4-1 Oppsummering Porters fem krefter

4.2 Intern ressursbasert analyse

Neste steg i den strategiske analysen innebærer en intern ressursbasert analyse for å analysere om Statoil har ressurser som kan gi selskapet et konkurransefortrinn på konkurrentene. Den ressursbaserte analysen gjennomføres ved en VRIO-analyse som har som formål å avdekke ressurser som har potensiale for å gi selskapet en høyere rentabilitet enn bransjen.

4.2.1 VRIO-analyse

En VRIO-analyse gjennomføres ved å analysere fire egenskaper til de materielle og/eller immaterielle ressursene man ønsker å analysere (Barney, 2011). Egenskapene som analyseres er om ressursen er verdifull, sjelden, ikke-imiterbar og organisert, og graden av oppfyllelse av disse egenskapene forklarer i hvilken grad selskapet kan skape et midlertidig eller varig konkurransefortrinn. Jo høyere graden av oppfyllelse ressursen er, jo nærmere er ressursen å gi selskapet et varig konkurransefortrinn

En ressurs er verdifull dersom den har en effekt på bedriftens kostnader, kundens betalingsvilje eller hvis ressursen benyttes strategisk til å eliminere trusler eller utnytte muligheter i omgivelsene (Barney, 2011). En ressurs er sjelden dersom den ikke er, eller i alle fall i veldig liten grad, mulig å skaffe for konkurrenter. For at en ressurs skal være ikke-imiterbar må den være umulig å imitere gjennom kopiering av produktet og umulig å substituere med tilsvarende ressurser. For at en ressurs skal være organisert må den være organisert på en slik måte at ressursen benyttes optimalt i bedriften og på denne måten skaper den potensielle verdien den innehar. Dersom ingen av kriteriene er oppfylt har selskapet en varig konkurranseulemp, og dersom alle kriteriene skulle være oppfylt vil selskapet besitte et varig konkurransefortrinn.

I tabell 4-2 presenteres rammeverket for VRIO-analysen hvor de forskjellige utfallene er sammenstilt med effekten på konkurransesituasjonen og superrentabiliteten.

Verdifull?	Sjelden?	Ikke-imiterbar ?	Organisert?	Superrentabilitet	Implikasjon
Nei	Nei	Nei	Nei	$ndr < ndr_B$	Konkurranseulemp
Ja	Nei	Nei	Glidende	$ndr = ndr_B$	Konkurranseparitet
Ja	Ja	Nei	Overgang	$ndr > ndr_B$ Kort sikt	Midlertidig konkurransefordel
Ja	Ja	Ja	Ja	$ndr > ndr_B$ Lang sikt	Varig konkurransefordel

Tabell 4-2 Rammeverk VRIO-analyse (Barney, 2011)

Vi ønsker nå å analysere enkelte faktorer ved Statoil og Statoil sin virksomhet som er viktige for å forstå fordeler og ulemper selskapet har konkurransemessig relativt til bransjen.

4.2.1.1 Sentral posisjon på norsk sokkel

Norsk sokkel er det viktigste primære virkeområdet for Statoil. I delkapittel 2.2.2.1 ble det påpekt at Statoil står for 70 % av all produksjon på norsk sokkel, hvilket igjen tilsvarer 62,5 % av Statoil sin totale produksjon. Den sentrale posisjonen på norsk sokkel resulterer i to forhold som vi ønsker å analysere nærmere. De to forholdene er det faktum at Statoil gjennom et stort norsk statlig eierskap står i en gunstig posisjon i tildelingen av utvinningstillatelser på norsk sokkel og Statoil sin sterke stilling overfor leverandørindustrien i Norge.

Den sterke posisjonen på norsk sokkel har gitt Statoil en rekke fordeler i utvinningen av petroleumsressurser i Norge. En viktig forutsetning for å kunne drive effektiv og lønnsom oljeproduksjon er at oljeselskapene skaffer seg tilgang til ressursene på sokkelen gjennom tildelinger av utvinningstillatelser. Med bakgrunn i at Statoil ble grunnlagt av den norske stat i 1972 for å bygge opp en norsk petroleumsindustri og sikre at petroleumsressursene tilfaller Norge, har Statoil vært et privilegert selskap med tanke på tildelinger av utvinningstillatelser i attraktive områder på norsk kontinentalsokkel (Ryggvik, 2015). Den norske stat eier i dag 67 % av Statoil og i dag er selskapet operatør på mer enn halvparten av alle felt i produksjon på norsk sokkel. Selskapet har dermed sikret seg tilgang til en svært stor andel av det totale ressursgrunnlaget på norsk sokkel, og på norsk sokkel anses derfor dette forholdet som sjeldent.

En viktig konsekvens av Statoil sin dominerende posisjon på norsk sokkel er at selskapet står i en særstilling overfor leverandørindustrien relativt til sine konkurrenter på sokkelen. Ettersom Statoil har operatørskap på over halvparten av feltene på norsk sokkel, har Statoil mulighet til å sette leverandørindustrien under press for bedre innkjøpsbetingelser. Spesielt i den senere tid med lavere oljepris og inntjening har man sett at leverandørindustrien på norsk sokkel har blitt satt under press. For Statoil er det faktum at selskapet gjennom et stort statlig eierskap har opparbeidet seg en svært dominerende posisjon på norsk sokkel en verdifull ressurs ved at selskapet vil kunne redusere en del av sine kostnader mer enn bransjen. I sin årsrapport for 2016 opplyser Statoil selv at evnen til å kunne gjennomføre kostnadsuttøring og effektiviseringstiltak er en av de viktigste faktorene for at selskapet skal kunne opprette sin konkurranseposisjon relativt til oljebransjen for øvrig. Det vil trekkes paralleller til kostnadsstrukturen i Statoil i kapittel 8 (lønnsomhetsanalyse) når vi sammenligner kostnadsnivået i Statoil sammenlignet med komparativ bransje.

Imidlertid er det viktig å påpeke at Statoil sin dominerende posisjon på norsk sokkel gjennom et stort statlig eierskap ikke er en direkte sjelden ressurs, men den skiller Statoil fra komparativ bransje. Ingen av selskapene i vår komparative bransje har en tilsvarende stor statlig eier bak seg.

Neste steg blir å vurdere om ressursen er ikke-imiterbar. Det er mulig for de hjemmehørende stater til selskapene i vår komparative bransje å kjøpe seg opp til tilsvarende eierandel som det den norske staten har i Statoil, men dette er lite sannsynlig. Dessuten har ikke de hjemmehørende statene til selskapene i komparativ bransje like stor tilgang til petroleumforekomster som det den norske stat har.

Som følge av at statens eierskap er befestet gjennom en stor eierprosent i selskapet anses ressursen som organisert. Følgelig kan vi konkludere med at Statoil har en midlertidig konkurransefordel opp mot de komparative selskapene gjennom en svært dominerende posisjon på norsk sokkel.

4.2.1.2 Spesielle bestemmelser norsk sokkel

Som følge av at Statoil sitt primære virkeområde er den norske sokkelen er selskapet i større grad eksponert for bestemmelser som kun gjelder på norsk sokkel relativt til komparativ bransje. I de følgende avsnittene ønsker vi å analysere hvilke konkurransemessige implikasjoner den særnorske petroleumsskatten samt HMS-reglene på norsk sokkel har for Statoil.

Den norske petroleumsskatteloven foreskriver at det betales petroleumsskatt på 54 % utover den allerede fastsatte alminnelige inntektsskattesatsen på 24 %. Statoil har dermed en marginal beskatning på inntil 78 %. Etersom Statoil sin hovedvirksomhet foregår på norsk sokkel er en stor del av selskapets samlede virksomhet underlagt den norske petroleumsskatteloven. Et høyt skattenivå er en ulempe for Statoil relativt til bransjen ettersom selskapet da vil kunne reinvestere en mindre del av sitt overskudd sammenlignet med komparative selskaper. Selv om Statoil er underlagt et høyt skattenivå er det viktig å påpeke at selskapet får tilsvarende høye fradrag for kostnadene som påløper i utvinningen av olje- og gassforekomster på norsk sokkel hvilket motvirker de negative effektene av et høyt skattenivå til en viss grad.

Ved siden av et høyt kostnadsnivå knyttet til skatt er virksomheten til Statoil på norsk sokkel også underlagt særnorske bestemmelser innenfor HMS (helse, miljø og sikkerhetstiltak). Spesielt kostnadene knyttet til rigger påvirkes av dette. Da disse spesielle reglene på norsk sokkel ikke gjelder internasjonalt hvor selskapene i den komparative bransjen har sin virksomhet, er HMS-bestemmelsene en ytterligere kostnadsulempe relativt til bransjen.

Det konkluderes at skattenivået Statoil er underlagt samt særnorske regler spesielt rettet mot HMS representerer en konkurranse- og rentabilitetsulempe relativt til bransjen. Ressursen er sjelden i form av at det er få andre land som har tilsvarende skatteregime og regler, men petroleumsskatten er naturlig nok ikke verdifull for Statoil. I kapittel 8 vil denne kostnadsulempen analyseres ytterligere.

4.2.1.3 Virksomhetslokasjon – offshore oljeproduksjon

Statoil sin produksjonsvirksomhet på norsk sokkel er kapitalkrevende og kostnadsintensiv ved at den foregår offshore. Denne typen utvinning krever store investeringer i blant annet infrastruktur. For Statoil betyr dette økte investeringskostnader og således en midlertidig rentabilitetsulempe sammenliknet med bransjen. Imidlertid er det viktig å påpeke at kostnadsprofilen offshore innebærer at oppstartskostnadene til hvert oljefelt er store som følge av store infrastrukturutbygginger (Norsk Petroleum, 2016), men etter hvert som produksjonen kommer i gang er kostnaden pr fat oljeekvivalent relativt lav sammenliknet med landbasert oljeproduksjon.

Primær satsing på offshore oljevirksomhet og den tilhørende utviklingen av teknologikompetanse til havs er en verdifull ressurs for Statoil. Årsaken er hovedsakelig at produksjonsmengden til havs pr brønn er mye høyere enn på land og at utvinningen til havs kan skje over en mye lengre tidsperiode (Oil and Gas Investing, 2014). Imidlertid er det slik at selskapene i komparativ bransje også driver oljeproduksjon til havs, og således er ikke Statoil det eneste selskapet som besitter offshore produksjonskompetanse. Ressursen er dermed imiterbar. Det konkluderes at Statoil sin virksomhetslokasjon og tilhørende kompetanseutvikling offshore på norsk kontinentalsokkel gir konkurranseparitet relativt til bransjen.

4.2.1.4 Omstillingsevne gjennom høy teknologisk kompetanse

Statoil har gjennom å være verdens største aktør innenfor offshore olje- og gassproduksjon bygget opp en høyteknologisk kompetanse som i fremtiden vil kunne hjelpe selskapet å tilpasse seg et endret energibehov i verden. Vi påpekte i kapittel 2 at olje og gass i fremtiden

vil utgjøre en mindre andel av verdens energisammensetning. Gjennom utstrakt satsing på spesielt havvind har Statoil etablert seg som en markert aktør innen fornybar energi (Haugstad, 2017). Statoil vil i denne sammenheng kunne bygge på kompetansen utviklet gjennom 40 års offshore virksomhet i olje- og gassindustrien. I fremtiden vil Statoil sin satsing på fornybar energi kunne bidra til å diversifisere virksomhetens hovedfokus bort fra olje og gass og mot fremtidige grønne energikilder. Den høyteknologiske kompetansen selskapet har bygget opp er dermed en verdifull ressurs i og med at den kan sikre fremtidig omstillingsevne fra petroleumsindustrien til fornybar energi. Statoil har dermed muligheten til å utvikle seg videre som energiselskap og sikre inntjeningen også i fremtiden.

Høyteknologisk kompetanse fra offshore oljeproduksjon er en relativt sjelden ressurs, men også komparativ bransjen har bygget opp offshore kompetanse som kan benyttes til å satse på fornybar energi. Avslutningsvis må det kort drøftes om den teknologiske kompetansen Statoil har bygget opp gjennom offshore oljeproduksjon kan imiteres av konkurrentene slik at også bransjen i fremtiden bygger opp en fornybar energiportefølje. Som tidligere påpekt driver også selskapene i komparativ bransje innenfor offshore, slik at Statoil er ikke det eneste energiselskapet med mulighet for å bygge opp grønn kompetanse.

Det konkluderes at den høyteknologiske kompetansen innad i Statoil vil kunne sikre selskapets omstilling mot utvinning av fornybare energikilder på sikt, men Statoil vil ikke være det eneste integrerte oljeselskapet relativt til bransjen som har denne muligheten. Det konkluderes dermed at omstillingsevnen vil gi Statoil en midlertidig konkurransefordel.

4.2.1.5 Oppsummering intern ressursanalyse

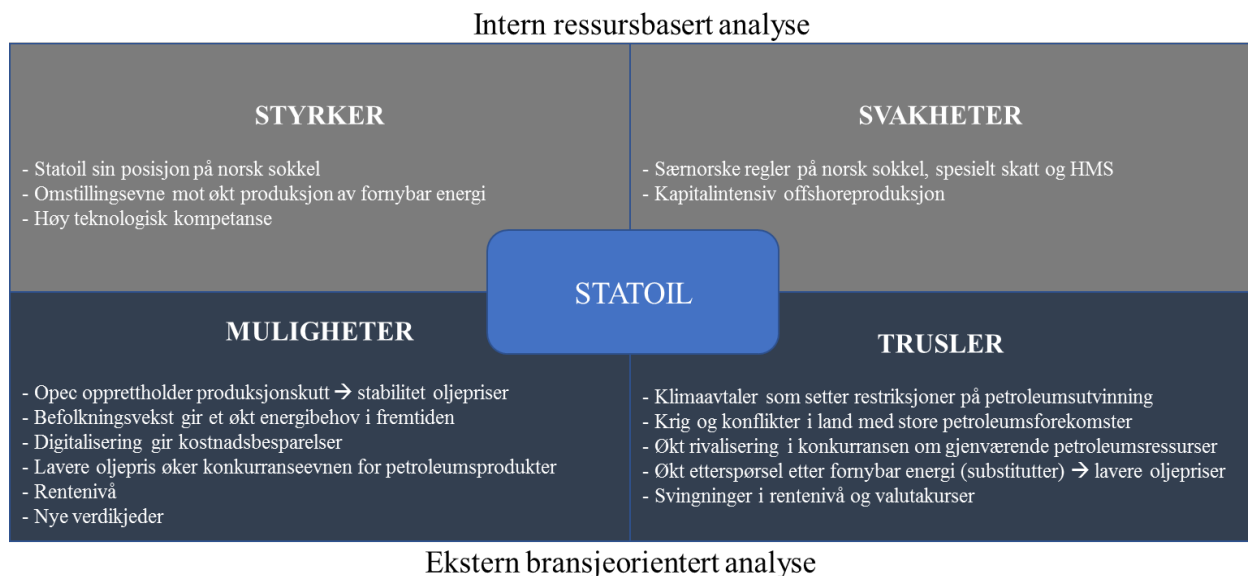
I den interne ressursanalysen har vi gjennom en analyse av fire faktorer avdekket Statoil sin konkurranseposisjon overfor øvrige aktører i komparativ bransje. Som tabell 4-3 viser besitter Statoil ingen interne ressurser som gir et varig konkurransefortrinn, men den sentrale posisjonen på norsk sokkel og selskapets omstillingsevne gjennom høy teknologisk kompetanse gir selskapet en midlertidig konkurransefordel. Videre gir en stor andel offshore oljeproduksjon konkurranseparitet for Statoil relativt til konkurrentene, mens de spesielle bestemmelsene på norsk sokkel er en konkurransemessig ulempe for selskapet. Totalt sett konkluderes det på bakgrunn av funnene i VRIO-analyse med konkurransemessig paritet for Statoil relativt til komparativ bransje.

Ressurs /Faktor	Verdiful?	Sjelden?	Ikke-imiterbar ?	Organisert ?	Implikasjon
Sentral posisjon på norsk sokkel	Ja	Ja	Ja	Ja	Midlertidig konkurransefordel
Spesielle bestemmelser norsk sokkel	Ja	Ja	Nei	Ja	Midlertidig konkurranseulempe
Virksomhetslokasjon - offshore oljeproduksjon	Ja	Nei	Nei	-	Konkurranseparitet
Omstillingsevne - høy teknologisk kompetanse	Ja	Nei	Nei	-	Midlertidig konkurransefordel

Tabell 4-3 Oppsummering intern ressursbasert analyse

4.3 Oppsummering strategisk analyse

Avslutningsvis i den strategiske analysen benytter vi oss av en SWOT-analyse for å sammenfatte funnene fra de forskjellige analysene som er gjennomført. En SWOT-analyse tar utgangspunkt i funnene fra de to eksterne og den interne analysen som er gjennomført og benyttes til å gi et overblikk over selskapets styrker, svakheter, muligheter og trusler (Barney, 2011). Av disse omhandler styrker og svakheter interne forhold, mens muligheter og trusler omhandler eksterne forhold. De eksterne analysene, PESTEL og Porters fem krefter, er gjennomført med hensyn å vurdere bransjens rentabilitet, og på samme måte er den interne analysen, VRIO, benyttet til å se på selskapets rentabilitet. I figur 4-3 fremstilles resultatet av analysen i en SWOT-modell.



Figur 4-3 Oppsummering strategisk analyse SWOT-modell

På bakgrunn av funnene i den strategiske analysen har vi kort oppsummert sammensetningen av den strategiske fordelen i tabell 4-4 under. På bakgrunn av funnene i Pestel-, Porter- og VRIO-analysen konkluderes det med en stor bransjefordel der oljebransjen som helhet har mulighet til å oppnå og bevare konkurransefordeler. Et økt fokus på fornybare energikilder vil imidlertid gi et endret etterspørselsnivå på petroleumsprodukter i fremtiden og dermed redusere bransjefordelen på sikt.

Statoil i seg selv har en ressursfordel som i grove trekk gir paritet med bransjen for øvrig med bakgrunn i offshorevirksomhetens kostnadsstruktur. Konkurransepariteten er forventet å vedvare på sikt.

Strategisk fordel oppsummert	Analyseperiode 2009 - 2017	Fremover i tid
Bransjefordel	Stor	Avtakende
(+) Ressursfordel	Paritet	Paritet
(=) Strategisk fordel	Stor	Mindre

Tabell 4-4 Oppsummering strategisk fordel Statoil

5. Regnskapsanalyse

I dette kapitlet skal vi gjennom en regnskapsanalyse foreta en kvantitativ undersøkelse av underliggende økonomiske forhold. Kaldestad & Møller (2016) påpeker at regnskapsanalysen er viktig fordi den viser hvilke eiendeler selskapet har investert i, hvilke historiske resultater som er oppnådd, hvilke forpliktelser som eksisterer og den historiske utviklingen i kontantstrømmer. I tillegg gir regnskapsanalysen innsikt i sammenhengen mellom aktivitet og investeringer i anleggsmidler og arbeidskapital.

Den kvantitative regnskapsanalysen ser på tallgrunnlaget for risiko og rentabilitet, og tallfester således strategisk risiko og fordel som beskrevet i kapittel 4 (Knivsflå, 2017c). Regnskapsanalysen består av å presentere og klargjøre regnskapet for videre analyse.

Ettersom brukerne av finansregnskapet er mangfoldige kan den eksterne regnskapsanalysen variere med brukeren (Knivsflå, 2017c). Det er rimelig å anta at det er brukerne som skyter inn kapital og dermed finansierer selskapets drift som har størst interesse av den eksterne analysen av finansregnskapet. Som følge av dette blir det viktig å skille mellom to typer regnskapsanalyse, nemlig kreditororientert og investororientert.

Den kreditororienterte regnskapsanalysen har som hovedfokus å avdekke om verdien av eiendelene er stor nok til at kreditoren får tilbake utestående beløp ved betalingsvansker (Knivsflå, 2017c). I tillegg fokuserer den på om lånerenten gjenspeiler risikoen for betalingsvansker og en eventuell konkurs.

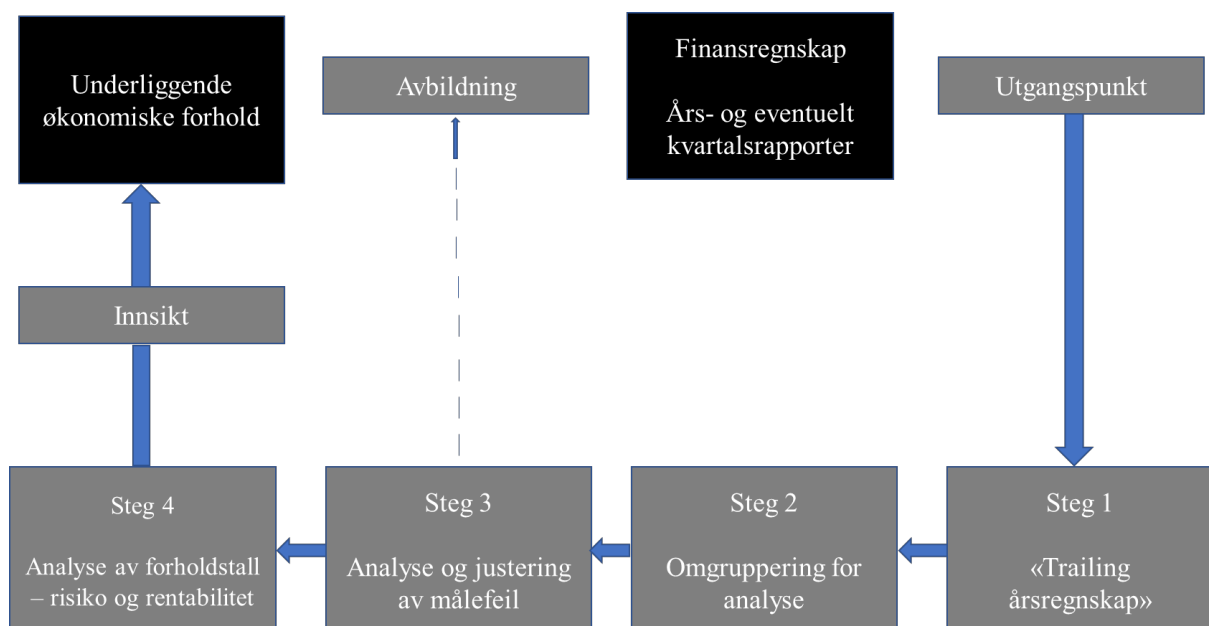
Den investororienterte regnskapsanalysen fokuserer på sin side på hva nettoverdien av virksomheten er, altså verdien av eiendeler fratrukket for gjeld og hvordan den underliggende inntjeningen utvikler seg. Kaldestad & Møller (2016) påpeker at det i en analyse av den underliggende inntjeningen ikke nødvendigvis er slik at de rapporterte tallene gir et korrekt

bilde. Dermed vil det i en regnskapsanalyse være nyttig å justere for regnskapsposter som ikke er gjentakende samt engangseffekter.

Vår analyse av finansregnskapet til Statoil tar utgangspunkt i et investororientert perspektiv, der vi blant annet normaliserer regnskapstallene. Imidlertid vil et helhetlig perspektiv av både kreditorer og investorer samt øvrige interessenter også bli ivaretatt.

5.1 Rammeverk for regnskapsanalyse

I regnskapsanalysen vil vi ta utgangspunkt i rammeverket presentert av Knivsfå (2017c) i faget MRR413A - Regnskapsanalyse og verdivurdering. Rammeverket er vist i figur 5-1 under og består av fire steg. Det første steget består av en trailing av årsregnskapet for inneværende år (2017) basert på de tidligere kvartalsrapportene som er tilgjengelig for Q3 og Q4 i 2016 samt for inneværende år, nemlig Q1 og Q2 for 2017. Ved hjelp av trailingen for Q3 og Q4 får vi et fullstendig årsregnskap for 2017 å forholde oss til i den senere verdivurderingen av Statoil. Steg nummer to i analysen omhandler en omgruppering av finansregnskapet for investor- og kreditororientert analyse. Det tredje steget går ut på å analysere målefeil i de omgrupperte regnskapstallene og deretter eventuelt å justere de omgrupperte regnskapstallene for disse målefeilene. I steg fire i regnskapsanalysen analyseres forholdstall med hensyn til risiko og rentabilitet. Regnskapsanalysen baseres på tidligere offentliggjorte regnskap og eventuelle årsrapporter til Statoil samt trailingen for årsregnskapet 2017.



Figur 5-1 Rammeverk regnskapsanalyse (Knivsfå, 2017c)

Før regnskapsanalysen er det viktig å avklare visse aspekter ved analysen, herunder valg av analysenivå, valg av analyseperiode og valget av komparative selskaper som utgjør en målestokk for bransjen som helhet.

5.1.1 Valg av analysenivå

Ved valg av analysenivå må det i første rekke klargjøres hvorvidt selskapet skal analyseres samlet eller om hvert forretningsområde burde analyseres individuelt. Kaldestad & Møller (2016) påpeker at dersom selskapet har svært forskjellige forretningsområder burde disse analyseres individuelt gitt at det finnes tilstrekkelig med regnskapsinformasjon tilgjengelig for analysen. I motsatt tilfelle burde selskapet analyseres samlet. I vårt tilfelle har Statoil som nevnt i kapittel to totalt syv forretningsområder. Forretningsområdenes oppgaver varierer fra leting, utvikling og produksjon av petroleumsressurser til prosessering, salg og markedsføring av disse samt utvikling av ny teknologi og nye energiløsninger. Selv om det kan argumenteres for at noen av disse forretningsområdene er nokså ulike, mener vi at alle faller inn under kjernevirksomheten til Statoil, nemlig produksjon og levering av energiresurser. I så måte finner vi det mest riktig å analysere Statoil samlet og ikke hvert forretningsområde individuelt.

Samtidig som man kan dele opp forretningsområdene som forklart over og i kapittel to kan man dele Statoil sin drift inn i nasjonal og internasjonal. Med bakgrunn i at tilgangen på informasjon i konsernregnskapet begrenses i stor grad ved å segmentere på denne måten har vi valgt å se all drift under ett.

Neste steg blir å avgjøre hvorvidt man skal analysere konsernregnskapet til Statoil eller morselskapet. I henhold til Knivsflå (2017c) burde man ved regnskapsanalysen ta utgangspunkt i konsernregnskapet da dette bredere favner totalomfanget på selskapets virksomhet. Dette er også konsistent med det Kaldestad & Møller (2016) påpeker i sin lærebok. På bakgrunn av dette velger vi å analysere konsernregnskapet til Statoil og ikke regnskapet til morselskapet.

5.1.2 Valg av analyseperiode

Ved valg av analyseperiode må det tas stilling til om selskapet har hatt en stabil virksomhet over tid eller om selskapet har endret karakter betydelig, eksempelvis innen forretningsområder (Knivsflå, 2017c). Ved stabil virksomhet anbefales en lengre analyseperiode, gjerne 10 år, mens det for virksomheter som har endret seg betydelig anbefales en mye kortere analyseperiode for en mer rettvise analyse.

Siden oppstarten i 1972 har Statoil vært et oljeselskap med hovedfokus på utvikling og produksjon av oljefelt nasjonalt. Utover 1990-årene ekspanderte de internasjonalt, øke satsingene på fornybare energiløsninger, børsnoteringen fant sted i 2001, og i 2007 fusjonerte Statoil med olje- og gassdivisjonen i Hydro. Etter 2007 har Statoil sin virksomhet vært stabil uten større endringer i konsernets struktur. For å få med de sykliske variasjonene i oljeprisen vist i figur 2-7 i kapittel 2.1.9.1 som i stor grad påvirker inntektene til Statoil har vi dermed valgt en analyseperiode fra 2009 til 2017T. I denne analyseperioden får vi både med en oppgangskonjunktur i oljeindustrien i årene etter finanskrisen med en jevn øking i oljeprisen fra om lag 55 USD pr fat til godt over 100 USD pr fat i løpet av 2011, samt en nedgangskonjunktur som begynte med det kraftige oljeprisfallet sommeren 2014.

5.1.3 Valg av komparative selskaper

Et bransjegjennomsnitt basert på regnskapstallene til relativt identiske komparative selskaper fungerer som en målestokk for de finansielle prestasjonene til selskapet som analyseres. I en forlengelse kan det diskuteres om selskapet som analyseres også skal være en del av bransjegjennomsnittet, da det potensielt er fare for at selskapet sammenlignes med seg selv (Knivsflå, 2017c). I vårt tilfelle er Statoil en betydelig aktør internasjonalt i olje- og gassbransjen, men etter vår vurdering ikke en stor nok aktør til å bli utelatt fra bransjegjennomsnittet. De komparative selskapene i bransjegjennomsnittet er en del større enn Statoil selv, og Statoil inkluderes dermed i bransjegjennomsnittet.

Som målestokk for Statoil sine finansielle resultater har vi valgt å ta utgangspunkt i et bransjegjennomsnitt basert på konsernregnskapstallene til selskapene ExxonMobil, Shell, BP, og Total samt Statoil selv. De komparative selskapene er verdens fire største børsnoterte internasjonale oljeselskaper med svært identisk virksomhet som Statoil. Videre er selskapene delvis representert også på norsk sokkel.

5.2 Presentasjon av rapporterte tall

Nedenfor følger presentasjonen av Statoil sine rapporterte konsernregnskap, balanser og endringer i egenkapital over analyseperioden. All regnskapsinformasjon er hentet fra offisielle års- og kvartalsrapporter til Statoil for analyseperioden 2009-2017T. Vi har også inkludert år 2008 i presentasjon av rapporterte tall for å synliggjøre endringer fra det siste året før analyseperioden begynner da denne informasjonen er viktig for blant annet den omgrupperte kontantstrømmen. Kvartalsrapportene vi har brukt er de for 2016 og de to første kvartalene for 2017. Disse har blitt benyttet for utarbeidelse av trailingen for hele regnskapsåret 2017T. De

presenterte tallene nedenfor er oppgitt i millioner USD. Ettersom Statoil endret sin presentasjonsvaluta i 2016 fra NOK til USD har vi regnet om tallene fra årsregnskapene fra 2009 til 2015 fra NOK til USD basert på gjennomsnittlig valutakurs USD/NOK for hvert enkelt år oppgitt i Statoil sine offisielle årsrapporter. Omregningsdifferansene er ført på andre driftsinntekter unormal eller andre driftskostnader unormal avhengig av om omregningen gav en positiv eller negativ effekt. Kvartalsrapportene for 2016 og de to første kvartalene for 2017 samt årsregnskapet for hele 2016 har vi ikke omregnet fra NOK til USD ettersom disse ble ført i USD i utgangspunktet.

Statoil fører konsernregnskap etter IFRS og har en regnskapsoppstilling i henhold til IAS 1. For å gjøre de presenterte tallene i resultatregnskapet mer investororientert har vi imidlertid valgt å presentere det tabulerte resultatregnskapet der vi har skilt mellom driftsposter og finansposter samt normale og unormale poster. Unormale poster er merket med grått. Tabell 5-1 nedenfor viser det tabulerte konsernregnskapet for Statoil i analyseperioden 2009-2017T, samt 2008.

Tabulert resultatregnskap for Statoilkonsernet	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Dollarkurs	5,63	6,30	6,10	5,60	5,80	5,90	6,30	8,10	8,40	8,50
Driftsinntekter	115804	73416	86385	115286	121672	105017	96302	57444	45688	62554
(-) Varekostnad	58469	32678	42203	57072	62603	52119	47825	26074	21505	28427
(-) Driftskostnad	10542	9043	9454	10789	11034	12712	11571	10432	9025	9936
(-) Letekostnader	2610	2649	2586	2471	3121	3051	4810	3827	2952	1850
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	1947	1638	1817	2359	1914	1559	1159	926	762	739
(=) EBITDA	42235	27408	30326	42594	43000	35576	30937	16185	11444	21603
(-) Avskrivninger	7226	7407	7561	8964	10224	11085	11825	10605	9231	8699
(=) Driftsresultat før unormale poster	35009	20000	22765	33630	32776	24492	19111	5580	2213	12905
(-) Nedskrivning av driftsrelaterte eiendeler	410	1137	749	205	207	1186	4270	5914	2318	-320
(-) Tap (gevinst) på salg av driftsrelaterte eiendeler	-490	0	-295	-4168	-2759	-3017	-1794	-2198	-304	-10
(+) Andre driftsinntekter - unormal	0	218	1032	3213	0	0	762	0	0	0
(-) Andre driftskostnader - unormal	0	4044	0	0	1717	933	3826	13433	3521	0
(=) Driftsresultat	35089	15037	23342	40806	33611	25389	13571	-11569	-3322	13235
(+) Nettoresultat tilknyttede selskap - normal	228	231	191	226	293	17	-48	-37	-119	1
(+) Nettoresultat tilknyttede selskap - unormal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Finansinntekt - normal	1534	664	565	620	414	475	714	741	791	927
(-) Finanskostnad - normal	1055	1145	873	1326	1155	966	1444	1358	1398	1406
(+) Unormalt finansresultat	-3740	-592	237	1073	759	-2390	746	-679	350	-140
(=) Resultat før skatt, diskontinuerlig virksomhet og	32054	14196	23462	41399	33921	22525	13539	-12902	-3698	12617
(-) Skattekostnad - normal	24382	15403	16356	24739	23662	16808	13614	5391	2952	8551
(-) Skattekostnad - unormal	-13	25	-97	-561	-7	6	259	-255	-228	0
(=) Resultat før diskontinuerlig virksomhet og minor.	7686	-1232	7204	17221	10266	5711	-334	-18038	-6422	4065
(+) Resultat fra diskontinuerlig virksomhet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Netto minoritetsresultat - normalt	1	-95	-71	-61	103	-102	16	25	20	16
(-) Netto minoritetsresultat - unormalt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Årsresultat til majoritet	7685	-1137	7275	17282	10162	5813	-350	-18063	-6442	4049
(+) Andre driftsrelaterte resultatelementer	3867	-1751	331	128	-1362	3136	6746	4284	-357	1127
(+) Andre finansielle resultatelementer	-177	-35	34	-37	0	0	0	0	0	-49
(=) Totalresultat	11374	-2924	7641	17373	8800	8948	6396	-13779	-6799	5127
Foreslått utbytte	-4810	-3664	-3130	-3552	-3569	-3644	-6254	-2852	-1920	-2304

Tabell 5-1 Tabulert årsregnskap Statoil år 2008 – 2017T

I tabell 5-2 og 5-3 nedenfor presenteres Statoilkonsernets balanse for perioden 2008-2017T.

Balanse - Eiendeler	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Dollarkurs	5,63	6,30	6,10	5,60	5,80	5,90	6,30	8,10	8,40	8,50
Varige driftsmidler	58586	54368	57636	72783	75707	82627	89238	67395	59556	61616
Immaterielle eiendeler	11729	8626	7077	16549	15103	15508	13524	10284	9243	9271
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	2245	1496	1475	1646	1431	1254	1333	901	2245	2230
Utsatt skattefordel	231	311	308	1019	672	1390	2048	2198	2195	2245
Pensjonsmidler	5	428	863	694	1621	898	1270	1395	839	921
Finansielle derivater	423	2801	3371	5843	5724	3746	4746	2938	1819	1829
Finansielle investeringer	2925	2106	2518	2747	2586	2780	3111	2543	2344	2768
Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer	873	668	647	597	845	1441	905	1049	893	890
Sum anleggsmidler	77018	70803	73894	101878	103690	109644	116175	88704	79134	81770
Varelager	2691	3206	3873	4959	4362	5017	3762	2716	3227	2882
Kundefordringer og andre fordringer	12421	9364	12264	18439	12759	13864	13222	7259	7839	6991
Skattefordring	682	28	176	102	0	0	0	0	0	0
Finansielle derivater	4885	852	996	1073	621	492	841	593	492	271
Finansielle investeringer	1731	1115	1887	3550	2569	6644	9397	10679	8211	13500
Betalingsmidler	3310	4014	5003	7249	11241	14458	13190	9383	5090	5083
Sum omløpsmidler	25721	18578	24200	35373	31552	40475	40413	30630	24859	28727
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	0	0	7359	0	0	0	0	0	537	0
Sum eiendeler	102739	89382	105453	137251	135241	150119	156587	119333	104530	110497

Tabell 5-2 Balanse Statoil år 2008 – 2017T

Balanse - Egenkapital og gjeld	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Dollarkurs	5,63	6,30	6,10	5,60	5,80	5,90	6,30	8,10	8,40	8,50
Aksjonærs egenkapital	38025	31479	35990	49806	55034	60254	60444	43790	35072	37882
Ikke-kontrollerende eierinteresser	351	286	1123	1114	121	85	63	37	27	29
Sum egenkapital	38376	31765	37114	50921	55155	60339	60508	43827	35099	37911
Finansiell gjeld	9699	15232	16360	19931	17414	28051	32556	32593	27999	26669
Utsatt skatt	12104	12117	12798	14736	14000	12034	11349	8074	6427	7619
Pensjonsforpliktelsener	4536	3356	3625	4819	3552	3780	4429	3235	3380	3526
Avsetninger	9655	8863	11144	15590	16466	17237	18603	13506	13406	14295
Finansielle derivater	0	263	555	697	466	373	714	1395	1420	1114
Sum langsiktig gjeld	35994	39830	44482	55772	51897	61475	67651	58802	52632	53223
Leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetninger	10870	9532	12085	16780	14103	16203	15984	10148	9666	8442
Betalbar skatt	10137	6507	7655	9696	10724	8949	6286	2975	2184	4253
Finansiell gjeld	3676	1294	1923	3544	3172	2898	4206	2531	3674	5508
Skyldig utbytte	0	0	0	0	0	0	905	765	712	721
Finansielle derivater	3686	454	682	539	190	254	1048	284	508	436
Sum kortsiktig gjeld	28370	17786	22345	30559	28190	28305	28429	16704	16744	19360
Forpliktelsener knyttet til eiendeler holdt for salg	0	0	1512	0	0	0	0	0	54	0
Sum gjeld	64364	57617	68339	86331	80086	89780	96079	75506	69430	72583
Sum egenkapital og gjeld	102739	89382	105453	137251	135241	150119	156587	119333	104529	110494

Tabell 5-3 Balanse Statoil år 2008 – 2017T

Endring EK for Statoilkonsernet	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Dollarkurs	5,63	6,30	6,10	5,60	5,80	5,90	6,30	8,10	8,40	8,50
IB EK 01.01	31488	38025	31479	35990	49806	55037	60257	60446	43791	35074
Totalresultat	11374	-2924	7641	17373	8800	8948	6396	-13779	-6799	5127
Betalt utbytte	-4810	-3664	-3130	-3552	-3569	-3644	-6254	-2852	-1920	-2304
Netto kapitalinnskudd	-26	2	-8	-9	-17	-34	-16	-25	2	-5
Driftsrelatert dirty surplus	0	0	9	4	17	-51	63	0	0	-10
Finansrelatert dirty surplus	-1	40	0	0	0	0	0	0	0	0
UB EK 31.12	38025	31479	35990	49806	55037	60257	60446	43791	35074	37882

Tabell 5-4 Endring EK Statoil 2008 – 2017T

Tabell 5-4 viser endring i EK for Statoil i perioden 2008-2017T. Tall i millioner USD.

5.3 Trailing

Det første steget i vår regnskapsanalyse er trailingen av årsregnskapet for 2017T. For å få et mer aktuelt tallgrunnlag for regnskapsanalyse bygger vi inn de ferskeste kvartalstallene for å komme på sporet av årsregnskapet for hele 2017, herunder resultatregnskap, balanser og endring av EK for 2017.

Statoil er pliktig til å utarbeide minst halvårsregnskap i henhold til IAS 34, men velger å utarbeide kvartalsrapporter for 2017 enn så lenge. Kvartalsrapportering er ment å gi brukerne av regnskapet løpende informasjon om den finansielle stillingen og økonomiske aktiviteten til selskapet. I skrivende stund er det kvartalsrapportene for de to første kvartalene (Q1 og Q2) som er tilgjengelig for 2017. Dermed er det regnskapstallene for tredje og fjerde kvartal (Q3 og Q4) for 2017 som må trailes, og dette gjøres på bakgrunn av informasjon hentet fra de to siste kvartalsrapportene for 2016 og de to første kvartalsrapportene for 2017. Imidlertid brukes også de to første kvartalsrapportene for 2016 (Q1 og Q2) for å beregne vekstjusteringen fra Q3 og Q4 år 2016 til Q3 og Q4 for år 2017.

Siden kvartalsrapporter er mindre detaljerte enn årsrapporter har vi kun brukt disse til trailingen av regnskapsåret 2017T. Imidlertid har ikke alle regnskapspostene i 2017T blitt trailet på bakgrunn av tall oppgitt i kvartalsrapportene. Rapporteringen i kvartalsrapportene hva gjelder finansposter er mindre detaljert enn i årsrapporten og derfor bygger trailingen av denne posten for 2017T på tallene rapportert i årsrapporten for 2016 og ikke kvartalsrapportene. For sammensetningen av avskrivninger og nedskrivninger er det slik at rapporteringen i kvartalsrapportene varierer fra årsrapporten. Summen er den samme, men rapporteringen i kvartalsrapporten er mindre detaljert hvilket innebærer at vi ikke får fordelt posten på avskrivninger og nedskrivninger på samme måte som i årsrapporten. For å sikre en mest mulig nøyaktig trailing av 2017T har vi allikevel tatt utgangspunkt i de rapporterte tallene i kvartalsrapportene for denne posten.

I de følgende delkapitlene forklares trailingen av årsresultatet 2017 for Statoil. Selve trailingen for 2017T for Statoil vises i slutten av dette delkapittelet.

5.3.1 Resultatregnskapet

I det følgende beskrives utregningen av trailingen for resultatregnskapet fordelt på normale og unormale driftsrelaterte og finansrelaterte poster samt skattekostnaden. Utarbeidningen av trailingen er basert på fremgangsmåten presentert av Knivsflå (2017c)

5.3.1.1 Normale driftsrelaterte poster

Trailingen av normale driftsrelaterte poster for 2017T baseres på kvartalstallene for de to første kvartalene i 2017 samt de vekstjusterte kvartalstallene for de to siste kvartalene i 2016. Formelen for utregningen av normale driftsrelaterte poster er vist nedenfor.

$$2017T = (Q1_{17} + Q2_{17}) + ((Q3_{16} + Q4_{16}) * (1+g))$$

$$g = \left(\frac{Q1_{17} + Q2_{17}}{Q1_{16} + Q2_{16}} \right) - 1$$

2017T = Trailet resultatregnskap for år 2017, Q1-Q4 = Kvartalstall, g = Vekstfaktor

Vekstjusteringen (g) er basert på kvartalsvis vekst fra Q1 og Q2 2016 til Q1 og Q2 2017. Dersom denne vekstjusteringen virker urimelig vil den bli overstyrt slik at trailingen for 2017T blir mer nøyaktig.

Veksten i driftsinntekter fra første og andre kvartal 2016 til 2017 er på 45 % i vår trailing. Hva som er en rimelig økning i driftsinntektene er en subjektiv vurdering, men et godt utgangspunkt kan være utviklingen i prisene på olje og gass hvilket er de klart viktigste faktorene for Statoil sine driftsinntekter. Statoil opplyser i sin kvartalsrapport for Q1 2017 at prisveksten på konsernets petroleumsprodukter har vært på 70 % sammenlignet med Q1 2016. Videre fremgår det av kvartalsrapport for Q2 2017 at gjennomsnittlige priser på petroleumsproduktene (olje og gass) har steget med 13 % fra Q2 2016 til Q2 2017, altså vesentlig lavere enn veksten i første kvartal 2016 til 2017. På bakgrunn av en prisvekst på 70 % i første kvartal 2016 til 2017 og 13 % i andre kvartal 2016 og 2017 synes en gjennomsnittlig prisvekst på 45 % å være ekstrem i henhold til Knivsflå sitt kriterium for overstyring av vekstjusteringen. Selv om petroleumsindustrien er syklisk av natur, hvilket setter begrensninger for hva vi potensielt kan anse som beste estimat, mener vi at en prisvekst på 45 % blir for høy. Denne prisøkningen er svært farget av den unormalt lave oljeprisen i Q1 2016. En inntektsvekst på 30 % mener vi er mer representativ, og det er denne satsen som legges til grunn i trailingen for 2017T.

Veksten i varekostnader er i trailingen anslått til 41 % basert på veksten i kvartalstallene for Q1 og Q2 i 2016 og 2017. Varekostnaden inkluderer kostnaden på væsker og gass kjøpt av staten gjennom SDØE for senere videresalg samt prisen på væsker og gass Statoil kjøper av tredjepart. Det er rimelig å anta at prisutviklingen i varekostnader delvis følger prisen på petroleumsprodukter generelt, og må dermed sammenlignes oppimot inntektsveksten til Statoil. En varekostnadsvekst på 41 % sett opp imot en trailet inntektsvekst på 30 % synes

dermed ikke rimelig. Vi velger å overstyre varekostnadsveksten til 25 % i stedet og legger denne satsen til grunn i trailingen for 2017T.

Veksten i driftskostnader er anslått til 5 % i vår trailing. Driftskostnader inkluderer blant annet kostnader forbundet med drift og vedlikehold av produksjonsanlegg. Som det ble drøftet i Porters fem krefter i kapittel 4 har vi konkludert med at leverandørene har lav forhandlingsmakt på norsk sokkel, mens de har moderat forhandlingsmakt internasjonalt. På bakgrunn av dette ble leverandørenes forhandlingsmakt satt til moderat totalt sett. En viktig faktor for leverandørenes forhandlingsmakt er, som påpekt i kapittel 4, de sykliske variasjonene i oljeprisen. Stigende oljepris tilsier stigende forhandlingsmakt blant leverandørene. Som følge av leverandørenes forhandlingsmakt mener vi at en driftskostnadsvekst på 5 % dermed er altfor lav. Vi mener dermed at en driftskostnadsvekst på 15 % sett opp imot en inntektsvekst på 30 % virker rimelig og representerer vårt anslag på beste estimat. Veksten i driftskostnader på 5 % overstyres og settes til 15 %.

Avskrivningene er i henhold til vår trailing ventet å falle med 6 % for 2017T. Av Statoil sin årsrapport for 2016 fremgår det at avskrivningene påvirkes av nedskrivningene. Dette innebærer at økte nedskrivninger reduserer avskrivningene. Som følge av økte nedskrivninger i 2016, spesielt i fjerde kvartal, synes en nedgang på 6 % som rimelig og følger vårt anslag på beste estimat. Avskrivningene reduseres med 6 % for 2017T.

Letekostnadene i trailingen faller med 37 % for 2017T. Av Statoil sine kvartalsrapporter for 2017 fremgår det at leteaktiviteten generelt er lavere i konsernet sammenlignet med 2016. En nedgang på 37 % representerer således vårt beste estimat, og vi velger dermed å ikke overstyre denne nedgangen i letekostnader. Salgs- og administrasjonskostnadene i trailingen faller med 3 %. Dette er konsistent med de annonserte kostnadskuttene Statoil ønsker å gjennomføre, og representerer dermed vårt beste estimat. Videre er veksten i resultatandel fra tilknyttet selskap i trailingen på -537 %. Dette er et dårlig anslag på beste estimat for 2017. Dette begrunnes i at en positiv endring i oljeprisen er forventet å gi positivt utslag i denne posten. Vi overstyrer dermed dette anslaget og setter denne posten lik veksten i driftsinntekter på 30 %.

Hva gjelder trailing av utbyttet pleier man som regel å ta utgangspunkt i normal vekst, i for eksempel inntekt, og multiplisere denne vekstfaktoren med fjorårets utbytte. Som følge av at 2016 ble et bunnår både da det kom til utbytte og resultat, og inntektene i 2008 var på det høyeste vil vi få et feil bilde på utviklingen i utbytte. Statoil har en fastsatt utbyttepolitikk om

at utbytte skal foretas i takt med langsiktig underliggende inntjening (Statoil, 2016). Dermed er det mer aktuelt å se på endringen fra foregående år, kombinert med fremtidsutsiktene. Tradisjonell metode gav en vekstfaktor på -7,8 %, men vi valgte å overstyre denne og satt en vekst på 20 % som multipliseres med fjorårets utbytte. Dette med bakgrunn i slik den økonomiske utviklingen har vært det siste året og endrede fremtidsutsikter for bransjen og Statoil.

5.3.1.2 Unormale drifts- og finansrelaterte poster

Unormale poster vil ikke være gjentakende og vil dermed heller ikke kunne predikeres på en fornuftig måte i regnskapet. Unormale poster vil ikke trailes på bakgrunn av informasjon i forrige års finansregnskap og vil heller ikke vekstjusteres. Beste estimat for 2017T for unormale poster er dermed summen av informasjonen som fremkommer av de to første kvartalsrapportene for 2017. For unormale poster 2017T føres dermed summen av Q1 og Q2 for 2017.

Som det fremgår av trailingen er posten «nedskrivning/reversering av driftsrelaterte eiendeler» ført som inntekt i trailingåret. Det kan diskuteres om denne unormale posten burde blitt overstyrt i vår trailing da denne posten historisk alltid har vært en kostnad, men vi har valgt å ikke se bort fra dette. Til grunn for vår vurdering ligger at store nedskrivninger i årene 2015 og 2016 som følge av oljeprisfallet i 2014 nå i større grad reverseres som følge av en stigende oljepris utover 2017.

5.3.1.3 Normale finansrelaterte poster

Normale finansrelaterte poster omfatter renteinntekter og rentekostnader. Informasjonen om finansrelaterte poster i kvartalsrapportene er vesentlig mindre informativ enn i årsregnskapet. Derfor tar trailingen for 2017T utgangspunkt i informasjon om finansposter fra årsrapporten 2016. Trailingen av normale finansposter er gjennomført på grunnlag av finansielle eiendeler og gjeld som ført i de omgrupperte balansene for 2016 og 2017T samt en estimert rente for 2017. Den estimerte renten for 2017 tilsvarer en fremskrevet årsrente fra 2016 til 2017.

$$FI_{2017T} = \frac{FI_{2016}}{FE_{2016}} * FE_{2017T}$$

$$FK_{2017T} = \frac{FK_{2016}}{FG_{2016}} * FG_{2017T}$$

FI = Finansinntekt, FK = Finanskostnad, FE = Finansielle eiendeler, FG = Finansiell gjeld

5.3.1.4 Skattekostnaden

Trailingen av skattekostnaden for 2017T baseres på at driftsresultatet skattlegges med driftsskattesatsen (dss), finansinntekter og unormalt finansresultat skattlegges med finansinntektsskattesatsen (fiss) og finanskostnaden skattlegges med finanskostnadsskattesatsen (fkss).

Kvartalsrapportene er ikke informative nok til at vi kan skille på normal og unormal skattekostnad for Q1 og Q2 i trailingåret. Dermed settes rapportert skattekostnad i kvartalsrapportene som normal skattekostnad. Dette vil svekke nøyaktigheten på trailingen av skattekostnaden for 2017T ettersom denne vil kunne inneholde både normale og unormale skatteelementer, men vi har altså ikke mulighet til å være mer presise.

$$SK_{17T} = \left(\left(dss_{Q1Q2_{17}} * \frac{1}{2} + dss_{Q1Q2_{17}} * \frac{1}{2} \right) * DR \right) + f_{iss} * (FI + UFR) - f_{kss} * FK$$

SK = skattekostnad, dss = driftsskattesatsen, DR = driftsresultat, fiss = effektiv skattesats finansinntekter, FI = finansinntekter, UFR = unormalt finansresultat, fkss = effektiv skattesats finanskostnader, FK = finanskostnader

For å beregne en mer nøyaktig skattekostnad brukes driftsskattesats beregnet for Q1 og Q2 2017 som driftsskattesats for hele året. Dette innebærer at i beregningen av traillet skattekostnad for 2017 utelukkes den unormale driftsskattesatsen for 2016 på -96 % som følge av et negativt driftsresultat det året. Resultatet blir mer nøyaktig skattekostnad for 2017T ut ifra det som er rapportert skattekostnad i de to første kvartalene for 2017. Fiss er beregnet som (2/3) av selskapsskattesatsen på 24 % for 2017, mens fkss er lik selskapsskattesatsen.

Driftsskattesatsen i vårt tilfelle ligger på godt over 65 % i gjennomsnitt som følge av at vi verdsetter et selskap som er underlagt særnorsk petroleumsskatt. Andre grunner til at driftsskattesatsen for Statoil er unormalt høy skyldes at selskapet har store permanente forskjeller mellom finansregnskapet og skatteregnskapet samt at selskapet betaler skatt til svært mange ulike skatteregimer verden over. Utrekning av trailingen er vist i tabell 5-5 med tall i millioner USD.

Trailing av resultatregnskap - Statoil	2016		2017		Trailing uten vekst	Vekstfaktor	Vekstjustering	2017T
	Q1-Q4	Q1-Q2	Q3-Q4	Q1-Q2				
(=) Driftsinntekter	45689	20901	24788	30330	55118	30 %	7436	62554
(-) Varekostnad	21504	9421	12083	13323	25406	25 %	3021	28427
(-) Driftskostnad	9025	4267	4758	4464	9222	15 %	714	9936
(-) Letekostnader	2951	860	2091	539	2630	-37 %	-780	1850
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	762	399	363	387	750	-3 %	-11	739
(=) EBITDA	11447	5954	5493	11617	17110		4493	21603
(-) Avskrivninger	9231	4855	4376	4575	8951	-6 %	-252	8699
(=) Driftsresultat før unormale poster	2216	1099	1117	7042	8159		4746	12905
(-) Nedskrivning (reversering) av driftsrelaterte eiendele	2318	-33	2351	-320	-320			-320
(-) Tap (gevinst) på salg av driftsrelaterte eiendeler	-304	-135	-169	-10	-10			-10
(+) Andre unormale driftsinntekter	0	0	0	0	0			0
(-) Andre unormale driftskostnader	0	0	0	0	0			0
(=) Driftsresultat	202	1267	-1065	7372	8489		4746	13235
(+) Nettoresultat tilknyttede selskap - normal	-120	-26	-94	123	29		-28	1
(+) Nettoresultat tilknyttede selskap - unormal	0	0	0	0	0			0
(+) Finansinntekt - normal	791	0	0	267	0			927
(-) Finanskostnad - normal	1398	0	0	289	0			1406
(+) Unormalt finansresultat	350	0	0	-140	0			-140
(=) Resultat før skatt, diskontinuerlig virksomhet og :	-175	1241	-1159	7333	8518		4717	12617
(-) Skattekostnad - normal	2952	0	0	4832	0			8551
(-) Skattekostnad - unormal	-228	0	0	0	0			0
(=) Resultat før diskontinuerlig virksomhet og minor	-2899	1241	-1159	2501	8518			4065
(+) Resultat fra diskontinuerlig virksomhet	0	0	0	0	0			0
(-) Netto minoritetsresultat - normalt	20	9	11	5	16			16
(-) Netto minoritetsresultat - unormalt	0	0	0	0	0			0
(=) Årsresultat til majoritet	-2919	1232	-1170	2496	8502			4049
(+) Andre driftsrelaterte resultatetelementer	-357	0	0	1127	0			1127
(+) Andre finansielle resultatetelementer	0	0	0	-49	0			-49
(=) Totalresultat	-3276	1232	-1170	3574	8502			5127

Tabell 5-5 Utregning trailing år 2017T Statoil

5.3.2 Balansen

Når vi skal traile balansen for de to resterende kvartalene av regnskapsåret 2017 benytter vi oss av sist rapporterte tall, som i vårt tilfelle er 2. kvartalsrapport for 2017.

$$Q2_{17} = 2017T$$

Å benytte rene Q2-tall kan medføre en potensiell svakhet ved at tallene for Q2 får stor betydning for de videre analysene. Dersom det har skjedd store endringer til dette kvartalet vil det påvirke fremtidsregnskapet i stor grad da man som regel vektlegger nyere år kraftigere enn tidligere år. Vår trailede balanse ser stort sett grei ut sett opp mot tidligere regnskapsår, med unntak av finansielle eiendeler og gjeld.

På eiendelsiden ser vi en nedgang i finansielle derivater med 45 % til laveste nivå i prognoseperioden. Her er det en fallende trend fra starten av perioden og vi har derfor valgt å ikke overstyre denne. Samtidig som vi har en kraftig fallende trend i finansielle derivater på eiendelsiden ser vi en kraftig voksende trend når det gjelder finansielle investeringer. Veksten er her i 2017T på 65 %, og en akkumulert vekst på 1111 % siden 2009.

På gjeldssiden er det en nedgang i både kortsiktige og langsiktige finansielle derivater på henholdsvis 14 % og 21 %. Ingen av disse er av vesentlig størrelse og endringene virker logiske ved at de ikke beveger seg utover et normalt intervall for disse postene. Betalbar skatt har det siste året vokst med litt under 100 %, noe som gir god mening som følge av at oljeprisen, og med det resultatet, til Statoil har bedret seg betydelig. Avslutningsvis er det verdt å nevne en vekst i kortsiktig finansiell gjeld på 50 %. Denne endringen er i nominell verdi tilsvarende reduksjonen i langsiktig gjeld, og således ikke en uvanlig hendelse da langsiktige lån fra tid til annen får forfall og dermed omgrupperes fra langsiktig til kortsiktig. Dette er hovedårsaken bak tilsvarende økning fra 2015 til 2016. Det er allikevel viktig å være klar over endringen som er stor i prosent når vi skal utarbeide fremtidsregnskapet, da denne posten ikke er forventet å vokse i samme takt i fremtiden.

En av de største årsakene til usikkerhet knyttet til trailingen gjelder endringen i egenkapitalen. Endringen i egenkapitalen skyldes blant annet endringen i totalresultatet. Egenkapitalen settes for 31.12.17 med tallgrunnlag fra 30.06.17, og følgelig utelates forventet totalresultat som trailes for Q3 og Q4. Ettersom totalresultatet inkluderer tallene fra Q3 og Q4 får vi en differanse mellom resultatregnskapet og balansen. Denne differansen håndteres ved å føre trailet totalresultat for Q3 og Q4 som driftsrelatert dirty surplus, altså direkte mot egenkapitalen.

5.4 Omgruppering for analyse

Hensikten med å omgruppere regnskap er å skreddersy regnskapet til analyseformål for en spesifikk brukergruppe (Knivsflå, 2017d). Regnskap utarbeidet etter IFRS og GRS er i utgangspunktet mest kreditororientert med fokus på risiko. I verdsettelsen ønsker vi å tilby økt informasjon for investorer og vi må følgelig omgruppere regnskapsoppstillingene, samtidig som vi holder risikofokuset intakt for å ikke ekskludere kreditorperspektivet. Penman (2013) påpeker at omgrupperingen av regnskapsoppstillingene gir oss muligheten til å analysere kildene til normalisert verdiskapning, og tilhørende vekst, som legger grunnlaget for fremtidsregnskapet og dermed verdsettelsen. I en forlengelse kan vi da også analysere utdelingsgrunnlaget til kreditor og investorer i fremtiden (Knivsflå, 2017d).

5.4.1 Omgruppering av resultat

Omgrupperingen av resultatet foregår i fire steg (Knivsflå, 2017d), hvor det første steget innebærer å identifisere fullstendig nettoresultat. I steg to skal man fordele fullstendig nettoresultat slik at alle kapitaler i balansen, altså drift, finans og skatt, får sitt resultat før

skatt. Deretter skal man i steg tre identifisere normale og unormale poster i både drifts, finans og skatteposter. Til slutt skal skattekostnaden fordeles på alle resultatene i steg fire.

Steg 1 – Identifisering av fullstendig nettoresultat

Statoil rapporterer etter IFRS og har gjort det siden 2006. Dette medfører at alle inntekter og kostnader skal rapporteres i årsregnskapet, med mindre annet kreves av spesifikke standarder. Andre inntekter og kostnader føres mot det fullstendige resultatet som inngår i selskapets totalresultat. I tillegg finner vi avvik til fullstendig nettoresultat, og dette avviket skyldes poster som regnes direkte mot egenkapitalen. Denne formen for føring er brudd på kongruensprinsippet om at alle inntekter og kostnader skal resultatføres. Dette resultatet legges til i det utvidede resultatet som dirty surplus. Etter å ha lagt annet fullstendig resultat og dirty surplus til på rapportert årsresultat sitter vi igjen med fullstendig nettoresultat (Knivsflå, 2017d). Fullstendig nettoresultat er presentert i tabell 5-6.

$$FNR = RES + AFR + DSP$$

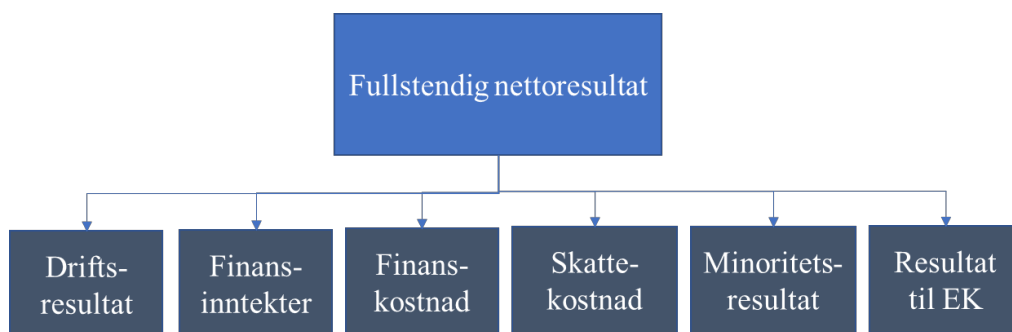
FNR = fullstendig nettoresultat, RES = Rapportert årsresultat, AFR = Annet fullstendig resultat og DSP = Dirty surplus

Fullstendig nettoresultat	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Rapportert årsresultat	RES	7685	-1137	7275	17282	10162	5813	-350	-18063	-6442	4049
Annet fullstendig resultat	AFR	3689	-1786	366	91	-1362	3136	6746	4284	-357	1078
Rapportert totalresultat		11374	-2924	7641	17373	8800	8948	6396	-13779	-6799	5127
Driftsrelatert dirty surplus	DSP	0	0	9	4	17	-51	63	0	0	-10
Finansielt dirty surplus	FSP	-1	40	0	0	0	0	0	0	0	0
Fullstendig nettoresultat	FNR	11373	-2884	7649	17377	8817	8898	6460	-13779	-6799	5117

Tabell 5-6 Fullstendig nettoresultat Statoil år 2008 - 2017T Statoil

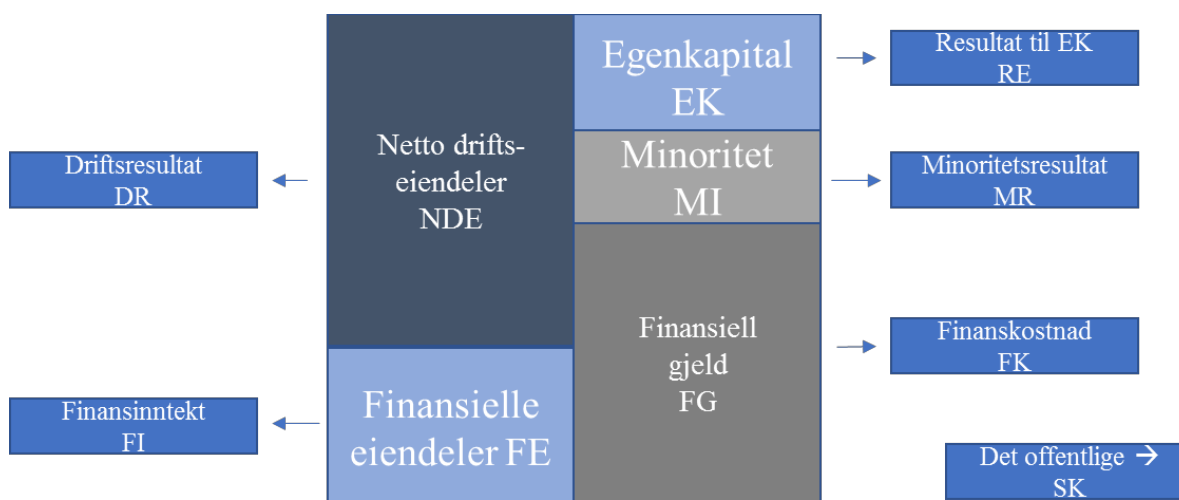
Steg 2 – Fordeling av fullstendig nettoresultat

For å finne kildene til verdiskapningen i Statoil ønsker vi å omgruppere videre slik som vist i figur 5-2. En slik fordeling gir fullstendig nettoresultat på drifts- og finanspostene, og videre resultatet på de ulike kapitalene (Knivsflå, 2017d). Ved å gjennomføre en slik fordeling sørger vi for at alle kapitalene får omgruppert sitt resultat før skatt til seg.



Figur 5-2 Fordeling av fullstendig nettoresultat (Knivsflå, 2017d)

Vi vil i neste delkapittel omgruppere balansen for å også gjøre denne mer tilpasset et investorperspektiv. Ettersom vi også i resultatregnskapet omgrupperer til å skille mellom drift og finans har vi mulighet til å koble de forskjellige delene av resultatet til tilhørende deler av balansen (Knivsflå, 2017d). Å forstå dette samspillet mellom resultatet og balansen er helt essensielt for å få størst mulig informasjonsverdi ut av prosessen og resultatet av omgrupperingen. I figur 5-3 har vi en visuell fremstilling av dette samspillet.



Figur 5-3 Samspillet mellom resultat før skatt og balansepostene (Knivsflå, 2017d)

Som følge av at tilknyttede selskaper hovedsakelig består av investeringer i selskaper som er nært knyttet til driften er disse i sin helhet kategorisert som en driftspost.

I tabell 5-7 er fullstendig drifts- og finansresultat presentert. Driftsrelatert dirty surplus skyldes i perioden 2010-2014 opptjent egenkapital som er ført direkte mot egenkapitalen. For året skyldes denne posten som nevnt i kapittel 5.3 en føring for traillet totalresultat som føres som driftsrelatert dirty surplus. Finansielt dirty surplus i 2009 skyldes fusjonsrelaterte justeringer.

Fullstendig driftsresultat - normalt	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Driftsinntekter	DI	115804	73416	86385	115286	121672	105017	96302	57444	45688	62554
(-) Driftskostnader	DK	80715	58815	65107	80906	88062	79628	84255	69013	49010	49320
(=) Driftsresultat fra egen virksomhet	DR	35089	14601	21278	34380	33611	25389	12047	-11569	-3322	13235
(+) Resultat fra tilknyttede selskap	DTS	228	231	191	226	293	17	-48	-37	-119	1
(+) Driftsresultat annet fullstendig resultat	DAFR	3867	-1751	331	128	-1362	3136	6746	4284	-357	1127
(+) Driftsresultat dirty surplus	DDSP	0	0	9	4	17	-51	63	0	0	-10
(=) Fullstendig driftsresultat før skatt	FDR	39183	13081	21810	34738	32559	28491	18809	-7322	-3798	14352

Fullstendig finansresultat	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Finansinntekt	FI	1534	664	565	620	414	475	714	741	791	927
(-) Finanskostnad	FK	1055	1145	873	1326	1155	966	1444	1358	1398	1406
(+) Unormalt finansresultat	UFR	-3740	-592	237	1073	759	-2390	746	-679	350	-140
(+) Resultat fra diskontinuerlig virksomhet	RD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Finansielt annet fullstendig resultat	FAFR	-177	-35	34	-37	0	0	0	0	0	-49
(+) Finansrelatert dirty surplus	FDSP	-1	40	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Fullstendig finansresultat før skatt	FFR	-3440	-1068	-38	330	17	-2881	16	-1296	-257	-668

Tabell 5-7 Fullstendig drifts- og finansresultat Statoil år 2008 – 2017T

Steg 3 – Identifisering av normale og unormale poster

Det tredje steget består i å identifisere normale og unormale poster (Knivslå, 2017d). Dette steget er helt essensielt da vi deler opp i hvilke poster som er normale og gjentakende for selskapet, og hvilke som skyldes spesielle hendelser i et eller flere år. De normale postene kan forklare utviklingen i selskapet. Derfor skal de normale postene videre benyttes til framskriving i fremtidsresultatet og vil således påvirke verdsettelsen i stor grad. På denne måten er normalresultatet viktig både for investor- og kreditororientert analyse.

Hvilke poster som settes som normale og unormale bestemmes av den som verdsetter, altså med bakgrunn i en subjektiv vurdering, noe som øker risikoen for feilestimer i verdsettelsen. Følgelig krever dette leddet i verdsettelse med fundamental metode at verdsetter setter seg veldig godt inn i regnskapets informasjon og tilhørende noter. Det er også viktig at verdsetter tar utgangspunkt i forutsetninger og begrunner valgene slik at brukerne kan forstå hvilke usikkerheter de står overfor. Et vanlig utgangspunkt er at normale poster har en stabil trend og er gjentakende i etterfølgende perioder, som for eksempel salgsinntekter og varekostnader gjør i de fleste selskaper. Unormale poster har på sin side en ustabil trend, slik som for eksempel nedskrivninger og gevinst/tap ved salg av driftseiendeler. Under er en presentasjon av de postene vi har ansett som unormale poster fordelt på drifts- og finansrelaterte poster.

Unormale driftsposter:

- Nedskrivning av driftsrelaterte eiendeler
- Tap/gevinst på salg av driftsrelaterte eiendeler
- Andre unormale driftskostnader/inntekter

- Andre driftsrelaterte resultatelementer
- Driftsresultat dirty surplus

Nedskrivning av driftsrelaterte eiendeler er kategorisert som en unormal post da nedskrivninger av natur skjer som følge av uforutsette hendelser. Det kan på et akkumulert nivå argumenteres mot dette argumentet ettersom Statoil hvert år har nedskrivninger. Disse nedskrivningene varierer allikevel veldig i størrelse, og det er følgelig ikke noen klar trend å finne i denne posten. Følgelig er vi komfortable med å kategorisere denne posten som unormal.

Tap/gevinst på salg av driftsrelaterte eiendeler er en post som har vært gjentakende alle år i Statoil utenom i 2009. Selv om alle årene har gitt en netto gevinst fra salgene er det heller ikke her noen tydelig trend å finne. Følgelig inngår også denne som en unormal post.

Andre driftsinntekter er delt i normale og unormale da posten i resultatregnskapet inngår som samleposten "andre driftsinntekter". Den delen av posten fra resultatregnskapet som kategoriseres som unormalt gjelder en forsikringsutbetaling i forbindelse med driftsavbrudd i 2009 og medhold med tilhørende utbetaling tilknyttet en voldgiftsdom i 2014. Dette er enkeltstående hendelser og følgelig ansett som unormale. Resterende del av posten "andre driftsinntekter" anses altså som normale.

Til slutt har vi de to postene "andre driftsrelaterte resultatelementer" og "driftsrelatert dirty surplus". Dette er to poster som ikke inngår i årsregnskapet, men som blir innregnet til totalresultatet. Postene er gjentakende over noen perioder, men det finnes ingen klar trend og de inngår dermed som unormale. Unormalt driftsresultat er oppsummert i tabell 5-8.

Unormalt driftsresultat	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
(-) Nedskrivning av driftsrelaterte eiendeler		410	1137	749	205	207	1186	4270	5914	2318	-320
(-) Tap (gevinst) på salg av driftsrelaterte eiendeler		-490	0	-295	-4168	-2759	-3017	-1794	-2198	-304	-10
(+) Andre driftsinntekter - unormal		0	218	1032	3213	0	0	762	0	0	0
(-) Andre driftskostnader - unormal		0	4044	0	0	1717	933	3826	13433	3521	0
(+) Andre driftsrelevante resultatelementer	DAFR	3867	-1751	331	128	-1362	3136	6746	4284	-357	1127
(+) Driftsrelatert dirty surplus	DDSP	0	0	9	4	17	-51	63	0	0	-10
(=) Sum unormalt driftsresultat	UDR	3946	-6714	918	7308	-510	3982	1269	-12865	-5892	1447

Tabell 5-8 Unormalt driftsresultat Statoil år 2008 – 2017T

Unormale finansposter:

- Unormalt finansresultat
- Andre finansielle resultatelementer
- Finansrelatert dirty surplus

Unormalt finansresultat er en nettoføring av ulike finanselementer og inneholder følgelig både inntekter og kostnader. For Statoil sin del består dette finansresultatet av netto gevinst/tap på utenlandsk valuta, gevinst/tap på finansielle investeringer og gevinst/tap på finansielle derivater. Finansresultatet er gjentakende for alle år i prognoseperioden, men har ingen trend og anses følgelig som en unormal post. De to siste postene under unormale finansposter grupperes som unormale poster med samme begrunnelse som for tilsvarende driftsposter i avsnittet over vist i tabell 5-8. Unormalt finansresultat er oppsummert i tabell 5-9.

Unormalt finansresultat	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Unormalt finansresultat		-3740	-592	237	1073	759	-2390	746	-679	350	-140
(+) Andre finansielle resultatelementer		-177	-35	34	-37	0	0	0	0	0	-49
(+) Finansrelatert dirty surplus	FDSP	-1	40	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Sum unormalt finansresultat	UFR	-3918	-587	271	1035	759	-2390	746	-679	350	-189

Tabell 5-9 Unormalt finansresultat Statoil år 2008 – 2017T

Steg 4 – Fordeling av skattekostnaden

Steg 4 innebærer en fordeling av skattekostnad til de forskjellige kapitalene. En slik fordeling gir oss nettoresultatet fra de forskjellige kapitalene. Skattesatsene i Statoil sitt regnskap avviker fra selskapsskattesatsen av ulike grunner som vil bli forklart i det følgende.

Finanskostnaden er gruppert slik at den kun inneholder rentekostnader, og dermed kan multipliseres med selskapsskattesatsen for tilhørende år. *Finansinntekten* er mer kompleks da fritaksmodellen påvirker den effektive skattesatsen ved at aksjegevinster og utbytte er fritatt fra beskatning. Følgelig er finansinntektene multiplisert med finansinntektsskattesatsen som består av selskapsskattesatsen multiplisert med andelen renteinntekter av totale normale finansinntekter. Posten *unormalt finansresultat* består kun av elementer som faller under fritaksmodellen og er dermed ikke beskattet.

Videre benyttes den effektive skattesatsen til å beregne årlig driftsskattesats, som videre er grunnlaget for den normaliserte driftsskattesatsen. Den normaliserte driftsskattesatsen som benyttes er den minst ekstreme verdien av median og gjennomsnitt av årenes driftsskattesatser. I vårt tilfelle fører de spesielle årene 2015 og 2016 til en ekstremt høy gjennomsnittlig skattesats for Statoil, og medianen blir brukt i våre beregninger.

$$Dss = (NSK - f_{iss} * FI - u_{frss} * UFR + f_{kss} * FK) / DR + UDR$$

dss=driftsskattesatsen, *NSK*=netto skattekostnad, *f_{iss}*=finansinntektsskattesatsen, *FI*=finansinntekter, *u_{frss}*=skattesats til unormalt finansresultat, *UFR*=unormalt finansresultat, *f_{kss}*=effektiv skattesats for finanskostnader, *FK*=finanskostnader, *DR*=driftsresultat,

UDR=unormalt driftsresultat, *ndss*=normalisert driftsskattesats

Driftsskattesats	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Median
Generell driftsskattesats	dss	69 %	104 %	71 %	61 %	71 %	67 %	102 %	-49 %	-96 %	66 %	68 %

Tabell 5-10 Driftsskattesats Statoil år 2008 – 2017T

Driftsskattesatsen til Statoil er gjennomgående høy, som vist i tabell 5-10 over. Årsaken til at skattenivået hovedsakelig befinner seg i intervallet 60 %-80 % skyldes særskatten til petroleumsvirksomheter, nemlig petroleumsskatten. I tillegg til denne skatten reduseres gjennomsnittlig skattesats som nevnt i kapittel 2.1.2.2 av friinntektsskatten. Videre påvirkes skattesatsen i stor grad av fremførbare underskudd, permanente forskjeller og at de har drift i mange ulike skatteregimer. Den klareste effekten fra disse faktorene ser man av regnskapsåret 2016 hvor skattesatsen ender på hele -96 %. Dette er et år hvor Statoil hadde gode år i skatteregimer med lav inntektsbeskatning og store fradrag i skatteregimer med høy skattesats. Effekten ble følgelig en høy negativ skattesats. En skattekostnad på -96 % er langt utenfor normal driftsskattesats, og det samme er skattesatsen på 104 % og 102 % som Statoil opplevde i henholdsvis 2009 og 2014. Vi har valgt å ikke overstyre skattesatsene ettersom vi har muligheten til å benytte oss av medianen som normalisert driftsskattesats. Nedenfor er den fullstendige fordelingen av skattekostnadene presentert i tabell 5-11.

Fordeling skattekostnad	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Normal driftsskattekostnad	DSK=ndss*DR	23856	13629	15513	22917	22335	16689	13023	3803	1508	8794
(+) Skatt på finansinntekt	fiss*FI	354	123	107	123	53	76	111	83	98	148
(-) Skatt på finanskostnad	sss*FK	296	321	245	371	323	271	390	367	350	338
(+) Skatt på unormalt driftsresultat	dss*UDR	55	-5149	408	4394	594	601	-5672	8411	5338	218
(+) Unormal driftsskatt på normal drift	(dss-ndss)*DR	412	7121	573	-2323	1004	-288	6541	-6540	-3642	-271
(+) Skatt på unormalt finansresultat	sss*(UFI-UFK)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Unormal skattekostnad	USK	-13	25	-97	-561	-7	6	259	-255	-228	0
(=) Rapportert skattekostnad		24369	15428	16259	24178	23655	16814	13873	5136	2724	8551

Tabell 5-11 Fordeling skattekostnad Statoil år 2008 – 2017T

5.4.2 Omgruppering av balanse

Penman (2013) påpeker at den vanlige balanseoppstillingen er kreditororientert med et fokus på likviditeten til eiendeler og forfallstiden til gjeld. Ettersom vi ønsker å skape et godt beslutningsgrunnlag fra et investorperspektiv skal vi omgruppere balansen slik at vi tydeligere får frem hva som skaper verdier i selskapet. Det som skaper verdier i et selskap skjer gjennom investering og sysselsetting av kapital, altså hvor vi setter kapitalen i drift. Penman (2013) påpeker videre at et av omgrupperingens viktigste formål er å skape et skille i balansen mellom eiendeler som benyttes i drift og kapitalen som finansierer driftseiendelene.

For å omgruppere fra totalbalanse til en balanse som uttrykker netto driftskapital skal vi omarbeide balansen gjennom fire steg (Knivsflå, 2017e). Det første steget består av å

omgruppere utbytte som eventuelt er avsatt til egenkapital. Deretter skal vi i neste steg klargjøre hva som er drift og finansiering i totalbalansen, før vi i steg tre går fra totalbalanse til sysselsatt kapital. Siste steget består i å gå fra sysselsatt kapital til netto driftskapital.

Steg 1 – omgruppering av skyldig utbytte

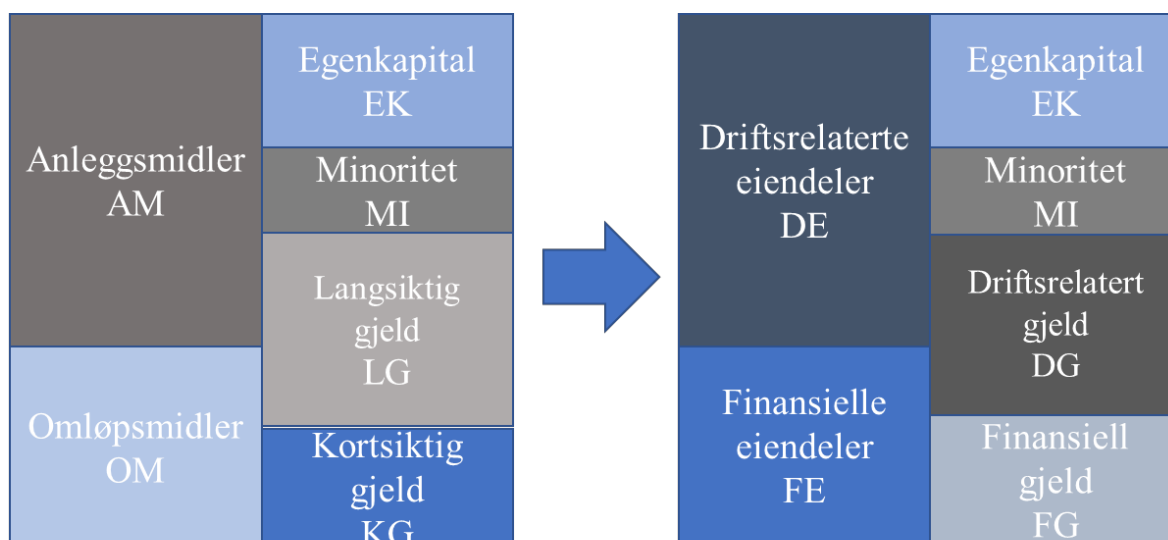
Etter NGRS skal man ikke føre opp avsatt utbytte som kortsiktig gjeld i de tilfellene man foretar en investororientert regnskapsanalyse. Etter IFRS derimot kan man avsette utbytte som kortsiktig gjeld, men det er først etter at det er vedtatt av generalforsamlingen. Denne kortsiktige gjelden blir som regel utbetalt innen balansedato 31.12, og som følge av at Statoil fører regnskap etter IFRS har de ikke skyldig utbytte i perioden 2008 til og med 2013. Deretter er det avsatt en gjeldspost som skyldig gjeld i perioden 2014 til 2017. Disse postene er dårlig forklart i regnskapene for 2014 og 2015, men regnskapet for 2016 opplyser om at avsetningen er for utbytte som er vedtatt, men ikke utbetalt. Det antas dermed at dette er tilfellet for årene 2014 og 2015 også. En reklassifisering av skyldig utbytte er dermed nødvendig for perioden 2014-2017.

Omgruppert skyldig utbytte	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Sum EK aksjonærer 31.12		38025	31479	35990	49806	55034	60254	60444	43790	35072	37882
Skyldig utbytte		0	0	0	0	0	0	905	765	712	721
Sum EK aksjonærer 31.12 ny		38025	31479	35990	49806	55034	60254	61349	44556	35784	38603

Tabell 5-12 Omgruppering skyldig utbytte Statoil år 2008 – 2017T

Steg 2 – Fordeling av driftsrelaterte og finansrelaterte poster

I steg to skal vi fortsette omgrupperingen for å gjøre den mer investorvennlig, fra en tradisjonell kreditorvennlig oppstilling. I dette steget skal vi omgruppere balansen slik at vi får et klart skille mellom drift og finans, både når det kommer til eiendelsiden og egenkapital- og gjeldssiden (Knivsflå, 2017e). Eiendelene i balansen vil deles opp i driftsrelaterte og finansielle eiendeler. Eiendelene som er driftsrelaterte er de som inngår i driftssyklusen eller representerer tilhørende infrastruktur. Finansielle eiendeler er de eiendelene som ikke inngår som driftsrelaterte eiendeler, men som i stedet er pengeplasseringer eller driftsfremmede eiendeler. Gjeld blir i likhet med eiendelene delt inn i driftsrelatert og finansiell gjeld. Driftsrelatert gjeld er den gjelden det ikke blir betalt renter på som følge av at den er tatt opp i forbindelse med driftssyklusen. Finansiell gjeld er tilknyttet lån som blir tatt opp for å finansiere virksomheten, og er således rentebærende gjeld. I figur 5-4 vises forskjellen på kreditororientert og investororientert oppstilling.



Figur 5-4 Fra kreditororientert til investororientert balanseoppstilling (Knivsflå, 2017e)

Vi har gjennomført en omgruppering som vist i figur 5-4 og vil nå fremlegge resultatet av omgrupperingen med tilhørende forklaringer på postene. Forklaringene vil gjennomgående være utfyllende som følge av at tolkningen av postene er subjektive da noen poster kan inngå i både drift og finans. Dette er en usikkerhet ved oppgaven som medfører økt risiko for feil verdierestimer. Følgelig har vi satt oss godt inn i noteinformasjonen til Statoil, og mener vi har minimert denne risikoen så godt det lar seg gjøre.

Driftsrelaterte eiendeler:

- Varige driftsmidler
- Egenkapitalkonsoliderte investeringer
- Pensjonsmidler
- Immaterielle eiendeler
- Varelager
- Sum kundefordringer og andre driftsrelaterte fordringer
- Finansielle derivater

Varige driftsmidler er en post som inneholder maskiner, inventarer, transportmidler, produksjonsanlegg og bygninger som inngår naturlig i driften. *Egenkapitalkonsoliderte investeringer* inngår som en driftspost ettersom denne posten hovedsakelig er knyttet til balanseførte utgifter i forbindelse med oppstrømssegmentet i konsernet, og følgelig påvirker Statoil sin verdikjede direkte. *Pensjonsmidler* er direkte knyttet til driften ved at

pensjonskostnaden inngår direkte i lønnskostnaden. *Immaterielle eiendeler* omhandler både posten immaterielle eiendeler fra balansen, samt utsatt skatt. Immaterielle eiendeler består hovedsakelig av balanseførte leteutgifter og anskaffelseskostnader for leterettigheter, og er følgelig direkte relatert til selskapets drift. *Varelager* består utelukkende av råolje, petroleumsprodukter, naturgass og "andre". "Andre" omfatter reservedeler til driften og er følgelig direkte knyttet til driften. *Sum kundefordringer og andre driftsrelaterte fordringer* er ikke utdypende forklart og fordelt på produkter i regnskapet, men kundeforholdene i selskap anses så vidt vi er klar over alltid som driftsrelaterte eiendeler.

Finansielle derivater benyttes for å sikre selskapers drift. Når man skal dele opp balansepostene i drift og finans settes skillet som regel mellom derivater som er kortsiktige og som er ment å sikre sentrale elementer i driften, som i Statoil sitt tilfelle vil være råvarer. Resterende poster anses som regel for å være finansielle (Knivsflå, 2017e). Av elementene Statoil sikrer gjennom finansielle derivater finner vi råvarepriser, renter og valutakurser. Råvarederivater styres gjennom fastsatte regler og mandat fra selskapsnivå, men forretningsområdene er selv ansvarlig for å sikre virksomheten (Statoil, 2016). Dette henger sammen med at råvarederivater på olje og andre petroleumsprodukter har en normal varighet på under henholdsvis ett og tre år. De andre elementene som sikres fastsettes sentralt av selskapets finansavdeling og ser mer på den langsiktige sikringen av selskapet drift. I regnskapet er det ikke splittet opp i råvarederivater og andre finansielle derivater, noe som gjør at fordelingen mellom drift og finans blir vanskelig å sette helt presist. Med bakgrunn i lengden på råvarederivatene opp mot de andre finansielle derivatene er det i vårt syn rimelig å anta at mesteparten av de kortsiktige derivatene er råvarederivater, og dermed driftsrelaterte. Dette underbygges av at kortsiktige finansielle derivater i balansen benyttes til å sikre en kortsiktig driftsposisjon. Det er nok rimelig å anta at også andre finansielle derivater har forfallsdato innen et år, og dermed klassifiseres som kortsiktig gjeld eller eiendel, men vi har valgt å forenkle til å postere alle kortsiktige finansielle derivater som driftsrelaterte.

Finansielle eiendeler:

- Finansielle derivater
- Finansielle investeringer
- Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer
- Finansielle kundefordringer og andre fordringer

- Eiendeler klassifisert som holdt for salg
- Betalingsmidler

Finansielle derivater er gruppert i tråd med diskusjon i avsnittet over. *Finansielle investeringer* består hovedsakelig av pengeplasseringer for å sikre langsiktig posisjon. Statoil har gjort finansielle investeringer i obligasjoner, børsnoterte aksjer og unoterte aksjer og følgelig kategoriseres denne posten som finansiell eiendel. *Forskuddsbetalinger og finansielle fordringer* består av forskuddsbetalinger og langsiktige rentebærende fordringer, og inngår følgelig som finansiell eiendel. *Finansielle kundefordringer og andre fordringer* er en post som består av 90% av posten kundefordringer, og er basert på historiske utregninger av andel kundefordringer som er rentebærende og de kundefordringene som ikke er rentebærende. *Eiendeler klassifisert som holdt for salg* klassifiseres som finansiell ettersom den er lite relevant for fremtidig drift, og følgelig driftsfremmed.

Betalingsmidler er en post som er vanskelig å fordele da den både kan fordeles på finans og drift. Uavhengig av bransje er det normalt å ha en kontantbeholdning på omtrent 13 % av driftsinntektene for å sikre mot svingninger i inntjeningen, noe som taler for en oppsplitting med forholdet 13 % drift og 87 % finans. Dette fører til at vi samtidig må splitte opp rentegivende finansinntekter med samme forhold i resultatregnskapet for at det skal være samsvar mellom de forskjellige elementene i regnskapet som helhet. Hvis man ikke gjør dette vil det oppstå under- eller overestimeringer av rentabiliteten til selskapet. En slik oppsplitting er ikke mulig da notene i regnskapet til Statoil ikke gir oss tilstrekkelig informasjon. Spørsmålet blir da videre om man skal definere hele posten "rentegivende finansinntekter" som drift eller finans.

Av tabell 5-13 kan man se at Statoil med unntak av perioden 2013-2015 har en kontantbeholdning som er langt under 13 %. Ettersom beholdningen som regel er under 13% er det antatt at reserven i sin helhet har til hensikt å sikre kortsiktig likviditet. Posten består av bankinnskudd og tidsinnskudd tilknyttet krav til Statoils handelsaktivitet på diverse børser. Samtlige handelspapirer har en maksimal varighet på tre måneder for å holde papirene likvide (Statoil, 2016). Selv om en del kan tyde på at posten "betalingsmidler", og med dette også tilhørende post i resultatregnskapet, bør posteres som driftsmidler mener vi usikkerheten av å estimere finansinntektene som faktisk stammer fra betalingsmidlene vil bli høyere enn ved å sette posten som finansiell. Ettersom vi verken posterer betalingsmidler eller tilhørende post i

resultatregnskapet som driftsrelatert får vi ikke en skjevfordelt under- eller overestimering ved at begge postene inngår som finansielle. Vi får derimot en underestimering både på driftsresultatet og driftsrelaterte eiendeler, og vice versa på finansresultatet og finansrelaterte eiendeler.

Analyse av kontantbeholdning	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Kontantbeholdning	3310	4014	5003	7249	11241	14458	13190	9383	5090	5083
Driftsinntekter	115804	73416	86385	115286	121672	105017	96302	57444	45688	62554
Forhold kontantbeholdning / Driftsinntekter	3 %	5 %	6 %	6 %	9 %	14 %	14 %	16 %	11 %	8 %

Tabell 5-13 Analyse av kontantbeholdning i prosent av driftsinntekter Statoil år 2008 – 2017T

Driftsrelatert gjeld:

- Avsetning for krav
- Annen langsiktig rentefri gjeld
- Kortsiktig rentefri gjeld (Finansielle derivater)

Avsetning for krav, Annen langsiktig rentefri gjeld og Kortsiktig rentefri gjeld anses som driftsrelatert etter forklaringen som ble gitt i første avsnitt under steg to, med begrunnelsen at denne typen gjeld ikke er rentegivende og følgelig bundet opp i driftssyklusen. *Annen langsiktig rentefri gjeld* omfatter utsatt skatt og pensjonsforpliktelser, hvor begge poster følger samme forklaring som for utsatt skattefordel og pensjonsmidler under driftsrelaterte eiendeler. *Kortsiktig rentebærende gjeld* omfatter postene "leverandørgjeld, annen kortsiktig gjeld og avsetning", "betalbar skatt" og "finansielle derivater", hvor sistnevnte er utdypet under driftsrelaterte eiendeler.

Finansiell gjeld:

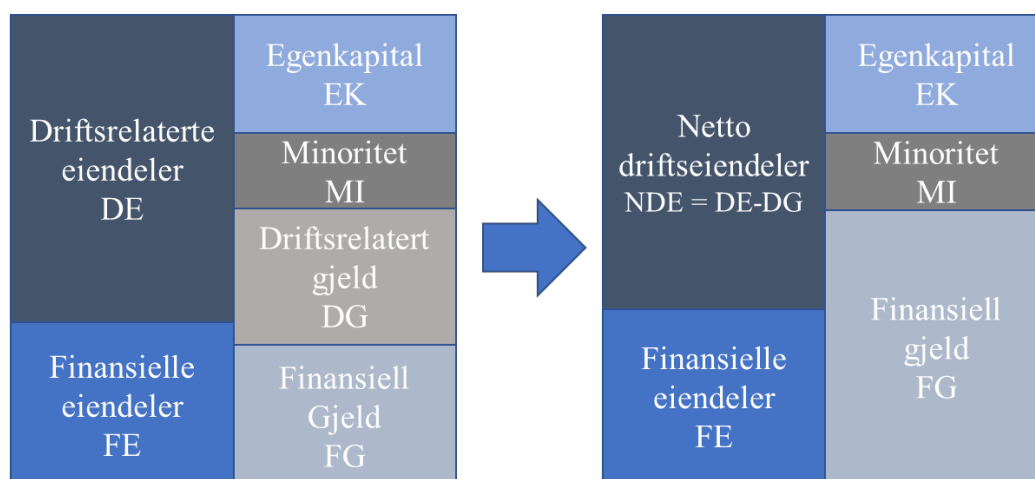
- Langsiktig rentebærende gjeld
- Kortsiktig rentebærende gjeld

Både *langsiktig og kortsiktig rentebærende gjeld* grupperes under finansiell gjeld som følge av at de er tilknyttet lån i forbindelse med finansiering av virksomheten og således er rentebærende. Posten *langsiktig rentebærende gjeld* omfatter postene "Finansiell gjeld" og "finansielle derivater", hvor sistnevnte er utdypet under driftsrelaterte eiendeler.

Steg 3 – Fra total kapital til sysselsatt kapital

Vi ønsker videre å omgruppere fra total kapital til sysselsatt kapital. En slik omfordeling gir oss muligheten til å se på sysselsettingen av den kapitalen som er innskutt av eiere og finansielle långivere.

Etter steg to sitter vi igjen med investert kapital fra eierne og finansiell og driftsrelatert gjeld på kapitalsiden (Knivsflå, 2017e). Ettersom driftsrelatert gjeld ikke er rentebærende gjeld inngår ikke denne posten som sysselsatt kapital. Denne posten er allikevel på sin side et resultat av driftssyklusen og følgelig sysselsatt gjennom driften. Dermed fører vi denne posten over på eiendelssiden og rapporterer med nettoposten "netto driftseiendeler". En slik omgruppering gjør at vi sitter igjen med sysselsatte eiendeler på eiendelssiden og sysselsatt kapital på kapitalsiden, som vist i figur 5-5.



Figur 5-5 Omgruppering fra total kapital til sysselsatt kapital (Knivsflå, 2017e)

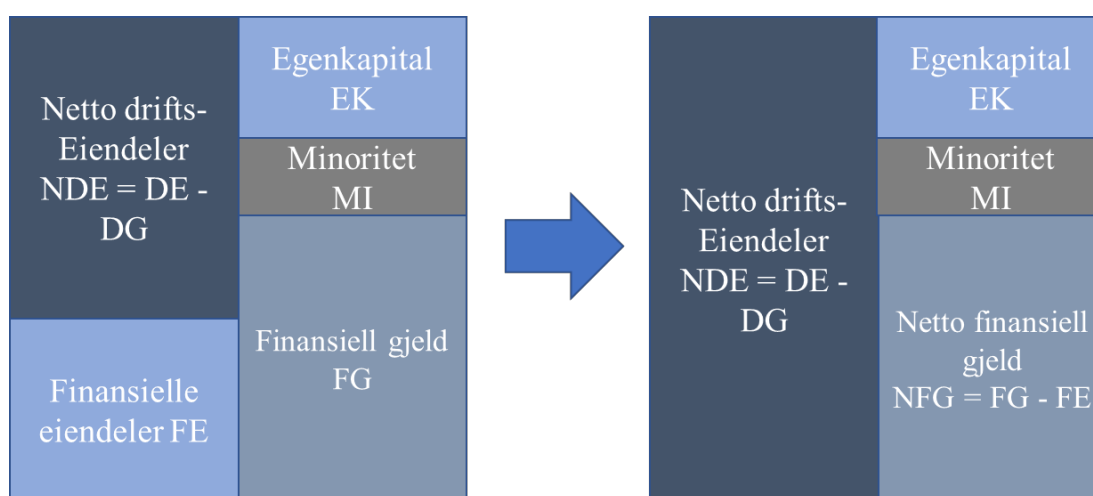
I tabell 5-14 presenteres Statoil sin sysselsatte kapital-balanse.

Sysselsatt kapital - balanse	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Driftsrelaterte anleggsmidler	NAM	47163	41554	40453	58207	61178	69288	73692	58018	51525	51503
(+) Driftsrelatert arbeidskapital	DAK	-15193	-11470	-14150	-19036	-18759	-18512	-17392	-9373	-7855	-9279
(=) Netto driftseiendeler	NDE	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43670	42225
(+) Finansielle eiendeler	FE	20441	19130	30310	36582	34448	41546	43249	33126	25895	30362
(=) Sysselsatte eiendeler	SSE	52411	49214	56613	75753	76867	92321	99549	81772	69565	72586
Egenkapital	EK	38685	32140	36651	50467	55695	60915	62010	45216	36444	39263
(+) Minoritetsinteresser	MI	351	286	1123	1114	121	85	63	37	27	29
(+) Finansiell gjeld	FG	13375	16789	18838	24172	21052	31322	37476	36519	33093	33291
(=) Sysselsatt kapital	SSK	52411	49214	56613	75753	76867	92321	99549	81772	69564	72583

Tabell 5-14 Sysselsatt kapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T

Steg 4 – Fra sysselsatt kapital til netto driftskapital

Det siste leddet i omgrupperingen innebærer å gå fra sysselsatt kapital til netto driftskapital (Knivsflå, 2017e). Hensikten bak dette steget er å finne kapitalen som er investert i driften og ikke i finansielle eiendeler. Derfor flytter vi finansielle eiendeler over til kapital-siden og presenterer de finansielle postene som netto finansiell gjeld på kapitalsiden hvor finansielle eiendeler trekkes fra finansiell gjeld. Følgelig står vi igjen med et oppsett som er illustrert i figur 5-6, hvor kapitalsiden består av egenkapital, minoritet og netto finansiell gjeld. På eiendelssiden står vi igjen med netto driftseiendeler.



Figur 5-6 Omgruppering fra sysselsatt kapital til netto driftskapital (Knivsflå, 2017e)

I tabell 5-15 presenteres Statoil sin netto driftskapital-balanse. Tall i mill. USD.

Netto driftskapital - balanse	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	NAM	47163	41554	40453	58207	61178	69288	73692	58018	51525	51503
(+) Driftsrelatert arbeidskapital	DAK	-15193	-11470	-14150	-19036	-18759	-18512	-17392	-9373	-7855	-9279
(=) Netto driftseiendeler	NDE	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43670	42225
Egenkapital	EK	38685	32140	36651	50467	55695	60915	62010	45216	36444	39263
(+) Minoritetsinteresser	MI	351	286	1123	1114	121	85	63	37	27	29
(+) Netto finansiell gjeld	NFG	-7066	-2341	-11472	-12410	-13397	-10224	-5773	3393	7198	2929
(=) Netto driftskapital	NDK	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43669	42221

Tabell 5-15 Netto driftskapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T

5.4.3 Omgruppering av kontantstrøm

Kontantstrømmen fokuserer tradisjonelt sett på likviditet når den utarbeides i henhold til GRS og IFRS. En slik oppstilling er i henhold til Knivsflå (2017e) mest kreditororientert og som med balansen og resultatregnskapet ønsker vi å gjøre verdsettelsen tilpasset investorperspektivet. For å tilpasse kontantstrømmen investorene ønsker vi å omgruppere slik

at vi ser på kontanter generert av driften som er fri til utdeling. Frikontantstrømmen som er fri til utdeling til investorer er definert som den kontantstrømmen som blir generert av kapitalen etter at nødvendige nyinvesteringer og reinvesteringer i driften er hensyntatt. Følgelig blir frikontantstrømmen sammenfallende med netto betalt utbytte etter at omgrupperingen er gjennomført. I tabell 5-16 har vi presentert resultatet av omgrupperingen av kontantstrømmen.

Kontantstrøm Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Netto driftsresultat	NDR	6603	7444	10939	10734	7819	6041	1741	586	4112
(+) Unormalt netto driftsresultat	UNDR	-8711	34	5799	-2101	3663	141	-14482	-7360	1500
(-) Økning (reduksjon) i netto driftseiendeler	ANDE	-1886	-3781	12868	3248	8357	5524	-7654	-4975	-1446
(=) Fri kontantstrøm fra drift	FKD	-222	11259	3870	5385	3126	657	-5087	-1799	7058
(+) Netto finansinntekt	NFI	541	459	497	361	399	603	657	694	779
(+) Unormalt netto finansresultat	UNFR	-587	271	1035	759	-2390	746	-679	350	-189
(-) Endring i finansielle eiendeler	AFE	-1311	11180	6272	-2134	7097	1703	-10123	-7231	4467
Fri kontantstrøm til sysselsatt kapital	FKS	1043	808	-870	8638	-5963	302	5015	6476	3181
(-) Netto finanskostnad	NFK	824	629	955	832	696	1054	991	1049	1069
(+) Endring i finansiell gjeld	AFG	3414	2049	5334	-3120	10270	6154	-958	-3426	198
(-) Netto minoritetsresultat	NMR	-95	-71	-61	103	-102	16	25	20	16
(-) Unormalt netto minoritetsresultat	UNMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Endringer i minoritetsinteresser	AMI	-65	838	-9	-993	-36	-21	-26	-10	2
Fri kontantstrøm til egenkapital	FKE	3662	3138	3561	3589	3678	5365	3015	1972	2296

Tabell 5-16 Omgruppert kontantstrøm Statoil år 2009 – 2017T

5.5 Analyse og justering av målefeil

Finansregnskapet er et informasjonssystem med hensikt å gi brukerne innsikt i de underliggende økonomiske forholdene til virksomheten. Utarbeidelsen av finansregnskapet bygger på det konseptuelle rammeverket IFRS. Selv om det konseptuelle rammeverket har klare retningslinjer for registrering og måling, kan det imidlertid forekomme målefeil som gjør at den rapporterte informasjonen i finansregnskapet blir uklar, upresis eller imperfekt (Knivsflå, 2017f). Målefeil innebærer at det er et avvik mellom rapporterte og virkelige verdier til et selskap. Som et ledd i verdivurderingen vil det være hensiktsmessig å gjennomgå konsernregnskapet i detalj for å oppdage og justere potensielle målefeil.

Selv om justeringene av målefeil i utgangspunktet kan gjøre verdivurderingen mer nøyaktig, er det viktig å være klar over at justeringene i henhold til Penman (2013) kan tilføre regnskapet mer støy da de bygger på subjektive vurderinger. Ved å justere målefeilene legges det nemlig til grunn at den eksterne analytiker sitter på mer utfyllende informasjon om underliggende økonomiske forhold enn de internt ansatte i virksomheten som faktisk utarbeider regnskapet. Da dette er lite realistisk er det viktig at den eksterne analytiker har en klar formening om verdien av justeringene og med sikkerhet kan hevde at de rapporterte tallene ikke tilsvarer de faktiske underliggende økonomiske forholdene (Knivsflå, 2017g).

Knivsfå (2017f) omtaler tre typer målefeil. Type én – omtalt som den «gode» målefeilen, type to – omtalt som den «dårlige» målefeilen og type tre – omtalt som den «onde» målefeilen. Målefeil type én er analytisk interessant fordi den impliserer at selskapet har en strategisk fordel jamført den strategiske analysen drøftet i kapittel fire. Rapportert rentabilitet er med andre ord høyere enn kravet. Målefeil av type to oppstår som følge av en feilmåling i regi av det konseptuelle rammeverket sammenlignet med den «gode» målingen som i utgangspunktet baseres på historisk kost. Hovedkilden til målefeil av type to er manglende balanseføring hvilket medfører undervurdert kapitalgrunnlag og følgelig overvurdert rentabilitet. Målefeil av type tre, «den onde», er differansen mellom rapportert rentabilitet og det rentabiliteten hadde vært dersom regnskapsreglene i det konseptuelle rammeverket hadde blitt fulgt. Målefeil av type tre oppstår dermed som følge av brudd på regnskapsregler.

Det er målefeil type to og tre som er viktige i verdivurderingen da disse kan føre til et feilaktig bilde av lønnsomheten i selskapet som verdsettes. Etersom Statoil er børsnotert blir årsregnskapene kontrollert av statsautoriserte revisorer før offentliggjøring. Følgelig fokuserer vi kun på justering av målefeil type to ettersom vi mener det er liten grunn til å tro at målefeil av type tre er gjeldende for konsernregnskapet til Statoil.

Siden det er en viss risiko for at regnskapet tilføres mer støy ved justering av målefeil har vi kun valgt å gjennomføre de justeringene som vi anser som nødvendige. Vi har i henhold til Young & O'Byrne (2000) valgt å justere kostnadsføringen av utgifter knyttet til forskning og utvikling (FoU). I tillegg har vi vurdert å justere for leieavtaler og lete- og utbyggingskostnader, men de har vi altså valgt å ikke justere for. En forklaring på hvorfor forklares i de neste avsnittene.

Statoil opplyser i sin årsrapport for 2016 opplyser at innføringen av IFRS 16 – Leieavtaler, med virkning fra 1 januar 2019, kommer til å påvirke alle segmentene i konsernet. Følgelig hadde det vært høyst interessant å justere innregningen av kostnadene ved operasjonelle leieavtaler. Imidlertid oppgir ikke notene i konsernregnskapet til Statoil et spesifikt skille mellom kostnader knyttet til finansiell og operasjonell leasing. Videre rapporteres det i årsrapporten for 2016 at det er knyttet stor usikkerhet til hvilke leasingavtaler som berøres av innføringen av IFRS 16, og følgelig må hver eneste leieavtale vurderes separat i lys av vilkårene i den nye standarden. Videre er det viktig å påpeke at Statoil i dag allerede innregner en betydelig del av sine leieavtaler som finansielle leieavtaler. I tillegg gir notene til de komparative selskapene for liten informasjon om regnskapsføringen av leasingavtaler samt

skillet mellom operasjonell og finansiell leasing. På bakgrunn av denne usikkerheten og for en mest mulig konsistent sammenligning av Statoil og komparativ bransje har vi derfor valgt å ikke justere innregningen av leieavtaler da vi mener usikkerheten rundt justeringen blir for stor.

Avslutningsvis ønsker vi å kommentere at det også hadde vært interessant å justere kostnadsføringen av tidligere balanseførte lete- og utbyggingskostnader. Statoil benytter i denne sammenheng «successful efforts»-metoden hvilket betyr at lete- og utbyggingskostnader balanseføres inntil det er påvist om brønnen skal bygges ut eller ikke. Viser det seg at brønnen er tørr eller ulønnsom kostnadsføres alle tidligere balanseførte utgifter. Ut ifra et investorperspektiv mener vi at en jevn avskrivning av disse kostnadene ville vært en mer korrekt periodisering av kostnaden. Imidlertid er noteopplysningene også i dette tilfellet mangelfulle, og dermed har vi ikke foretatt denne justeringen ettersom vi mener usikkerheten rundt justeringen blir for stor og dermed ikke tilfører vår analyse særlig verdi.

5.5.1 Justering av kostnader til forskning og utvikling

Hva gjelder FoU-kostnadene er disse for trailingåret anslått som kostnadene i 2016 justert for veksten i driftskostnader i trailingen på 15 % jamfør kapittel 5.3.1.1. Nedenfor presenteres justeringene av balansen i tabell 5-17 og resultatregnskapet i tabell 5-18. Merk at balanseføringen av kostnadene knyttet til forskning og utvikling fører til at man får økte avskrivninger som følge av at kostnadsføringen av FoU-kostnader flyttes over i avskrivingsposten fra driftskostnader. Effekten på netto driftsresultat blir følgelig 0. Effekten på utsatt skatt er beregnet med utgangspunkt i normalisert driftsskattesats på 68 % grunnet særbeskatning av petroleumsselskaper i Norge. Videre er det antatt at gjennomsnittlig FoU-kapital som nå balanseføres har en mellomlang levetid på 6 år. Gjennomsnittlig utgifter til FoU er beregnet til 393 millioner USD pr år, hvilket gir en endring i driftseiendeler på 393 millioner USD * 6år = 2359 millioner USD. Korrigert for justeringen av utsatt skatt blir virkningen på netto driftseiendeler en økning på 660 millioner USD som følgelig også blir endringen i EK.

Justering i balanseposter	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Virkning av balanseføring av forskning og utvikling	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359
(=) Virkning på driftseiendeler	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359	2359
(-) utsatt skatt ved balanseføring av utgifter til FoU	1698	1698	1698	1698	1698	1698	1698	1698	1698
(=) Virkning på netto driftseiendel	660	660	660	660	660	660	660	660	660
(=) Virkning på sysselsatte eiendeler	660	660	660	660	660	660	660	660	660
(=) Virkning på egenkapital	660	660	660	660	660	660	660	660	660
(=) Virkning på sysselsatt kapital	660	660	660	660	660	660	660	660	660

Tabell 5-17 Justering i balanseposter etter justering av kostnader tilknyttet FoU

Nedenfor presenteres endringen i resultat som følge av balanseføring av kostnader knyttet til FoU.

Justering i resultatregnskapet	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Tilbakeføring av FoU - utgifter	329	335	393	483	542	476	333	298	343
(-) Avskrivning på FoU - kapital	329	335	393	483	542	476	333	298	343
(-) Enring utsatt skatt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(=) Virkning på netto driftsresultat	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabell 5-18 Justering av resultatregnskapsposter etter justering av kostnader tilknyttet FoU

5.6 Presentasjon av omgruppert og justert resultatregnskap og balanse

I tabell 5.19, 5.20 og 5.21 nedenfor presenteres fullstendig omgruppert og justert resultatregnskap og balanse for Statoil i perioden 2008-2017T.

Omgruppert og justert resultatregnskap	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Driftsinntekter	DI	115804	73416	86385	115286	121672	105017	96302	57444	45688	62554
(-) Varekostnad	DK	58469	32678	42203	57072	62603	52119	47825	26074	21505	28427
(-) Driftskostnad	DK	10542	8714	9119	10396	10552	12169	11095	10099	8727	9593
(-) Letekostnader	DK	2610	2649	2586	2471	3121	3051	4810	3827	2952	1850
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	DK	1947	1638	1817	2359	1914	1559	1159	926	762	739
(-) Avskrivninger	DK	7226	7736	7896	9357	10707	11627	12302	10938	9529	9041
(=) Driftsresultat i egen virksomhet	DR	35009	20000	22765	33630	32776	24492	19111	5580	2213	12905
(-) Driftsrelatert skatt i egen virksomhet	DSK = ndss*DR	23856	13629	15513	22917	22335	16689	13023	3803	1508	8794
(=) Netto driftsresultat i egen virksomhet	NDRE	11153	6371	7252	10713	10441	7802	6088	1778	705	4111
(+) Nettoresultat fra driftstilknnyttede virksoml RTS		228	231	191	226	293	17	-48	-37	-119	1
(=) Netto driftsresultat	NDR	11381	6603	7444	10939	10734	7819	6041	1741	586	4112
(+) Netto finansinntekt	NFI = (1-fiss)*FI	1180	541	459	497	361	399	603	657	694	779
(=) Netto resultat til sysselsatt kapital	NRS	12560	7144	7902	11436	11095	8218	6643	2398	1279	4891
(-) Netto finanskostnad	NFK = (1-sss)*FI	760	824	629	955	832	696	1054	991	1049	1069
(-) Netto minoritetsresultat	NMR	1	-95	-71	-61	103	-102	16	25	20	16
(=) Nettoresultat til egenkapitalen	NRE	11799	6414	7345	10543	10160	7624	5573	1382	211	3806
(+) Unormalt netto driftsresultat	UNDR	3492	-8711	34	5799	-2101	3663	141	-14482	-7360	1500
(+) Unormalt netto finansresultat	UNFR	-3918	-587	271	1035	759	-2390	746	-679	350	-189
(=) Fullstendig nettoresultat til egenkapital FNR	11373	-2884	7649	17377	8817	8898	6460	-13779	-6799	5117	
(-) Netto betalt utbytte	NBU	-4836	-3662	-3138	-3561	-3589	-3678	-5365	-3015	-1971	-2296
(=) Endring i egenkapital	Endring EK	6537	-6546	4511	13816	5228	5220	1095	-16794	-8770	2821

Tabell 5-19 Omgruppert og justert resultatregnskap Statoil år 2008 – 2017T

Sysselsatt kapital - balanse	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Driftsrelaterte anleggsmidler	NAM	47163	41554	40453	58207	61178	69288	73692	58018	51525	51503
(+) Driftsrelatert arbeidskapital	DAK	-15193	-11470	-14150	-19036	-18759	-18512	-17392	-9373	-7855	-9279
(=) Netto driftseiendeler	NDE	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43670	42225
(+) Finansielle eiendeler	FE	20441	19130	30310	36582	34448	41546	43249	33126	25895	30362
(=) Sysselsatte eiendeler	SSE	52411	49214	56613	75753	76867	92321	99549	81772	69565	72586
Egenkapital	EK	38685	32140	36651	50467	55695	60915	62010	45216	36444	39263
(+) Minoritetsinteresser	MI	351	286	1123	1114	121	85	63	37	27	29
(+) Finansiell gjeld	FG	13375	16789	18838	24172	21052	31322	37476	36519	33093	33291
(=) Sysselsatt kapital	SSK	52411	49214	56613	75753	76867	92321	99549	81772	69564	72583

Tabell 5-20 Omgruppert og justert sysselsattkapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T

Netto driftskapital - balanse	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Netto driftsrelaterte anleggsmidler	NAM	47163	41554	40453	58207	61178	69288	73692	58018	51525	51503
(+) Driftsrelatert arbeidskapital	DAK	-15193	-11470	-14150	-19036	-18759	-18512	-17392	-9373	-7855	-9279
(=) Netto driftseiendeler	NDE	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43670	42225
Egenkapital	EK	38685	32140	36651	50467	55695	60915	62010	45216	36444	39263
(+) Minoritetsinteresser	MI	351	286	1123	1114	121	85	63	37	27	29
(+) Netto finansiell gjeld	NFG	-7066	-2341	-11472	-12410	-13397	-10224	-5773	3393	7198	2929
(=) Netto driftskapital	NDK	31970	30084	26303	39171	42419	50776	56300	48646	43669	42221

Tabell 5-21 Omgruppert og justert netto driftskapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T

Avslutningsvis presenteres endringen i EK for Statoil over perioden 2008-2017T i tabell 5-22 under.

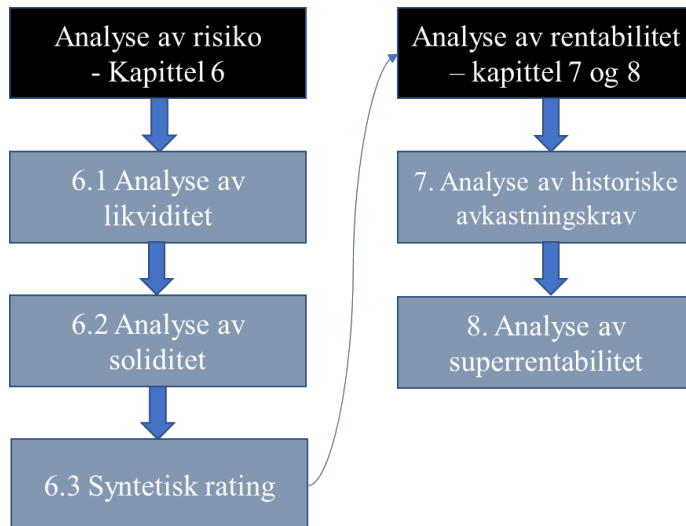
Endring i egenkapital	Symbol	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Inngående EK	EKIB	32148	38685	32140	36651	50467	55695	60915	62010	45216	36444
Fullstendig nettokapital	FNR	11373	-2884	7649	17377	8817	8898	6460	-13779	-6799	5117
Netto betalt utbytte	NBU	-4836	-3662	-3138	-3561	-3589	-3678	-5365	-3015	-1971	-2296
Utgående EK	EKUB	38685	32140	36651	50466	55695	60914	62009	45216	36446	39265

Tabell 5-22 Endring egenkapital Statoil år 2008 – 2017T

5.7 Rammeverk for forholdstallanalyse

Omgrupperingen som er gjennomført i dette kapitlet legger grunnlaget for videre analyser av Statoils fundamentale verdiestimat. For å kunne utarbeide et fremtidsregnskap og fremtidskrav som vi skal gjøre i henholdsvis kapittel 9 og 10, skal vi i dette delkapitlet forklare hvordan vi skal gjennomføre en forholdstallanalyse i de påfølgende kapitlene 6, 7 og 8. Figur 5-7 viser en illustrasjon av leddene i forholdstallanalysen, som overordnet består av en risikoanalyse og en rentabilitetsanalyse. Vi vil i kapittel 6 gjennomføre en analyse av risiko hvor vi vil starte med å analysere kortsiktig risiko gjennom en likviditetsanalyse. Deretter vil vi analysere den langsiktige risikoen til selskapet i en soliditetsanalyse før vi avslutningsvis sammenstiller resultatene i en syntetisk rating. Deretter vil vi i kapittel 7 og 8 foreta en rentabilitetsanalyse gjennom å finne avkastningskravene i bransjen og hos Statoil i kapittel 7

før vi i kapittel 8 benytter oss av kravene som ble funnet i kapittel 7 til å vurdere Statoil sin rentabilitet opp mot bransjen. Denne rentabiliteten ønsker vi å dekomponere for å finne kildene til en eventuell superrentabilitet. I kapittel 8 vil vi også evaluere Statoil sin rentabilitet opp mot de komparative selskapene vi har valgt.



Figur 5-7 Rammeverk forholdstallsanalyse (Knivsfå, 2017h)

Når vi regner ut forholdstallene benytter vi oss av en tidsvekting av tallene fra analyseperioden. Når man bestemmer seg for hvordan tallene fra analyseperioden skal vektet vurderes hovedsakelig om bransjen er stabil eller har endret seg i perioden. Bransjen til Statoil er på sett og vis stabil ved at produktene og fremstillingsmetodene hovedsakelig er de samme som de har vært i hele analyseperioden. Samtidig har det vært store endringer i oljeprisen som i perioden har endret seg fra 140 til 40 i 2008, opp til 120 igjen og stabil på dette nivået i perioden 2010-2014 for så å falle til 40 igjen. Prisen er i løpet av 2017 kommet opp igjen til omtrentlig 60 dollar fatet, mye på grunn av avtalt produksjonskutt hos OPEC. Andre faktorer som kan tale for en ustabil bransje er innovasjon og oppkjøp. I petroleumsbransjen brukes det årlig enorme summer på teknologiske nyvinninger samtidig som oppkjøp er relativt vanlig. På tross av at bransjen er konkurranseutsatt er det mer som taler for en ustabil fremfor stabil bransje. Følgelig velger vi å vektlegge de seneste årene sterkest fremfor en lik fordeling i vektningen i tråd med det fundamentale rammeverket til Knivsfå (2017h).

En vektlegging av seneste år vil føre til en stor vektlegging av 2015, 2016 og 2017T. Ettersom 2015 og 2016 er de klart dårligste årene i perioden kan man diskutere om dette vil gi en

urealistisk dårlig forventning til fremtiden da disse tallene vil trekke ned det vektede gjennomsnittet til selskapene i forholdstallanalysen. Dersom man setter ting i et større perspektiv er det snarere regnskapsårene 2007-2008 og 2011-2014 som skiller seg ut med unormalt høy oljepris. En fordeling med større vekt på de seneste årene vil etter vår mening gi et relativt godt bilde av bransjen. I tabell 5-23 er den årlige vektingen vi har valgt å benytte presentert.

Tidsvekt	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
	5 %	5 %	10 %	10 %	10 %	10 %	15 %	15 %	20 %

Tabell 5-23 Tidsvekting

6. Analyse av risiko

I henhold til Penman (2013) kan risiko deles inn i systematisk og usystematisk risiko. Den systematiske risikoen er kategorisert som markedsrisiko mens den usystematiske risikoen er selskapsspesifikk risiko. I teorien vil en investor i perfekte markeder gjennom å diversifisere sin portefølje tilstrekkelig kunne eliminere den selskapsspesifikke risikoen. Følgelig er det den systematiske markedsrisikoen som først og fremst er av interesse for investoren. Imidlertid er det rimelig å anta at markedene ikke er perfekte som følge av at det alltid vil kunne eksistere forhold som eksempelvis asymmetrisk informasjon. Derfor vil en analyse av selskapsspesifikk risiko også være relevant, spesielt for långiver.

I dette kapittelet ønsker vi å kartlegge den kortsiktige og langsiktige risikoen til Statoil relativt til oljebransjen for øvrig. Gjennom en likviditetsanalyse og en soliditetsanalyse kan vi fastsette kredittrisikoen til Statoil som er den mest relevante risikoen for långivere og dermed få indikasjoner på faresignaler som kan varsle en eventuell finansiell krise eller konkurs i Statoil.

Penman (2013) fremhever at kredittrisikoen er risikoen for at låntaker helt eller delvis misligholder betaling av avdrag samt renter og dermed står i fare for å gå konkurs. Kredittrisiko er en helt spesiell type risiko da kreditor ikke har noen oppside – kreditor vil aldri få tilbake mer enn lånet pluss avtalt rente. Knivsflå (2017h) påpeker at for kreditor er kredittrisiko en systematisk risiko i og med at den ikke kan diversifiseres bort.

Før analysen er det viktig å avklare hvordan de komparative selskapene inkludert Statoil skal vektet i bransjegjennomsnittet. Vi har valgt å basere vektingen av selskapene på

driftsinntekter da vi mener dette gir et godt bilde av fordelingen av markedsandelene blant de komparative selskapene inkludert Statoil.

Vekting av bransjegjennomsnitt	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Statoil	7 %	7 %	7 %	7 %	8 %	7 %	7 %	6 %	6 %	6 %
Exxon	27 %	27 %	27 %	27 %	26 %	25 %	25 %	26 %	25 %	23 %
Total	15 %	15 %	15 %	14 %	14 %	15 %	15 %	15 %	16 %	15 %
Shell	29 %	27 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	29 %	30 %	31 %
BP	23 %	23 %	23 %	23 %	23 %	24 %	24 %	24 %	23 %	24 %
Bransje	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabell 6-1 Vekting basert på driftsinntekter

Videre er det i forkant av risikoanalysen viktig å avklare noen sentrale forhold vedrørende de komparative selskapene som inngår i bransjegrunnelaget. Vi ønsker å presisere at vi har gjort de samme justeringene og omgrupperingene for bransjen som for Statoil for en mest mulig konsistent sammenligning. BP, Shell og Total fører alle sine konsernregnskap etter IFRS, og dermed gir disse tre selskapene et godt bilde på bransjen. ExxonMobil fører imidlertid konsernregnskap etter US GAAP, hvilket betyr at vi har måttet omgruppere det rapporterte konsernregnskapet på samme måte som øvrige selskap og tilpasset regnskapet til IFRS så langt det har vært mulig for å få et likt sammenligningsgrunnlag. Imidlertid har rapporteringen vært for mangelfull i enkelte poster slik at det eksisterer en viss usikkerhet rundt deler av omgrupperingen og justeringene foretatt hos ExxonMobil. I beregningen av enkelte forholdstall har vi dermed valgt å utelukke ExxonMobil fra bransjegjennomsnittet da vi mener bransjegrunnelaget ble for lite realistisk grunnet ulik rapportering og informasjonsgrunnlag. Dette har blitt presisert i de analysene det gjelder.

6.1 Analyse av kortsiktig risiko – Likviditetsanalyse

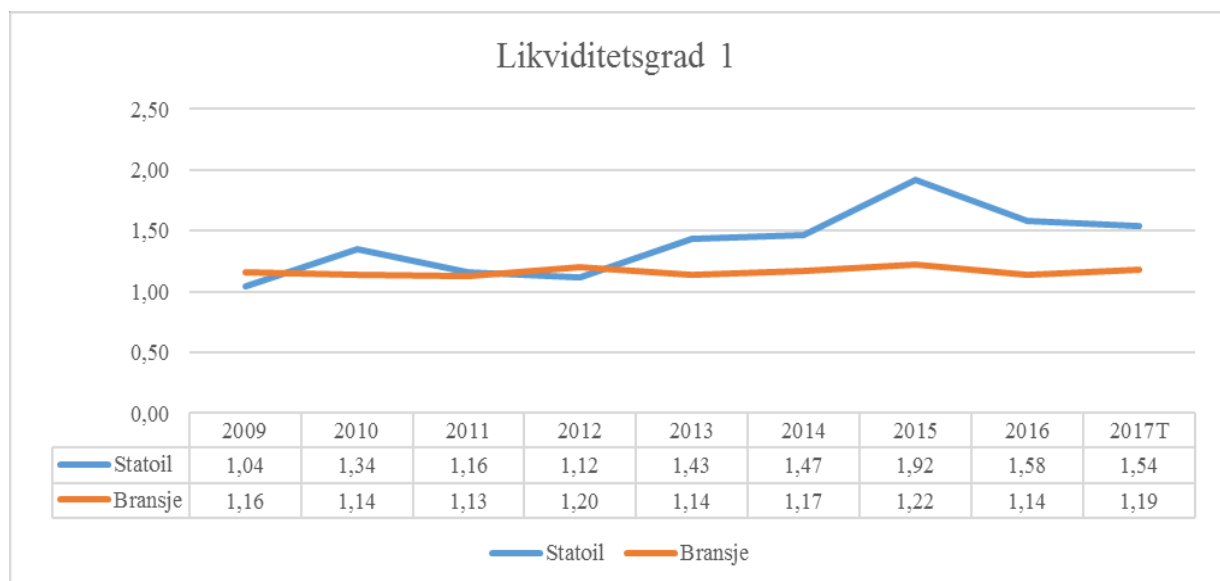
Den første delen av risikoanalysen er en likviditetsanalyse. Likviditetsanalysen har som hensikt å avdekke om Statoil har nok likvide midler til å dekke krav fra ulike kreditorer etter hvert som de forfaller til betaling eller om det er sannsynlig at virksomheten kommer i en likviditetsskvis på kort sikt med fare for senere å gå konkurs. I analysen av Statoil sin kortsiktige risiko velger vi å analysere likviditetsgrad 1 og 2, finansiell gjeldsdekningsgrad, rentedekningsgrad, gjeldsdekningsgraden gjennom den frie kontantstrømmen, samt rente- og avdragsdekningen ett år frem i tid. I tillegg har vi valgt å supplere likviditetsanalysen med en analyse av belåningsreserven og likviditetsreserven.

6.1.1 Likviditetsgrad 1

Damodaran (2012) beskriver likviditetsgrad 1 som omløpsmidler dividert på kortsiktig gjeld. Likviditetsgrad 1 avdekker i hvilken grad selskapets omløpsmidler dekker de kortsiktige forpliktelsene som forfaller innen ett år.

$$\text{Likviditetsgrad 1} = \frac{\text{Omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$

Selv om tilstrekkelig dekning av kortsiktig gjeld skjer ved et forholdstall på 1, tilsier en gammel tommelfingerregel at likviditetsgrad 1 bør være høyere enn 2, noe som innebærer at ca. halvparten av omløpsmidlene er finansiert gjennom langsiktig gjeld (Damodaran, 2012). Imidlertid kan den beste målestokken for hvor høy likviditetsgrad 1 ligger i bransjegjennomsnittet. Det kan argumenteres for at likviditetsgrad 1 er «god» så lenge den for selskapet som analyseres er større enn for bransjegjennomsnittet.



Figur 6-1 Likviditetsgrad 1 Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

I perioden 2009 til 2012 er det liten forskjell i likviditetsgrad 1 mellom Statoil og bransjen for øvrig. Imidlertid ligger Statoil i perioden 2013 og utover jevnt over bransjen. Dette skyldes at Statoil i denne perioden hadde en sterk økning i blant annet betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. I henhold til tommelfingerregelen er det interessant å påpeke at hverken Statoil eller bransjen i noen av årene har en likviditetsgrad 1 på nærmere 2, selv om Statoil i 2015 var rett i underkant på 1.92. Forklaringen ligger i at både Statoil og bransjen har

relativt lite driftslikvider sammenlignet med den kortsiktige driftsrelaterte gjelden. I gjennomsnitt ligger likviditetsgrad 1 i Statoil på 1.4, mens den for bransjen ligger på 1.165.

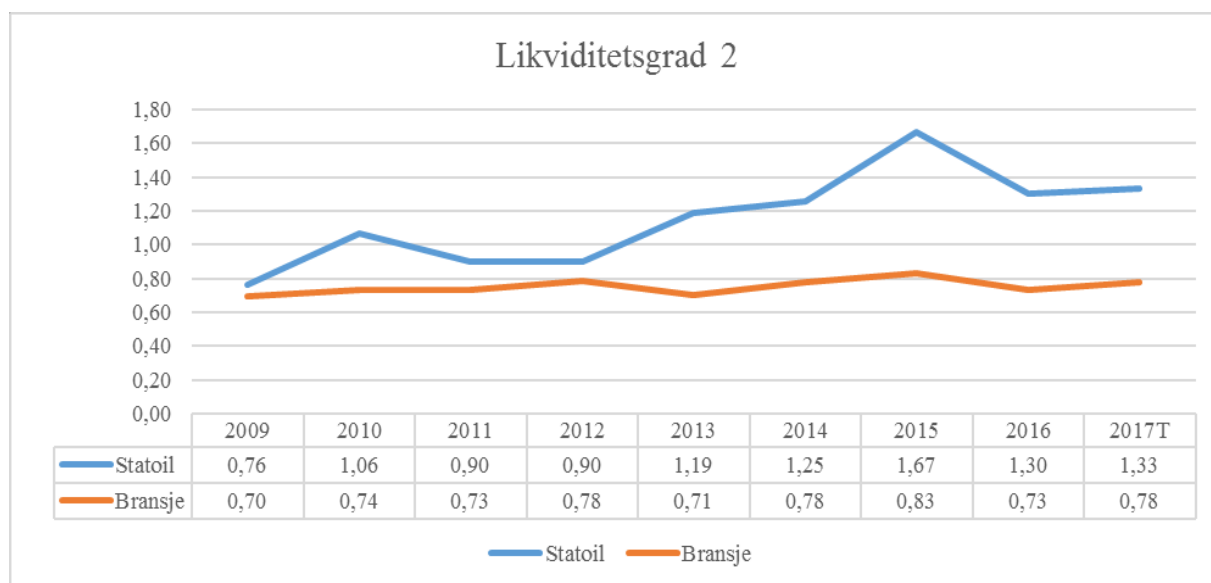
Videre understreker en studie av 3000 amerikanske selskaper gjennomført av Slaubaugh et al. (2004) at selskaper med store balansesummer gjennomgående hadde langt lavere likviditetsgrad 1 enn tommelfingerregelen. Som følge av at hverken bransjen eller Statoil har en likviditetsgrad på nivå med tommelfingerregelen blir det mer relevant å bruke bransjegjennomsnittet som målestokk på hvor god den kortsiktige likviditeten til Statoil er, og ut ifra denne sammenligningen konkluderes det at Statoil sin kortsiktige likviditet er god.

6.1.2 Likviditetsgrad 2

For en grundigere analyse av kortsiktig likviditet i Statoil har vi valgt å beregne to ulike varianter av likviditetsgrad 2. Den første varianten er den mer utradisjonelle varianten som Knivsflå anvender i sitt rammeverk, mens den andre varianten er den som presenteres av Damodaran (2012).

Knivsflå (2017h) presenterer likviditetsgrad 2 som forholdet mellom finansielle omløpsmidler og kortsiktig gjeld. De finansielle omløpsmidlene regnes som de mest likvide eiendelene, og dermed beskriver likviditetsgrad 2 selskapets evne til å dekke sin kortsiktige gjeld med de mest likvide eiendelene.

$$\text{Likviditetsgrad 2} = \frac{\text{Finansielle omløpsmidler}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$



Figur 6-2 Likviditetsgrad 2 Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

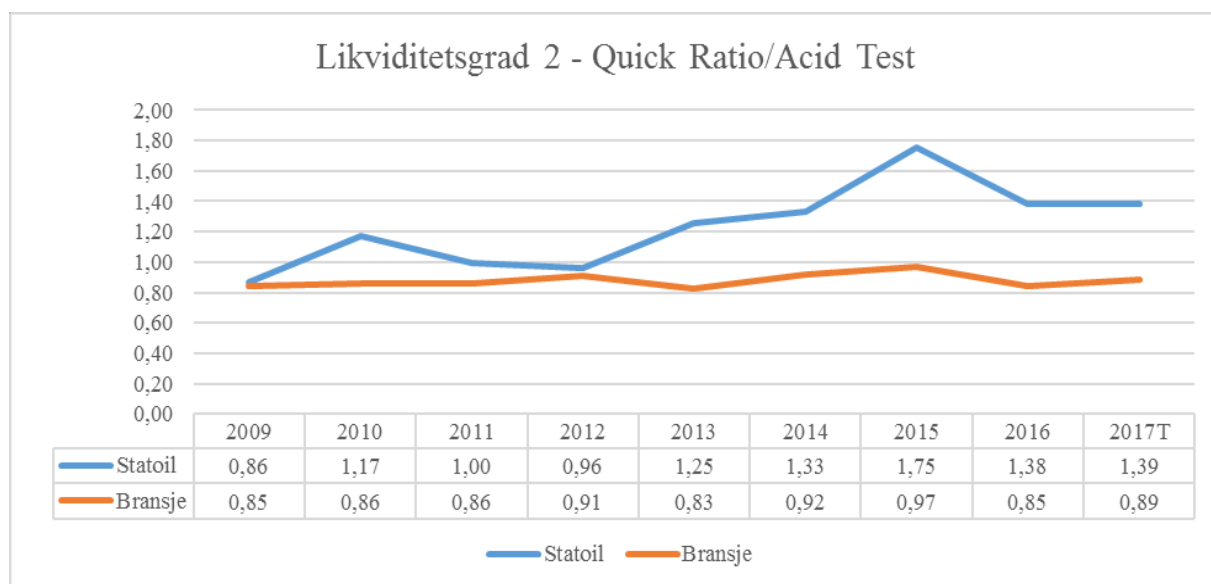
Tommelfingerregelen sier at likviditetsgrad 2 burde ligge opp imot 1, hvilket innebærer at selskapet gjennom de mest likvide eiendelene har dekning for kortsiktig gjeld. Imidlertid bør også bransjegjennomsnittet brukes som målestokk.

Som vi ser av figur 6-2 ligger Statoil jevnt over bransjegjennomsnittet, spesielt fra år 2012 og utover. Dette skyldes i likhet med likviditetsgrad 1 at Statoil i denne perioden hadde en sterk økning i betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. I gjennomsnitt har Statoil en utradisjonell likviditetsgrad 2 på 1.15, mens bransjegjennomsnittet ligger på 0.75. Statoil oppfyller altså tommelfingerregelen på 1 samtidig som de ligger godt over bransjen. Dermed konkluderes det at Statoil sin finansielle likviditet er god.

6.1.3 Likviditetsgrad 2 – Quick Ratio / Acid Test

Forskjellen på likviditetsgrad 2 anvendt i Knivsflå sitt rammeverk og likviditetsgrad 2 presentert av Damodaran (2012) ligger i at sistnevnte skiller ut de kortsiktige driftsrelaterte omløpsmidlene som ikke like raskt kan konverteres til penger, altså varelageret.

$$\text{Likviditetsgrad 2} = \frac{\text{Omløpsmidler} - \text{varelager}}{\text{Kortsiktig gjeld}}$$



Figur 6-3 Likviditetsgrad 2 – Quick Ratio/Acid Test Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

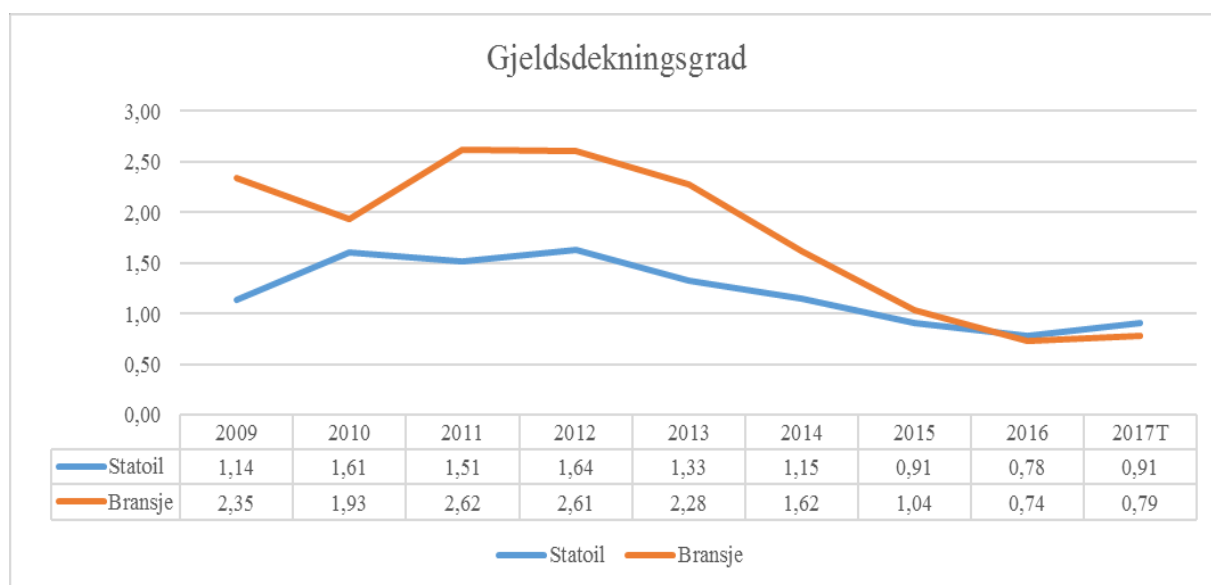
I likhet med Knivsflå sitt forholdstall burde likviditetsgraden beregnet ved Quick Ratio ligge opp imot 1. Bransjegjennomsnittet er også en viktig målestokk.

Som vi ser av figur 6-3 bekreftes trenden vi så ved analysen av likviditetsgrad 2 etter Knivsflå sin metode. Quick Ratio-testen bekrefter at Statoil sin evne til å betjene kortsiktige forpliktelser med de mest likvide finansielle midlene er jevnt over bedre enn bransjegjennomsnittet. Videre ligger Statoil så godt som på eller godt over tommelfingerregelen på 1 i hele perioden, og følgelig må Statoil sin kortsiktige finansielle likviditet anses som god.

6.1.4 Finansiell gjeldsdekningsgrad

Ved å analysere den finansielle gjeldsdekningsgraden kan man få informasjon om selskapets gjeldsdekning i balansen på lang sikt. Finansiell gjeldsdekningsgrad beregnes på bakgrunn av finansielle eiendeler og finansiell gjeld. Jo mer finansielle eiendeler et selskap besitter jo mindre blir faren for å havne i en likviditetsskvis. En finansiell gjeldsdekningsgrad på 1 eller mer innebærer at selskapet kan dekke all finansiell gjeld med finansielle eiendeler (Knivsflå, 2017h).

$$\text{Finansiell gjeldsdekningsgrad} = \frac{\text{Finansielle eiendeler}}{\text{Finansiell gjeld}}$$



Figur 6-4 Gjeldsdekningsgrad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som vi ser av figur 6-4 har bransjen og Statoil relativ lik utvikling i den finansielle gjeldsdekningsgraden. Det største spriket finner man i perioden 2011 til 2013 der Statoil hadde en betydelig lavere finansiell gjeldsdekningsgrad enn bransjen for øvrig.

Gjeldsdekningsgraden er fallende fra år 2012 og utover som følge av at Statoil og bransjen økte sine finansielle forpliktelser relativt til sine finansielle eiendeler. Fra år 2016 ser vi imidlertid igjen en økning i dekningsgraden. I gjennomsnitt for analyseperioden ligger Statoil sin finansielle gjeldsdekningsgrad på 1.22 mens den for bransjen ligger på 1.77.

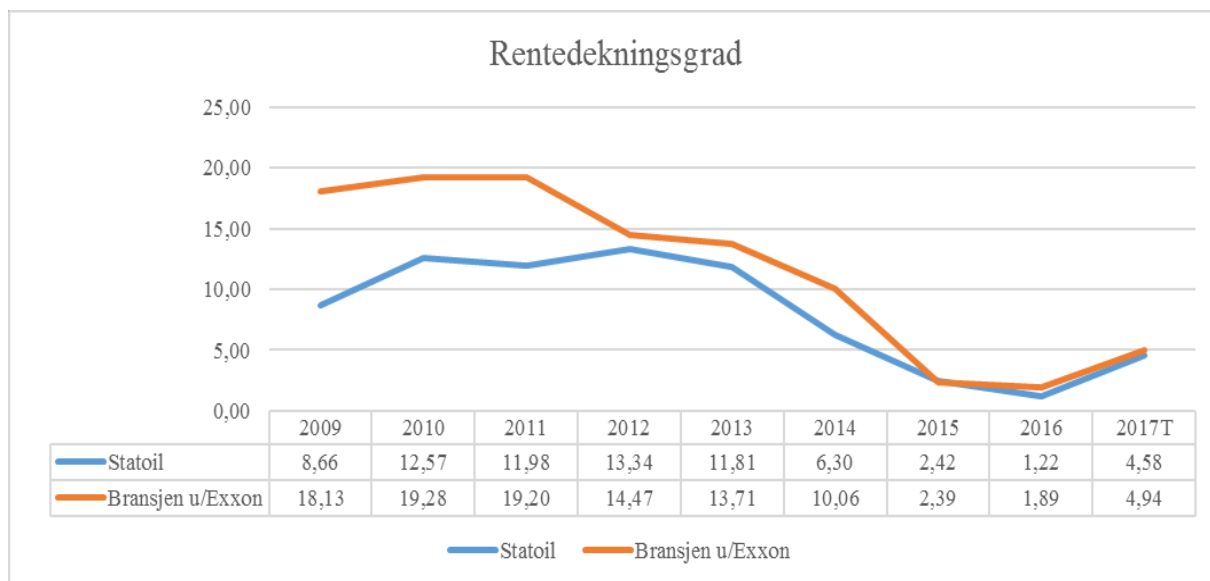
Et gjennomsnitt godt over 1 for både Statoil og bransjen tilsier at den finansielle gjeldsdekningen er god som følge av at de finansielle eiendelene gjennomgående er større enn den rentebærende gjelden. Fra 2016 og utover har Statoil sin finansielle gjeldsdekningsgrad vært marginalt bedre enn bransjen, men sett analyseperioden under ett kan det konkluderes med at bransjens gjeldsdekningsgrad har vært bedre enn Statoil.

6.1.5 Rentedekningsgrad

Forholdstallene beregnet i delkapitlene 6.1.1-6.1.4 gav informasjon om gjeldsdekningen i balansen til Statoil og bransjen for øvrig. I en forlengelse er det relevant å analysere gjeldsdekningen gjennom resultatet og kontantstrømmen.

Gjennom rentedekningsgraden kan man analysere et selskaps evne til å møte sine finansielle forpliktelser. Innledningsvis er det viktig å påpeke at dette forholdstallet ikke tar hensyn til dekningen av avdrag, men kun rentekostnader. Videre slår Damodaran (2012) fast at ulike selskaper kan ha relativt lik rentedekningsgrad, men allikevel helt ulike risikoprofiler gjennom store resultatvariasjoner fra år til år. Det kan dermed argumenteres for at rentedekningsgraden ikke bør brukes isolert sett for å vurdere risiko knyttet til kortsiktig likviditet. Rentedekningsgraden beregnes som forholdet mellom nettoresultatet fra sysselsatt kapital og netto finanskostnader.

$$\text{Rentedekningsgrad} = \frac{\text{Netto driftsresultat} + \text{Netto finansinntekter}}{\text{Netto finanskostnader}}$$



Figur 6-5 Rentedekningsgrad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som det fremgår av figur 6-5 har vi valgt å utelukke ExxonMobil fra bransjegjennomsnittet. Dette skyldes at selskapet rapporterer svært lave finanskostnader i regnskapene sine, og for å få et mer representativt bilde av bransjen for øvrig har vi derfor valgt å utelukke selskapet i denne sammenhengen.

Figur 6-5 viser at Statoil sin rentedekningsgrad ligger langt under bransjegjennomsnittet frem til år 2012. Bransjen har hatt en veldig høy rentedekningsgrad frem til 2011, men i påfølgende periode har den falt jevnt og trutt. Dette må sees i sammenheng med det kraftige fallet i oljeprisen i andre halvdel av 2014, noe som også gjenspeiles i figuren med stor nedgang i rentedekningsgraden for bransjen i perioden 2013-2015. Fallet er drevet av kraftig forverrede driftsresultater samtidig som finanskostnadene har holdt seg på et stabilt nivå. Også Statoil opplevde en relativ kraftig nedgang i rentedekningsgraden i perioden 2013-2015. I gjennomsnitt ligger Statoil sin rentedekningsgrad på 8,10 i analyseperioden mens den for bransjen ligger på 11,56. På bakgrunn av dette kan det konkluderes at Statoil sin rentedekningsgrad historisk har ligget langt under bransjegjennomsnittet, mens trenden fremover fra 2016 er at variasjonene er mye mindre.

Imidlertid er det viktig å påpeke at rentedekningsgraden ikke tar hensyn til de ulike skattesatsene i beregningen av nettoverdiene som inngår i forholdstallet (Damodaran, 2012). Spesielt netto driftsresultat kan variere mye mellom Statoil og selskapene som inngår i bransjegrnlaget ettersom Statoil er underlagt særskatt som eksempelvis petroleumsskatt i

Norge. På bakgrunn av dette kan figur 6-5 gi et misvisende bilde av Statoil sett opp imot konkurrentene.

6.1.6 Analyse av kontantstrøm

Som det ble nevnt innledningsvis i delkapittelet over gir rentedekningsgraden ingen innsikt i selskapers evne til å betjene avdrag på sine finansielle forpliktelser. Gjennom en analyse av kontantstrømmen kan man derimot avdekke selskapets evne til å generere kontanter, og dermed avdekke eventuelle betalingsvansker til kreditorene (Knivsfå, 2017h). Gjennom kontantstrømanalysen analyseres den frie kontantstrømmen fra drift og eiendeler opp imot den frie kontantstrømmen til långivere.

$$\frac{\text{Fri kontantstrøm fra sysselsatte eiendeler}}{\text{Fri kontantstrøm til finansiell gjeld}} = \frac{\text{Fri kontantstrøm fra drift} + \text{Fri kontantstrøm fra finansielle eiendeler}}{\text{Netto finanskostnad} + \text{avdrag}}$$

Forholdstallet beskrevet ovenfor er imidlertid kun relevant å analysere dersom netto finanskostnad er større enn endringen i finansiell gjeld, altså dersom selskapet betaler ned gjeld. Selv om dette ikke gjelder i alle år for Statoil har vi allikevel valgt å analysere kontantstrømmen for et mer utfyllende bilde av selskapets likviditet. Som grunnlag for kontantstrømanalysen til Statoil ligger den omgrupperte kontantstrømmen som ble introdusert i kapittel 5.4.3.

Kontantstrøm Statoil - mill USD	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T
Netto driftsresultat	NDR	6603	7444	10939	10734	7819	6041	1741	586	4112
(+) Unormalt netto driftsresultat	UNDR	-8711	34	5799	-2101	3663	141	-14482	-7360	1500
(-) Økning (reduksjon) i netto driftseiendeler	ANDE	-1886	-3781	12868	3248	8357	5524	-7654	-4975	-1446
(=) Fri kontantstrøm fra drift	FKD	-222	11259	3870	5385	3126	657	-5087	-1799	7058
(+) Netto finansinntekt	NFI	541	459	497	361	399	603	657	694	779
(+) Unormalt netto finansresultat	UNFR	-587	271	1035	759	-2390	746	-679	350	-189
(-) Endring i finansielle eiendeler	AFE	-1311	11180	6272	-2134	7097	1703	-10123	-7231	4467
Fri kontantstrøm til sysselsatt kapital	FKS	1043	808	-870	8638	-5963	302	5015	6476	3181
(-) Netto finanskostnad	NFK	824	629	955	832	696	1054	991	1049	1069
(+) Endring i finansiell gjeld	ΔFG	3414	2049	5334	-3120	10270	6154	-958	-3426	198
(-) Netto minoritetsresultat	NMR	-95	-71	-61	103	-102	16	25	20	16
(-) Unormalt netto minoritetsresultat	UNMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Endringer i minoritetsinteresser	ΔMI	-65	838	-9	-993	-36	-21	-26	-10	2
Fri kontantstrøm til egenkapital	FKE	3662	3138	3561	3589	3678	5365	3015	1972	2296

Tabell 6-2 Omgruppert kontantstrøm Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabell 6-2 er den frie kontantstrømmen fra drift positiv i alle år med unntak av 2009, 2015 og 2016. Grunnet store svingninger i valutakursen mellom USD og NOK får Statoil et unormalt dårlig unormalt netto driftsresultat i 2015 og 2016 og følgelig blir den frie

kontantstrømmen fra drift negativ hvilket taler negativt for likviditeten i disse årene. Dette må sees i sammenheng med at den norske kronen svekket seg veldig i takt med den negative utviklingen i oljeprisen i samme periode. I de årene den frie kontantstrømmen fra drift er positiv er den stor nok til å dekke netto finanskostnader. Hva gjelder økningen i finansiell gjeld fremgår det av tabellen over at det ble foretatt relativt store låneopptak i 2013 og 2014, mens det i 2012 og 2016 ble tilbakebetalt relativt store lånebeløp. Lånebeløpene ble tilbakebetalt i årene der den frie kontantstrømmen til sysselsatt kapital var relativt høy. Avslutningsvis kan det kommenteres at den frie kontantstrømmen til egenkapitalen er positiv i alle år og dette taler for at det har blitt betalt utbytte i hele analyseperioden. Utbetalt utbytte synliggjør dermed god likviditet i Statoil over hele analyseperioden.

6.1.7 Rente- og avdragsdekning ett år frem i tid

Likviditetsanalysene foretatt i kapittel 6 har frem til nå tatt for seg historiske tall, men vi ønsker imidlertid også å analysere faren for likviditetskrise i nær fremtid. Gjennom en analyse av rente- og avdragsdekningen til Statoil ett år frem i tid ønsker vi å undersøke i hvilken grad Statoil kan dekke sine finansielle forpliktelser gjennom finansielle eiendeler og den frie kontantstrømmen fra sysselsatt kapital. I henhold til Knivsflå (2017h) beregnes rente- og avdragsdekningen ett år frem i tid som vist i formelen under.

$$\text{Rente – og avdragsdekning i } t + 1 = \frac{\text{Finansielle eiendeler}_t + \text{Fri kontantstrøm fra sysselsatt kapital}_{t+1}}{\text{Netto finanskostnader}_{t+1} + \text{Avdrag på lån}_{t+1}}$$

For å avdekke eventuelle betalingsvansker knyttet til finansielle forpliktelser settes den frie kontantstrømmen lik 0 i denne analysen. Dette innebærer at vi analyserer et såkalt «worst case» scenario der kontantstrømmen fra sysselsatt kapital ikke genererer kontanter som kan dekke forpliktelsene, og at det dermed kun er de finansielle eiendelene som kan benyttes til å dekke renter og avdrag. Anvendelse av formelen over gav rente- og avdragsdekning for Statoil om ett år på **5.05**. Dette betyr at Statoil har dekning for sine finansielle forpliktelser selv om kontantstrømmen fra sysselsatt kapital settes lik 0.

6.1.8 Supplerende likviditetsanalyser

For en grundigere analyse av risiko og kortsiktig likviditet har vi valgt å gjennomføre enkelte supplerende likviditetsanalyser som ikke refereres i Knivsflå sitt rammeverk. Vi har valgt å inkludere belåningsreserve samt likviditetsreserve.

6.1.8.1 Belåningsreserve

Belåningsreserven viser hvor stor andel av eiendelene som kan stilles til sikkerhet for nye låneopptak, og som ikke allerede er belånt (Dahl, 2017a). Belåningsreserven gir dermed et bilde på hvor god likviditetstilgang et selskap har gjennom nye lån ved behov. For å beregne belåningsgrunnlaget beregnes det en prosentsats for hver eiendel som reflekterer hvor mye sikkerhet for lån de ulike eiendelene antas å gi. Satsene er vist i tabell 6-2 under. En belåningsreserve på 0 % betyr at alle muligheter for å stille sikkerhet til nye lån allerede er brukt og at nye lån ikke kan tas opp. Selskapet er med andre ord fullt belånt. En belåningsreserve på 40 % anses som god.

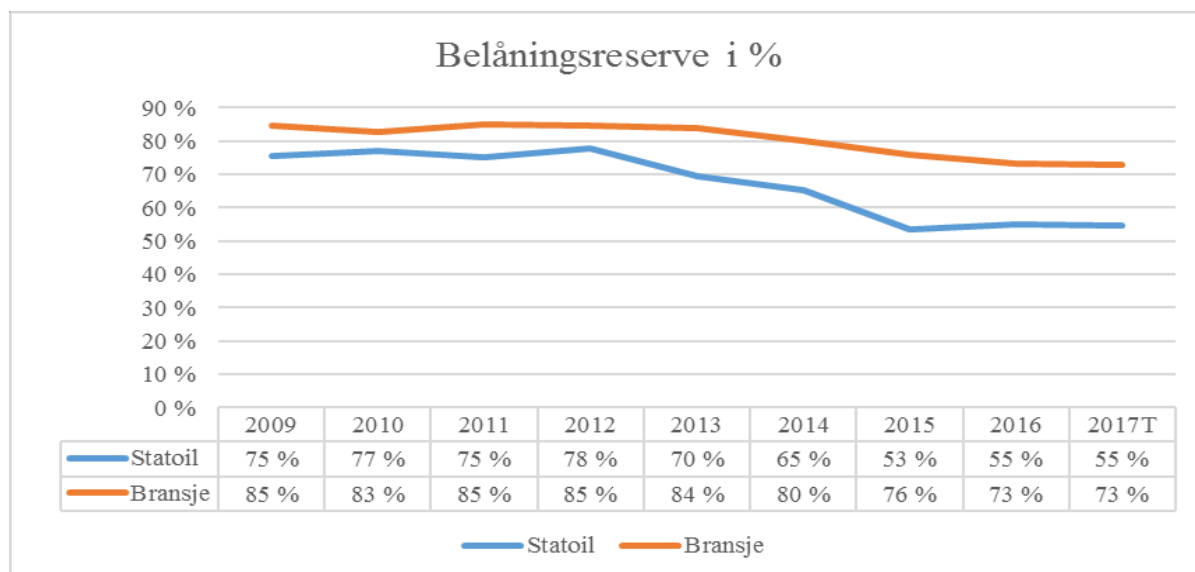
$$\text{Belåningsreserve i \% av belåningsgrunnlaget} = \frac{\text{Belåningsgrunnlag} - \text{sum rentebærende gjeld}}{\text{Belåningsgrunnlag}} * 100\%$$

Tabell 6-3 viser prosentsatsene for de ulike eiendelene vi har brukt. Satsene er beregnet på bakgrunn av skjønn i lys av hvordan en typisk bank ville ha vurdert sikkerheten i de ulike eiendelene. Som det fremgår av tabellen er det størst antatt sikkerhet i varige driftsmidler, med en sikkerhetssats på 60 %. Kundefordringer og andre fordringer har vi estimert til 40 % sikkerhet ettersom det alltid er en viss usikkerhet knyttet til realisasjonsverdien av disse. For øvrige eiendeler er som det fremgår av tabellen antatt sikkerhetssats estimert til 30 %.

Eiendeler	Prosentssats antatt sikkerhet
Varige driftsmidler	60 %
Egenkapitalkonsoliderte investeringer	30 %
Varelager	30 %
Kundefordringer og andre fordringer	40 %
Eiendeler klassifisert som holdt for salg	30 %

Tabell 6-3 Prosentsats sikkerhet ulike driftseiendeler Statoil

Figur 6-6 viser utviklingen i belåningsreserven i prosent av driftsinntekter for Statoil og komparativ bransje.



Figur 6-6 Belåningsreserve i % Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som vi ser av figur 6-6 har Statoil sin belåningsreserve i prosent ligget under bransjegjennomsnittet i hele analyseperioden. Forskjellen var økende fra og med år 2012. I gjennomsnitt ligger Statoil sin belåningsreserve på 67 % mens den for bransjen ligger på 80 %. Imidlertid er det viktig å bemerke at bransjegjennomsnittet i denne sammenheng kan være noe misvisende da ExxonMobil som klart største aktør i bransjegrundlaget har en veldig mye høyere belåningsreserve enn resten av de komparative selskapene grunnet mye lavere finansiell gjeld.

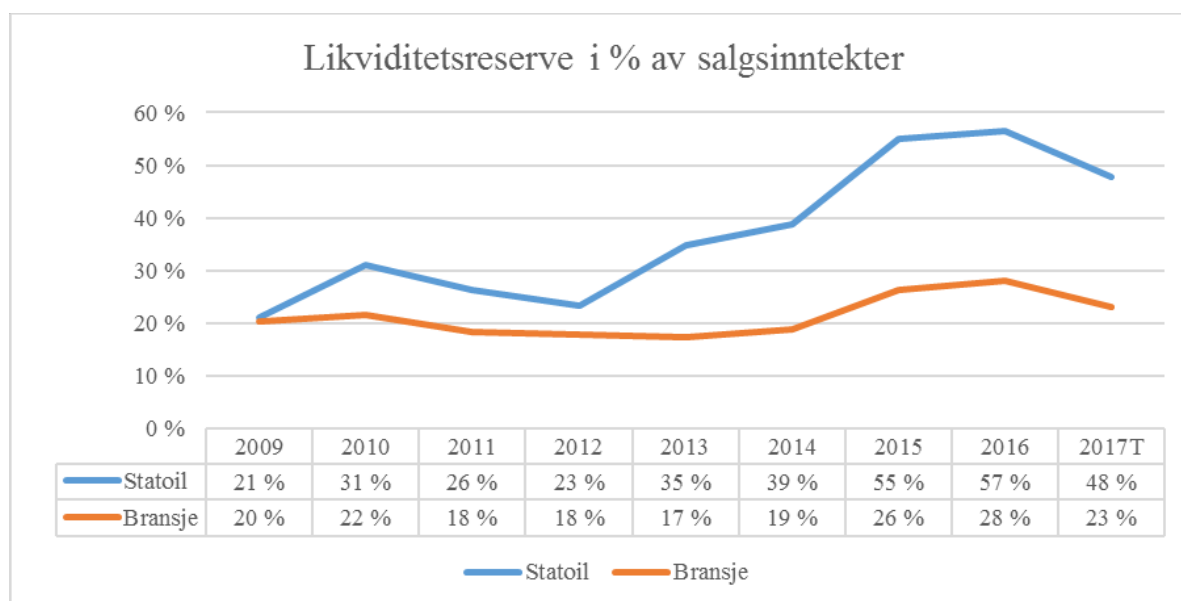
Både bransje og Statoil har siden år 2013 opplevd reduksjoner i belåningsreserven, men nedgangen har vært klart størst for Statoil. For Statoil sin del var nedgangen klart størst mellom år 2014 og 2015 og dette må sees i sammenheng med det kraftige oljeprisfallet utover høsten 2014. Økte nedskrivninger har dermed senket belåningsreserven. På bakgrunn av utviklingen siden 2013 må det i denne sammenheng konkluderes med at Statoil sin belåningsreserve ligger et stykke under bransjen, men for begge partene må belåningsreserven anses som høy.

6.1.8.2 Likviditetsreserve

Likviditetsreserven kan anses som et mye mer egnet likviditetsmål enn likviditetsgrad 1 og 2 (Dahl, 2017b). Dette skyldes at man i likviditetsreserven ser bort i fra kundefordringer og varelager, og dermed fjernes en del usikkerhet om disse eiendelene er korrekt nedskrevet i

balansen og hvorvidt de faktisk lar seg realisere. I tillegg analyseres likviditeten opp imot omsetningen og dermed får man et mer presist bilde av likviditetsbehovet. En likviditetsreserve på 8 % eller mer anses som god.

$$\text{Likviditetsreserve} = \frac{\text{Kasse, bank, kortsiktige investeringer og ubenyttet kassekreditt}}{\text{salgsinntekter}} * 100\%$$



Figur 6-7 Likviditetsreserve i % av salgsinntekter Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som vi ser av figur 6-7 ligger Statoil sin likviditetsreserve over bransjen i hele analyseperioden, med økende differanse i perioden fra år 2012. Bransjen har vært på et relativt stabilt nivå i hele perioden, med en liten oppgang fra år 2014 etterfulgt av en liten nedgang fra år 2016. Statoil sin likviditetsreserve har også falt noe siden 2016. I gjennomsnitt ligger likviditetsreserven på 37 % og 21 % for henholdsvis Statoil og bransjen, godt over tommelfingerregelen på 8 %. Dette taler positivt for likviditeten til både Statoil og bransjen som helhet.

6.1.9 Oppsummering likviditetsanalyse

Likviditetsanalysen viste at det er relativt liten forskjell mellom Statoil og bransjen hva gjelder den kortsiktige risikoen. Analysene av likviditetsgradene viste at Statoil sin likviditet er noe bedre enn bransjen, men bransjen har på sin side noe bedre gjelds- og rentedekningsgrad. I tillegg viste analysen av kontantstrømmen og rente- og avdragsdekning ett år frem i tid at Statoil har god dekning for sine finansielle forpliktelser gjennom

kontantstrømmene. De supplerende likviditetsanalysene viste at Statoil har hatt litt lavere belåningsreserve, men litt høyere likviditetsreserve. Trendutviklingen var relativt lik for Statoil og bransjen i alle likviditetsanalyser der de to gruppene ble sammenlignet. En tydelig trend i de fleste analyser var imidlertid at variasjonen i oljeprisen tydelig gjenspeiler seg i utviklingen i likviditeten. Kort oppsummert konkluderes det at det er liten forskjell i den kortsiktige risikoen mellom Statoil og bransjen for øvrig.

6.2 Analyse av langsiktig risiko - Soliditetsanalyse

Den andre delen av risikoanalysen er soliditetsanalysen der målet er å kartlegge om Statoil har økonomiske ressurser til å stå imot fremtidige tap. Ettersom tap føres mot egenkapitalen fungerer denne som en støtpute mot fremtidige tap og konkurs. Følgelig er egenkapitalen til Statoil et sentralt element i soliditetsanalysen. Som et ledd i analysen av Statoils langsiktige risiko skal vi se nærmere på Statoil sin egenkapitalprosent, kapitalstruktur og netto driftsrentabilitet, og sammenligne disse opp imot bransjen.

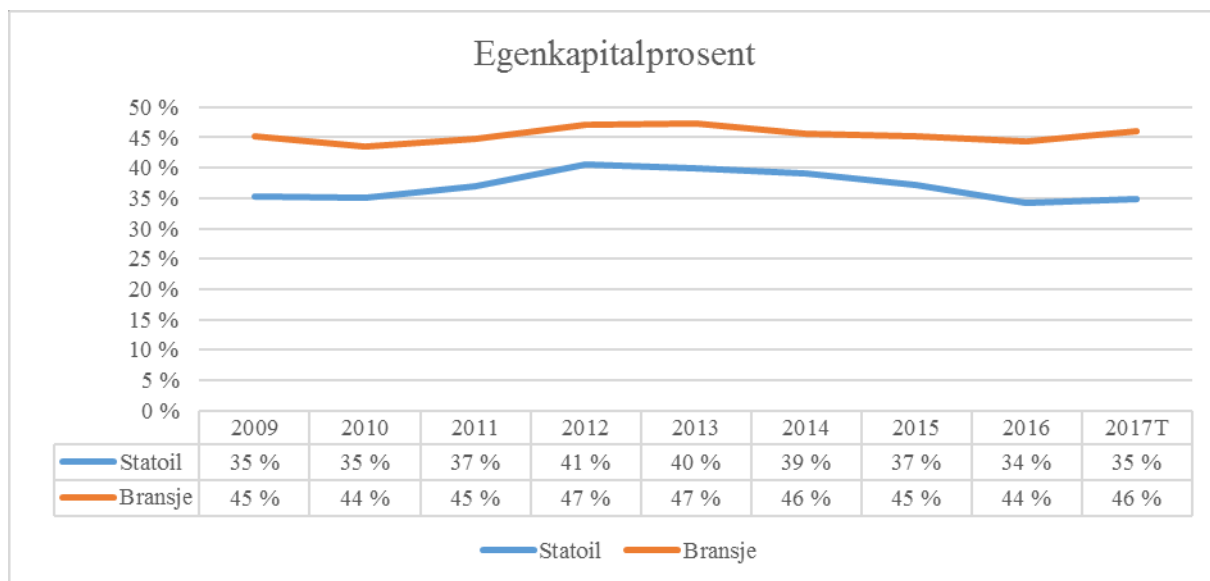
6.2.1 Egenkapitalprosent

Egenkapitalprosenten sier noe om hvor stor andel egenkapital et selskap har i forhold til totalkapitalen og er således et svært sentralt forholdstall i en soliditetsanalyse (Knivsflå, 2017h). Egenkapitalprosenten sier noe om hvor godt rustet selskapet er for fremtidige tap, og jo høyere egenkapitalandel jo bedre rustet er virksomheten. Egenkapitalprosenten gir også innsyn i selskapets evne til å tåle verdifall.

Selskaper er etter aksjeselskapsloven paragraf 3-4 pålagt å opprettholde en egenkapital som er forsvarlig ut fra risikoen ved og omfanget av virksomheten i selskapet (Lovdata, 2017). I tillegg til denne subjektive vurderingen finnes det standarder for hva som anses som forsvarlig egenkapitalprosent. Dahl (2017c) oppgir en egenkapitalprosent på over 30 % som god.

$$\text{Egenkapitalprosent} = \frac{\text{Egenkapital} + \text{Minoritetsinteresser}}{\text{Totalkapital}}$$

Det er viktig å bemerke at som følge av justeringen av kostnader til forskning og utvikling (FoU) foretatt i kapittel 5.5.1 for Statoil og bransjen for øvrig vil egenkapitalprosenten beregnet i vår analyse være litt lavere enn hvis man hadde lagt til grunn den bokførte egenkapitalen før justeringen.



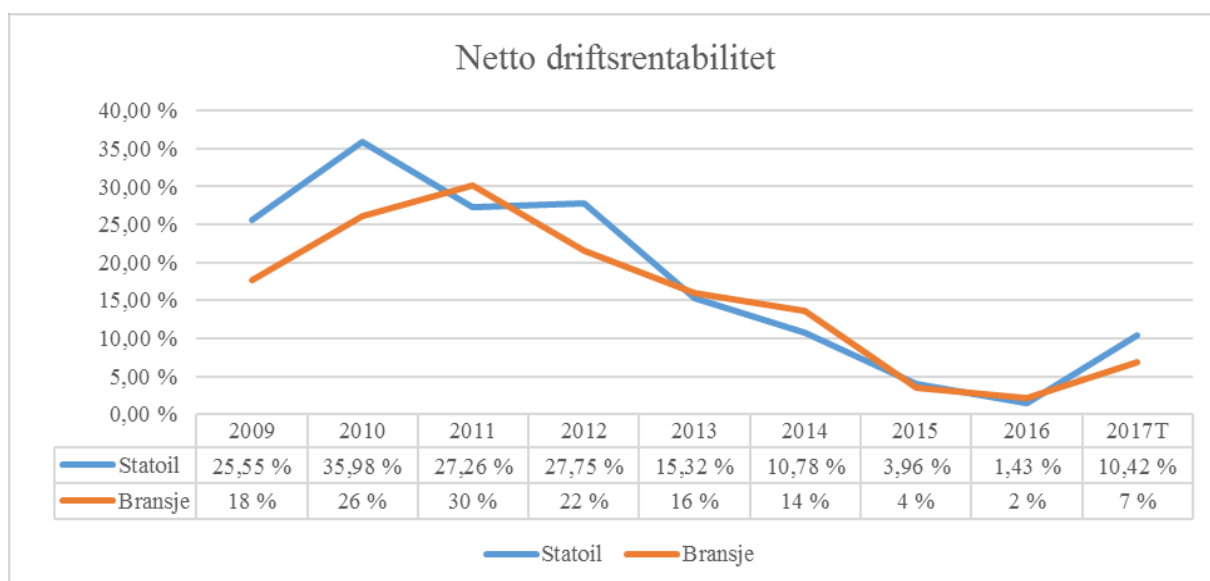
Figur 6-8 Egenkapitalprosent Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som vi ser av figur 6-8 har bransjen og Statoil relativt lik utvikling i egenkapitalprosenten. Egenkapitalprosenten har ikke variert i særlig grad for hverken bransjen eller Statoil, men bransjen ligger litt over Statoil i hele analyseperioden. I gjennomsnitt ligger egenkapitalprosenten til Statoil på 37 % mens den for bransjen ligger på 45 %, hvilket taler for god soliditet sett opp mot en generell benchmark. Videre avdekker analysen at gjeldsgearingen i bransjen og Statoil har vært relativ jevn. Samlet sett konkluderes det med at Statoil sin soliditet er god, men litt under bransjegjennomsnittet.

6.2.2 Netto driftsrentabilitet

En analyse av netto driftsrentabilitet avdekker avkastningen på driften til en virksomhet og er således et mål på lønnsomhet (Knivsflå, 2017h). Driftsrentabiliteten er en viktig indikasjon på utviklingen til egenkapitalen og dermed et viktig rentabilitetstall i en soliditetsanalyse. Som det fremgår av formelen under beregnes netto driftsrentabilitet som forholdstallet mellom netto driftsresultat og gjennomsnittlig kapital justert for opptjent kapital gjennom året.

$$\text{Netto driftsrentabilitet} = \frac{\text{Netto driftsresultat}}{\text{Netto driftseiendeler}_{1B} + \frac{\Delta NDE - \text{Netto driftsresultat}}{2}}$$



Figur 6-9 Netto driftsrentabilitet Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som vi ser av figur 6-9 er utviklingen i netto driftsrentabilitet veldig lik for Statoil og bransjen for øvrig. Figuren viser at netto driftsrentabilitet har vært synkende siden år 2010/2011, selv om oljeprisen frem til 2014 som påpekt i delkapittel 2.1.9.1 holdt seg på et stabilt høyt nivå. I kapittel 2 påpekte vi at kostnadsnivået i petroleumsbransjen varierer med oljeprisen, og i analysen av Porters fem krefter konkluderte vi at leverandørene har moderat forhandlingsmakt. Dermed kan forklaringen på den synkende netto driftsrentabiliteten i perioden 2010-2013 være et generelt høyere kostnadsnivå for Statoil og komparativ bransje i denne perioden. I tider med høy oljepris øker også innkjøpskostnadene fra underleverandørene. Nedgangen i netto driftsrentabilitet fra år 2014 til 2016 må sees i sammenheng med den kraftige nedgangen i oljepriser i samme periode som vist i figur 2-7 i kapittel 2.1.9.1. I 2016 var netto driftsrentabilitet på 1,43 % og 2 % for henholdsvis Statoil og bransjen. Trenden for 2017T er imidlertid oppadgående igjen.

I gjennomsnitt ligger netto driftsrentabilitet for Statoil og bransjen på henholdsvis 17,61 % og 15 %, men denne snittberegningen må tolkes varsomt med bakgrunn i at oljebransjen er volatil av natur gjennom variasjonen i olje- og gasspriser. I kapittel 8 – analyse av lønnsomhet vil vi ytterligere undersøke driftsrentabiliteten i Statoil sammenlignet med bransjen, og se nærmere på hvordan forskjellene i driftsrentabilitet kan forklares. Sammenlignet med bransjen konkluderes det med at Statoil sin soliditet gjennom netto driftsrentabilitet er god.

6.2.3 Kapitalstruktur

En analyse av kapitalstrukturen synliggjør hvordan eiendelene i en virksomhet er finansiert på et gitt tidspunkt (Knivsflå, 2017h). Kapitalstrukturen analyseres ved hjelp av en

finansieringsmatrise der de ulike eiendelsklassene er rangert vertikalt på venstre side etter illikviditet, mens kapitalen er rangert horisontalt etter hvor langsiktig den er. Det er ønskelig at mest mulig av kapitalen er finansiert med egenkapital, minoritetsinteresser og langsiktig driftsrelatert gjeld da dette er de rimeligste og minst risikable finansieringskildene. Som hovedregel ønsker man at kapitalen skal være finansiert gjennom langsiktige forpliktelser fremfor kortsiktige. Desto mer av kapitalen som er finansiert gjennom egenkapitalen, desto mindre risiko er det knyttet til finansieringen av kapitalen.

I tabell 6-4 og 6-5 nedenfor presenteres kapitalstrukturen til Statoil per 2017T i henholdsvis absolutte og prosentvise verdier. Tabell 6-6 viser kapitalstrukturen til bransjen per 2017T i prosent.

Kapitalstruktur	Statoil i absolutte tall						
	EK	MI	LDG	LFG	KDG	KFG	TE
DAM	39263	29	27138	12211			78642
FAM				5487			5487
DOM				3852			3852
FOM				6232	13131	5508	24875
TK	39263	29	27138	27783	13131	5508	112856

Tabell 6-4 Kapitalstruktur Statoil 2017T absolutte tall

Kapitalstruktur	Statoil i prosent						
	EK	MI	LDG	LFG	KDG	KFG	TE
DAM	49,9 %	0,0 %	34,5 %	15,5 %	0,0 %	0,0 %	69,7 %
FAM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	100,0 %	0,0 %	0,0 %	4,9 %
DOM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	100,0 %	0,0 %	0,0 %	3,4 %
FOM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	25,1 %	52,8 %	22,1 %	22,0 %
TK	34,8 %	0,0 %	24,0 %	24,6 %	11,6 %	4,9 %	100,0 %

Tabell 6-5 Kapitalstruktur 2017T Statoil i prosent

Som det fremgår av tabellene over finansierer Statoil rett under 50 % av sine driftsrelaterte anleggsmidler med egenkapital, mens de øvrige 50 % finansieres med langsiktig gjeld. Dette er en lite risikabel og gunstig finansieringsmåte. Videre ser vi også at de langsiktige finansielle anleggsmidlene samt de driftsrelaterte omløpsmidlene finansieres med langsiktig finansiell gjeld, hvilket er positivt. Finansielle omløpsmidler er 25 % finansiert langsiktig, mens gjenværende 75 % dekkes av kortsiktig driftsrelatert og finansiell gjeld. Totalt sett anses det som positivt at Statoil dekker 35 % av sine eiendeler med egenkapital, mens nesten 75 % dekkes av en kombinasjon av egenkapital og langsiktig gjeld. Kun 17 % av eiendelene finansieres med kortsiktig gjeld og dermed konkluderes det at kapitalstrukturen i Statoil isolert sett er god.

Kapitalstruktur	Bransje i prosent						TE
	EK	MI	LDG	LFG	KDG	KFG	
DAM	58,8 %	1,4 %	24,1 %	15,8 %	0,0 %	0,0 %	77,2 %
FAM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	100,0 %	0,0 %	0,0 %	1,0 %
DOM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	53,6 %	46,4 %	0,0 %	7,5 %
FOM	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	81,5 %	18,5 %	14,3 %
TK	45,4 %	1,1 %	18,6 %	17,2 %	15,1 %	2,7 %	100,0 %

Tabell 6-6 Kapitalstruktur bransje 2017T i prosent

Som vi ser av tabell 6-6 dekker bransjen nesten 59 % av de driftsrelaterte anleggsmidlene med egenkapital, hvilket er noe høyere enn Statoil. Resten dekkes i likhet med Statoil gjennom langsiktig gjeld. Videre ser vi at alt av finansielle anleggsmidler dekkes gjennom langsiktig finansiell gjeld. Driftsrelaterte omløpsmidler dekkes omtrentlig like mye av langsiktig finansiell gjeld som kortsiktig driftsrelatert gjeld, mens finansielle omløpsmidler dekkes i sin helhet av kortsiktig gjeld. Totalt sett har bransjen en litt bedre kapitalstruktur enn Statoil gjennom at egenkapitalen finansierer 45 % av eiendelene sammenlignet med 35 % i Statoil. Men samlet sett finansierer egenkapital og langsiktig gjeld 81 % av eiendelene i bransjen sammenlignet med 83 % i Statoil. Konklusjonen at Statoil sin kapitalstruktur er like bra som bransjen

6.2.4. Oppsummering soliditetsanalyse

Soliditetsanalysen har vist at den langsiktige risikoprofilen er relativt lik for både Statoil og bransjen for øvrig. Statoil hadde en egenkapitalprosent som lå litt under bransjegjennomsnittet, men allikevel på et høyt jevnt nivå. Analysen av netto driftsrentabilitet viste en nærmest identisk utvikling for Statoil og bransjen for øvrig hvor variasjonene i nivået på oljeprisen viste tydelige utslag i nettodriftsrentabilitet til Statoil og bransjen for øvrig. Videre var det marginal forskjell mellom Statoil og bransje hva gjelder kapitalstrukturen og tilhørende finansieringsrisiko, hvor det i begge tilfeller konkluderes at kapitalstrukturen var solid. På bakgrunn av soliditetsanalysen konkluderes det med at både bransje og Statoil er godt rustet til å stå imot fremtidige tap.

6.3 Oppsummering risikoanalyse – syntetisk rating

Avslutningsvis i kapittel 6 er det relevant å oppsummere funnene i den kortsiktige likviditetsrisikoanalysen og den langsiktige soliditetsrisikoanalysen gjennom å sette en samlet karakter på risikoen til selskapet. Denne metoden kalles syntetisk rating. Det fundamentale rammeverket til Knivsflå tar utgangspunkt i fire forholdstall som legges til grunn for karaktersetningen, nemlig likviditetsgrad 1, rentedekningsgrad, egenkapitalprosent i forhold til total kapital og netto driftsrentabilitet. Videre legger Knivsflå ratingsystemet til ratingbyrået til

Standard and Poor's til grunn for å gi selskapet som analyseres en samlet risikokarakter.

Forslaget til rating fra Knivslå (2017h) er presentert i tabell 6-7 under.

Rating	Likviditetsgrad 1	Rentede kningsgrad etter skatt	Egenkapitalandel i %	Netto driftsrentabilitet
AAA	11,600	16,900	0,940	0,350
	8,900	11,600	0,895	0,308
AA	6,200	6,300	0,850	0,266
	4,600	4,825	0,755	0,216
A	3,000	3,350	0,660	0,166
	2,350	2,755	0,550	0,131
BBB	1,700	2,160	0,440	0,096
	1,450	1,690	0,380	0,082
BB	1,200	1,220	0,320	0,068
	1,050	1,060	0,270	0,054
B	0,900	0,900	0,220	0,040
	0,750	0,485	0,175	0,026
CCC	0,600	0,070	0,130	0,012
	0,550	-0,345	0,105	-0,002
CC	0,500	-0,760	0,080	-0,016
	0,450	-1,170	0,030	-0,030
C	0,400	-1,580	-0,020	-0,044
	0,350	-1,995	-0,100	-0,058
D	0,300	-2,410	-0,180	-0,072

Tabell 6-7 Syntetisk rating Knivslå (2017h)

Tabell 6-7 har vi lagt til grunn i beregningen av den syntetiske ratingen til Statoil og bransjen for øvrig. Resultatene av den syntetiske ratingen er presentert nedenfor i tabell 6-8 og 6-9 nedenfor.

Syntetisk rating Statoil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Tidsvektet gjennomsnitt
Likviditetsgrad 1	1,04	1,34	1,16	1,12	1,43	1,47	1,92	1,58	1,54	1,47
Rating	B	BB	BB	BB	BB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB
Rentede kningsgrad	8,66	12,57	11,98	13,34	11,81	6,30	2,42	1,22	4,58	6,87
Rating	AA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA	BBB	BB	A	AA
Egenkapitalandel	35,3 %	35,0 %	36,9 %	40,6 %	40,0 %	39,1 %	37,2 %	34,1 %	34,8 %	36,8 %
Rating	BB	BB	BB	BBB	BBB	BBB	BB	BB	BB	BB
Netto driftsrentabilitet	25,6 %	36,0 %	27,3 %	27,8 %	15,3 %	10,8 %	4,0 %	1,4 %	10,4 %	14,1 %
Rating	AA	AAA	AA	AA	A	BBB	B	CCC	BBB	A
Sum	BBB	A	A	A	A	A	BB	BB	BBB	BBB

Tabell 6-8 Syntetisk rating Statoil år 2009 – 2017T

Syntetisk rating bransje	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Tidsvektet gjennomsnitt
Likviditetsgrad 1	1,16	1,14	1,13	1,20	1,14	1,17	1,22	1,14	1,19	1,17
Rating	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB
Rentede kningsgrad	18,13	19,28	19,20	14,47	13,71	10,06	2,39	1,89	4,94	11,29
Rating	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AA	BBB	BBB	AA	AA
Egenkapitalandel	45,3 %	43,6 %	44,8 %	47,1 %	47,2 %	45,5 %	45,2 %	44,5 %	46,1 %	45,6 %
Rating	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB
Netto driftsrentabilitet	17,7 %	26,0 %	30,1 %	21,6 %	16,0 %	13,7 %	3,5 %	2,2 %	6,8 %	12,5 %
Rating	A	AA	AA	A	A	A	B	CCC	BB	BBB
Sum	A	A	A	A	A	A	BB	BB	BBB	BBB

Tabell 6-9 Syntetisk rating Bransje år 2009 – 2017T

Som det fremgår av tabell 6-8 og 6-9 har både Statoil og bransjen en samlet tidsvektet gjennomsnittsrating på BBB. Dette innebærer at det både for bransje og Statoil gjelder en konkurssannsynlighet på ca. 0.26 % i henhold til kredittvurderingene fra Standard and Poor's. Til sammenligning er den offisielle ratingen til Statoil fra Standard and Poor's i skrivende stund A, hvilket betyr at våre anslag er noe pessimistiske (Statoil, 2016). Imidlertid kan det argumenteres for at vår kredittrating på BBB i fremtiden kan bli en realitet for Statoil hvis man hensyntar den fremtidige utviklingen i oljeindustrien. Som følge av en gradvis omlegging av energisammensetningen mot fornybar energi som påpekt i kapittel 2, og påfølgende lavere oljepris er det ikke utenkelig at Statoil på sikt vil kunne oppleve en nedgradering til BBB fra dagens nivå på A. Trusselen fra fornybar energi som substitutt for olje- og gassprodukter som påpekt i SWOT-analysen i kapittel 4, vil dermed i fremtiden kunne utgjøre mye av grunnlaget for kredittvurderingen til Statoil.

Hva gjelder ratingen av de ulike forholdstallene i analysen er det ingen store variasjoner mellom Statoil og bransjen. Ratingen av rentedekningsgrad ender på AA for begge, mens Statoil har noe bedre netto driftsrentabilitet på A, mens bransjen har BBB. En liten forskjell finner man også i ratingen av likviditetsgrad 1 og egenkapitalandel hvor bransjen oppnår henholdsvis karakter BB og BBB, mens Statoil oppnår henholdsvis karakter BBB og BB. Totalt sett blir imidlertid risikobildet helt likt, og etter gjennomføring av den syntetiske ratingen konkluderes det med at Statoil og bransjen har lik risikoprofil. For både bransjen og Statoil har ratingen gjennomgående vært høye siden 2009, men i takt med fallet i oljeprisen har man i perioden 2014-2016 opplevd litt fallende rating. Det konkluderes at den syntetiske ratingen viser lav kredittrisiko for både Statoil og bransjen generelt.

7. Historiske avkastningskrav

I kapittel 7 skal vi beregne de historiske avkastningskravene til Statoil. I henhold til Knivsflå (2017i) blir avkastningskravene anvendt til to formål, nemlig som en målestokk for rentabilitet eller som en diskonteringsrente for å vurdere verdien av et selskap. Videre påpekes det at en virksomhet fra et investorperspektiv kun er lønnsom dersom avkastningen på egenkapitalen er større enn det tilhørende egenkapitalkravet. Avkastningskravet gir dermed informasjon om lønnsomheten i selskapet.

7.1 Egenkapitalkrav

For å beregne avkastningskravet til egenkapitalen kan man i henhold til Knivsflå (2017i) benytte seg av faktormodellen og kapitalverdimodellen. Faktormodellen legger til grunn at

investoren i et marked i likevekt kun får betalt for å bære systematisk risiko, altså risiko som vi innledningsvis i kapittel 6 presenterte som risiko som man ikke kan diversifisere bort. Faktormodellen gir oss den alternative avkastningen til en investering. Den alternative avkastningen representerer dermed hva en investor minst må kunne forvente å få i avkastning på den gjeldende investeringen. Faktormodellen er vist nedenfor.

$$k = r_f + \beta * (r_F - r_f)$$

k = krav til alternativ avkastning, r_f = risikofri rente, β = beta, $(r_F - r_f)$ = faktorrisikopremie

Det er viktig å påpeke at faktormodellen legger til grunn at det generelt kan være flere systematiske risikofaktorer utover markedsrisiko, herunder markedssvikt og illikviditet. Dette er et viktig skille mellom faktormodellen og kapitalverdimodellen som utredes i neste avsnitt.

I henhold til Kaldestad & Møller (2016) legger kapitalverdimodellen (CAPM) til grunn at kapitalmarkedene er perfekte, og at investorene dermed kun får betalt for å bære systematisk risiko. Systematisk risiko inkluderer kun markedsrisiko, i motsetning til faktormodellen hvor eksempelvis markedssvikt eller illikviditet også kan inngå i systematisk risiko.

Kapitalverdimodellen er vist nedenfor.

$$Ekk = r_f + \beta_{ek} * (r_m - r_f)$$

ekk = kravet til egenkapital, r_f = risikofri rente, $(r_m - r_f)$ = markedets risikopremie = mrp , β_{ek} = egenkapitalbeta

Damodaran (2012) definerer egenkapitalbetaen (β_{ek}) som kovariansen mellom selskapets aksje og markedsporteføljen, altså hvor utsatt aksjen er for systematisk risiko.

Siden egenkapitalrentabiliteten er en nominell rente etter skatt må sammenligningsgrunnlaget også være nominelle rente etter skatt. Derfor fremheves det at risikofri rente er beregnet etter skatt der skattesatsen er selskapsskattesatsen, og følgelig blir også markedspremien, altså differansen mellom avkastning på markedsporteføljen og risikofri rente, beregnet etter skatt.

Knivsflå (2017i) kommer i sitt rammeverk frem til en anvendelse av kapitalverdimodellen med en tilhørende illikviditetspremie for å beregne avkastningskravet til egenkapitalen. Dette skyldes at det antas at markedet ikke er helt «perfekt», og at full diversifisering dermed ikke er optimalt. Illikviditet blir dermed en ekstra risikopremie for investoren som følge av markedssvikten. Da vi følger rammeverket til Knivsflå i denne verdivurderingen legger vi følgende formel til grunn i utregningen av egenkapitalkravet.

$$Ekk = r_f * (1 - s) + \beta_{ek} * mrp + ilp_{ek}$$

Før egenkapitalkravene kan beregnes må vi anslå estimater på risikofri rente etter skatt, markedets risikopremie, egenkapitalbetaen samt illikviditetspremien. Dette gjøres i de påfølgende delkapitlene.

7.1.1 Risikofri rente

I teorien finnes det ingen klare føringer for hvilke renter som skal inngå som risikofri rente i kapitalverdimodellen. Den risikofrie renten er som kjent avkastningen på et aktivum uten risiko, typisk omtalt som bankrente. Damodaran (2012) fremhever at den risikofrie avkastningen innebærer at investoren alltid vet nøyaktig hva avkastningen blir, hvilket innebærer at faktisk avkastning alltid er lik forventet avkastning. Videre påpeker Damodaran (2012) at for at en investering skal være risikofri må den oppfylle to kriterier; nemlig kriteriet om at det ikke kan eksistere noen som helst form for konkursrisiko, og at det ikke finnes såkalt reinvesteringsrisiko. Damodaran (2012) konstaterer at det kun er statsobligasjoner som oppfyller dette. Problemet med statsobligasjoner er imidlertid at de også vil ha en viss kredittrisikopremie, selv om det er svært lite sannsynlig at en stat faktisk kan gå konkurs eller misligholde sine betalingsforpliktelser. I henhold til Norges Bank (2017) ligger 3-årig, 5-årig og 10-årig norske statsobligasjoner i skrivende stund på henholdsvis 0.61 %, 0.84 % og 1.33 %

Knivsflå (2017i) presenterer i sitt rammeverk 3 måneders effektiv Nibor-rente som mål på risikofri rente etter skatt. 3 måneders Nibor-rente er den korte lånerenten mellom norske banker. Det kan stilles spørsmål ved om denne renten er det mest korrekte bilde på risikofri rente. PwC gjennomførte i 2016 en undersøkelse blant medlemmer av Norges finansanalytikerforening med det formål å kartlegge risikopremien i det norske markedet. Av undersøkelsen fremgikk det at den tiårige statsobligasjonen i størst grad brukes som mål på risikofri rente i Norge (PwC, 2016). Imidlertid er det slik at verdsettelsen av Statoil i denne oppgaven baseres på det fundamentale rammeverket til Knivsflå, og dermed velger vi å bruke 3 måneders Nibor-rente, med fradrag for en kort risikopremie basert på gjennomsnittlig AA rating i bank og selskapsskattesatsen for de ulike årene.

Tabell 7-1 viser utregningen av den risikofrie renten som blir lagt til grunn i de senere beregningene i dette kapittelet. Utviklingen i Nibor er hentet fra Oslo Børs (2017).

Risikofri rente	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
NIBOR 3 mnd	NIBOR	0,025	0,025	0,029	0,022	0,018	0,017	0,014	0,011	0,013	0,019
Kredittisikopremie	krp	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005
Skatt	sk	-0,005	-0,005	-0,007	-0,005	-0,003	-0,003	-0,002	-0,001	-0,002	-0,004
Risikofri rente etter skatt	rf	0,014	0,014	0,017	0,012	0,009	0,008	0,007	0,004	0,006	0,010

Tabell 7-1 Risikofri rente år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabellen ligger gjennomsnittlig risikofri rente etter skatt over analyseperioden på ca. 1 %, noe som må anses som svært lavt. Nibor-renten har vært fallende over hele perioden. Forklaringen ligger i et generelt svært lavt rentenivå de seneste årene. Hadde man lagt til grunn renten på 10-årige norske statsobligasjoner ville den risikofrie renten etter skatt være noe høyere. Faren ved å legge til grunn den svært lave Nibor-renten er at vi underestimerer de historiske kravene til Statoil, hvilket vil kunne ha negativ påvirkning på fremtidskravene da disse baseres på de historiske avkastningskravene. Dersom kravene blir underestimert vil superrentabiliteten overvurderes, noe som i bunn og grunn ender i en overestimering av verdiestimatet vårt.

7.1.2 Markedets risikopremie

I henhold til Penman (2013) kan markedets risikopremie defineres som differansen mellom markedets avkastning og risikofri rente. Markedets risikopremie er dermed et bilde på investoren sin kompensasjon for å påta seg systematisk risiko.

$$mrp = r_m - r_f^* (1-s)$$

mrp = markedets risikopremie, r_m = markedsavkastning, $r_f^*(1-s)$ = risikofri rente etter skatt

Damodaran (2012) har beregnet markedets risikopremie over to terminer basert på markedets meravkastning i forhold til risikofrie statsobligasjoner. Den lange terminen er basert på observasjoner mellom 1958 og 2015, mens den korte terminen er basert på observasjoner i årene 1995 til 2015. Knivsflå (2017i) har i sitt kurs valgt å normalisere markedets risikopremie med 33 % vekt på intervallet mellom 1958-2017 og 67 % vekt på intervallet fra 1995-2017. Ved å følge Knivsflå sin vekting ender vi opp med en gjennomsnittlig markedsrisikopremie på 4,8 % i snitt, og 5,1 % for 2017T. En markedsrisikopremie på omtrentlig 5 % er konsistent med det som fremkommer av PwC (2016) sin undersøkelse i samarbeid med Norges finansanalytikers forening. Våre beregninger er vist i tabell 7-2 under.

Markedets risikopremie	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Kortsiktig perspektiv	kp	0,040	0,039	0,036	0,040	0,042	0,041	0,042	0,041	0,042	0,040
Vekt	2/3	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667	0,667
Langsiktig perspektiv	lp	0,060	0,060	0,062	0,064	0,067	0,066	0,066	0,067	0,068	0,064
Vekt	1/3	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333
Markedets risikopremie	mrp	0,047	0,046	0,045	0,048	0,050	0,049	0,050	0,050	0,051	0,048

Tabell 7-2 Markedets risikopremie år 2009 – 2017T

7.1.3 Illikviditetspremie

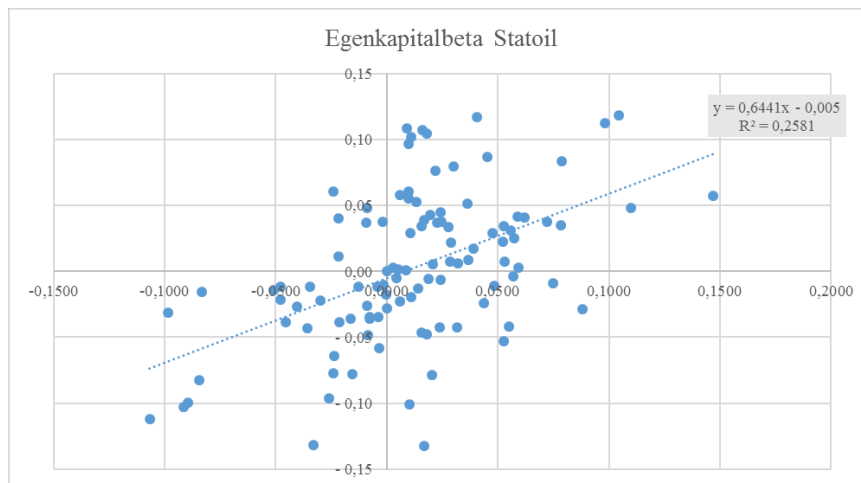
Som vi påpekte i delkapittel 7.1.1 forutsetter kapitalverdimodellen perfekte markeder. Da det mest sannsynlig alltid vil være en viss form for markedssvikt er det hensiktsmessig å bygge inn en likviditetspremie i modellen. Knivsflå (2017i) benytter seg av beste skjønn i fastsettelsen av denne premien. Imidlertid er det slik at Statoil er en av de mest omsatte aksjene på Oslo Børs i henhold til Nordnet (2017) og dermed synes vi det er passende å fastsette illikviditetspremien til 0 %. For minoritetene har vi basert på skjønn fastsatt illikviditetspremien til 2 % da disse i henhold til Knivsflå (2017i) er noe mer innelåst fordi datterselskapene ikke er børsnoterte.

7.1.4 Egenkapitalbeta

Damodaran (2012) definerer egenkapitalbetaen som kovariansen, altså samvariasjonen, mellom markedsporteføljen og den gjeldende aksjen. Dersom en aksje har en beta på 1 er aksjen perfekt korrelert med markedsporteføljen. En beta større enn 1 tilsier at aksjen bærer noe mer systematisk risiko og er mer utsatt for systematiske svingninger enn markedsporteføljen. Dersom betaen er under 1 betyr dette at aksjen bærer mindre systematisk risiko enn markedsporteføljen og dermed er mindre utsatt for markedssvingninger. Beta lik 0 tilsier at aksjen er risikofri og dermed gir avkastning lik risikofri rente.

I henhold til Knivsflå (2017i) kan egenkapitalbetaen til børsnoterte selskap estimeres på bakgrunn av historiske kursdata forutsatt at det finnes gode nok kursdata. For Statoil er dette uproblematisk og følgelig har vi benyttet oss av kursdata hentet fra Yahoo Finance (2017a) for å estimere egenkapitalbetaen over analyseperioden. Dette er gjort ved å gjennomføre en regresjonsanalyse med avkastningen for Statoil på Oslo Børs som avhengig variabel og avkastningen på selve børsindeksen (Yahoo Finance, 2017a) som uavhengig variabel. Videre er alle de komparative selskapene børsnoterte hvilket betyr at vi har gjennomført tilsvarende regresjonsanalyser for BP, Total, Shell og ExxonMobil mot deres respektive hjemmehørende børser. Stigningstallene i regresjonsanalysene gir oss dermed estimatene på egenkapitalbetaene.

Resultatet av regresjonsanalysene er sammenfattet i figur 7-1 og tabell 7-3 under.



Figur 7-1 Avkastning Statoil vs. Oslo Børs

Linear Regression	
Regression Statistics	
R	0,50806
R-Squared	0,25813
Adjusted R-Squared	0,25092
S	0,04863
MSE	0,24358
RMSE	0,49354
PRESS	0,25181
PRESS RMSE	0,04897
Predicted R-Squared	0,23307
N	105
Avkastning Statoil = - 0,00505 + 0,64435 * Avkastning OSEBX	

	Coefficient	Standard Error	LCL	UCL	t Stat	p-value
Intercept	-0,00505	0,00492	-0,01481	0,00471	-1,02622	0,30719
Avkastning OSEBX	0,64435	0,10763	0,43088	0,85782	5,98647	3,15741E-8

Tabell 7-3 Egenkapitalbeta Statoil

Som det fremgår av tabellen over gir regresjonsanalysen oss en egenkapitalbeta på 0.644 for Statoil over analyseperioden fra 2009 til november 2017. Dette betyr at historisk har Statoil steget med 0.644 % når børsen har steget med 1%, altså svinger Statoil-aksjen historisk sett litt mindre enn Oslo Børs. Modellen har en forklaringskraft på ca. 26 % hvilket betyr at vi kan forklare 26 % av svingningene i Statoil sin aksjekurs med svingninger i hovedindeksen på Oslo Børs.

Imidlertid er antakelsene i henhold til Knivsflå (2017i) at egenkapitalbetaen over tid antas å gå mot 1. Ved å justere for dette estimatet normaliseres beta-verdien og estimatet blir følgelig mindre ekstremt. Justeringen av beta er vist i formelen nedenfor

$$\beta^* = \frac{2}{3} * \beta + \frac{1}{3} * 1,000$$

β^* = justert beta, β = ujustert beta fra regresjonanalysen

Tabell 7-4 viser de justerte beta-verdiene for Statoil og de komparative selskapene. Da disse ligger nærmere 1 enn de ujusterte betaene vil vi legge de justerte betaene til grunn i de videre beregningene av avkastningskravene.

Justert EK-beta	Statoil	BP	Shell	Total	Exxon
Egenkapitalbeta	0,644	0,425	0,174	0,081	0,694
Egenkapitalbeta justert	0,763	0,617	0,449	0,387	0,796

Tabell 7-4 Justert egenkapitalbeta Statoil og bransje

7.2 Finansielle krav

I de påfølgende delkapitlene skal vi beregne de finansielle kravene til Statoil med tilhørende betaer. Et viktig element i de finansielle kravene er kredittrisikoen, som i henhold til utredningen i kapittel 6 er risikoen for at et selskap misligholder sine finansielle betalingsforpliktelse. Som det ble påpekt i kapittel 6 er kredittrisikoen for långiver en systematisk risikofaktor da denne ikke kan diversifiseres bort. Långiver kompenseres for kredittrisiko gjennom den såkalte kredittrisikopremien som igjen er avhengig av selskapets konkurrisiko. I de neste avsnittene presenteres Statoil sine krav til finansiell gjeld, finansielle eiendeler samt netto driftskapital.

7.2.1 Krav til finansiell gjeld

Kravet til finansiell gjeld består av den risikofrie renten etter skatt og en kredittrisikopremie. Kredittrisikopremien bestemmes ut ifra sannsynligheten for at selskapet går konkurs.

$$fgk = rf * (1-s) + krp_L$$

*fgk = finansielt gjeldskrav, $rf * (1-s)$ = risikofri rente etter skatt, krp_L = langsiktig kredittrisikopremie*

Knivsfå (2017i) tar i sitt rammeverk utgangspunkt i den syntetiske ratingen for å fastsette kredittrisikopremien. Tabellen med kortsiktig og langsiktig kredittrisikopremie er vist i tabell 7-5 under.

Rating	Kort KRP	Lang tillegg	Lang KRP
AAA	0,002	0,004	0,006
AA	0,004	0,004	0,008
A	0,006	0,004	0,010
BBB	0,010	0,004	0,014
BB	0,027	0,004	0,031
B	0,040	0,004	0,044
CCC	0,079	0,004	0,083
CC	0,145	0,004	0,149
C	0,210	0,004	0,214
D	0,276	0,004	0,280

Tabell 7-5 Kortsiktig og langsiktig kreditrisikopremie (Knivsfå, 2017i)

Da Statoil sin finansielle gjeld hovedsakelig består av langsiktig finansiell gjeld har vi lagt til grunn den langsiktige kreditrisikopremien etter skatt. På bakgrunn i den langsiktige kreditrisikopremien etter skatt har vi beregnet kravet til Statoil sin finansielle gjeld som vist i tabell 7-6 under.

Krav til finansiell gjeld	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Syntetisk rating	rating	BBB	A	A	A	A	A	BB	BB	BBB	BBB
Risikofri rente etter skatt	rf	0,014	0,014	0,017	0,012	0,009	0,008	0,007	0,004	0,006	0,009
Kreditrisikopremie	kfp	0,014	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,031	0,031	0,014	0,017
Finansielt gjeldskrav etter skatt fgk		0,028	0,024	0,027	0,022	0,019	0,018	0,038	0,035	0,020	0,026

Tabell 7-6 Krav til finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabell 7-6 var det en gradvis nedgang i det finansielle gjeldskravet til Statoil i perioden 2011 til 2014. På det laveste nivået i 2014 lå det finansielle gjeldskravet på 1.8 %. Imidlertid økte det finansielle gjeldskravet til 3.8 % i 2015. I 2016 lå det finansielle gjeldskravet på 3.5 % mens prognosen for 2017T viser at gjeldskravet vil ligge på 2 %. Vi ser at gjeldskravet i stor grad påvirkes av endringene i den syntetiske ratingen, og det er viktig å bemerke at det finansielle gjeldskravet øker i takt med en nedgang i oljeprisen i perioden 2014-2016.

I gjennomsnitt ligger det vektete finansielle gjeldskravet på 2,6 %. Dette kan virke noe lavt ettersom vi i arbeidet med trailingen i kapittel 5 beregnet en fremskrevet rente på ca. 4.2 % som grunnlag for Statoil sine rentekostnader. I 2016 ligger imidlertid det finansielle gjeldskravet kun på 3.5 %. Dette tyder på at långiverne til Statoil tar et noe større risikopremiepåslag enn det som fremkommer av det finansielle gjeldskravet vi har beregnet. Senere i kapittel 8 vil vi også se at gjeldsrentabiliteten i Statoil som regel ligger over kravet, hvilket bekrefter indikasjonen om at långiverne synes å ta en høyere rente enn kravet. Dermed

kan det stilles spørsmålstegn ved om fremgangsmåten i rammeverket til Knivsfå gir et helt nøyaktig bilde av risikopåslaget til Statoil i beregningen av det finansielle gjeldskravet.

7.2.2 Krav til finansielle eiendeler

I henhold til Knivsfå (2017i) beregnes kravet til finansielle eiendeler gjennom en vektning av kontantkravet, fordringskravet og investeringskravet, som vist i formelen under. Imidlertid har vi lagt til et såkalt hedgekrav fordi Statoil har en del finansielle eiendeler som er ment for å sikre viktige elementer i den daglige driften, eksempelvis sikringer mot rente- og valutasingninger. Forklaringen av hedgekravet følger etter tabell 7-7 under.

$$fek = hk * \frac{HED}{FE} + kk * \frac{KON}{FE} + fk * \frac{FOR}{FE} + ik * \frac{INV}{FE}$$

fek = krav finansielle eiendeler, hk = hedgekrav, kk = kontantkravet, fk = fordringskravet, ik = investeringskravet, HED = hedge, KON = kontanter og kontantekvivalenter, FOR = finansielle fordringer, INV = finansielle investeringer

Beregningene av kontantkravene, fordringskravet og investeringskravet er vist nedenfor.

$kk = rf * (1-s)$, $fk = (rf * (1-s) + krpFOR)$, $krpFOR =$ kredittrisikopremie fordringer, $ik = rf * (1-s) + \beta_{INV} * mrp + ilp$,

$\beta_{INV} =$ investeringsbeta

I utregningen av kravet til finansielle eiendeler ligger det i henhold til Knivsfå (2017i) til grunn at fordringene har rating BBB hvilket gir en kredittrisikopremie på fordringene på 1 %, og at investeringsbetaen blir satt lik 1. Kravet til finansielle eiendeler for Statoil er vist i tabell 7-7 under.

Krav til finansielle eiendeler	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Hedgekrav	hk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Hedgevekt	HED/FE	0,315	0,257	0,332	0,316	0,317	0,399	0,488	0,478	0,596	0,429
Kontantkrav	kk	0,014	0,014	0,017	0,012	0,009	0,008	0,007	0,004	0,006	0,009
Kontantvekt	KON/FE	0,210	0,165	0,198	0,326	0,348	0,305	0,283	0,197	0,167	0,242
Fordringskrav	fk	0,024	0,024	0,027	0,022	0,019	0,018	0,017	0,014	0,016	0,019
Fordringsvekt	FOR/FE	0,475	0,385	0,470	0,358	0,335	0,296	0,229	0,307	0,237	0,317
Investeringskrav	ik	0,060	0,060	0,061	0,060	0,059	0,058	0,057	0,054	0,056	0,058
Investeringsvekt	INV/FE	0,000	0,193	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,019	0,000	0,012
Finansielt eiendelskrav	fek	0,014	0,023	0,016	0,012	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,009

Tabell 7-7 Krav til finansielle eiendeler Statoil år 2009 – 2017T

Av tabell 7-7 kan vi se at hedgevekten er tildelt et hedgekrav på 0. Årsaken til det er at Statoil hedger seg mot svingninger i råvarepriser, valutasingninger og rentenivået dersom disse skulle bevege seg i disfavør Statoil. Disse hedge-elementene har vi følgelig skilt ut på en egen linje i tabellen over, og avkastningskravet er satt til 0 i alle år. Årsaken til at avkastningskravet er satt til null er at en hedge er foretatt for å sikre seg mot svingninger som

vil føre til redusert resultat gjennom driften. Man kan enten hedge seg helt slik at effekten på driften blir nullet ut av hedge-investeringen, eller man kan hedge seg delvis. Vi vet ikke hva som er standard prosedyre hos Statoil, men det er i alle fall forventet at man ikke ønsker avkastning på hedge-produkter da en positiv avkastning på disse investeringene fordrer like store eller større tap i normal drift. At avkastning fra derivater er ansett som unormalt finansresultat fører til at disse inntektene ikke inngår i utregningen av rentabiliteten slik at det blir en konsistent behandling, og riktige tall når vi senere skal se på finansieringsfordelen fra finansielle eiendeler i kapittel 8.7.2.

Som det fremgår av tabellen er investeringsvekten 0 i alle år utenom 2010 og 2016. Dette skyldes at det kun i 2010 og 2016 finnes balanseførte finanselementer som inngår i investeringsvekten, nemlig finansielle investeringer holdt for salg. I henhold til tabell 7-7 over ser vi at det gjennomsnittlige finansielle eiendelskravet til Statoil ligger på 0,9 % i analyseperioden.

7.2.3 Netto finansielt gjeldskrav

Netto finansielt gjeldskrav er det siste finansielle kravet og det beregnes gjennom en vekting av finansielt gjeldskrav og finansielt eiendelskrav.

$$nfgk = fgk * \frac{FG}{NFG} - fek * \frac{FE}{NFG}$$

nfgk = netto finansielt gjeldskrav, fgk = finansielt gjeldskrav, FG = finansiell gjeld, NFG = netto finansiell gjeld, fek = finansielt eiendelskrav, FE = finansielle eiendeler

Krav til netto finansiell gjeld	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Finansielt gjeldskrav etter skatt	fgk	0,028	0,024	0,027	0,022	0,019	0,018	0,038	0,035	0,020	0,026
Finansiell gjeld/netto finansiell gjeld	FG/NFG	-2,723	-2,349	-1,660	-1,644	-2,091	-3,837	-18,119	7,749	7,889	-1,155
Finansielt eiendelskrav	fek	0,014	0,023	0,016	0,012	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,009
Finansielle eiendeler/netto finansiell gjeld	FE/NFG	-3,623	-3,287	-2,621	-2,617	-3,059	-4,769	-18,792	6,592	6,701	-2,142
Finansielt netto gjeldskrav	nfgk	-0,024	0,020	-0,003	-0,005	-0,011	-0,032	-0,574	0,232	0,123	-0,032

Tabell 7-8 Krav til netto finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T

Av tabell 7-8 leser vi at netto finansielt gjeldskrav i gjennomsnitt i perioden ligger på -3.2 %, hvilket innebærer at Statoil i gjennomsnitt har hatt en større andel finansielle eiendeler enn finansiell gjeld. Til dels henger det negative netto finansielle gjeldskravet sammen med det relativt lave finansielle gjeldskravet beregnet i delkapittel 7.2.1. Det negative netto finansielle gjeldskravet i årene 2009, og 2011-2015 skyldes som nevnt innledningsvis at andelen finansielle eiendeler er større enn andelen finansiell gjeld i disse årene, og er således ikke

unormalt. Spesielt finansielle kundefordringer og betalingsmidler øker relativt til finansiell gjeld i disse årene. Vi legger også merke til at netto finansielt gjeldskrav reduseres fra 2016 til 2017 i takt med forventningen om høyere inntjening og bedre finansielle resultater og dermed lavere risiko fra kreditorene sitt ståsted. Resultatøkningen fra 2016 til 2017 er gjengitt i trailingen i kapittel 5 for resultatregnskapet til Statoil i 2017.

Årsaken til at vi i perioder kan se høye vekter skyldes forholdet mellom finansielle eiendeler og finansiell gjeld. Dersom disse er tilnærmet like i størrelse vil nevneren i vektene være små, som fører til høye verdier på vektene. Høye vekter kan videre føre til ekstreme verdier i netto finansielt gjeldskrav, noe vi får se enda tydeligere i kapittel 10.2.4 når vi skal predikere fremtidens netto finansielle gjeldskrav. De videre følgene drøftes i nevnte delkapittel.

7.2.4 Finansiell eiendelsbeta, finansiell gjeldsbeta og netto finansiell gjeldsbeta

I de påfølgende delkapitlene beregnes finansiell eiendelsbeta, finansiell gjeldsbeta og netto finansiell gjeldsbeta. Disse betaene inngår så i beregningen av netto driftskapitalbeta og egenkapitalbetaen.

7.2.4.1 Finansiell gjeldsbeta

Den finansielle gjeldsbetaen beregnes som forholdet mellom markedsrisikodelen multiplisert med kredittrisikopremien dividert på markedsrisikopremien, som vist i formelen under. I henhold til Knivsflå (2017i) finner vi markedsrisikodelen gjennom R^2 , altså forklaringskraften i regresjonen mellom egenkapitalavkastning i Statoil og Oslo Børs vist i delkapittel 7.1.4. Videre justeres R^2 med en passende justeringsfaktor på 1/3 for å gjenspeile gjeldsavkastningen. Markedets risikopremie og kredittrisikopremien har vi allerede beregnet i henholdsvis delkapittel 7.1.2 og 7.2.1

$$\beta_{FG} = \frac{mrd * krp}{mrp}$$

β_{FG} = finansiell gjeldsbeta, mrd = markedsrisikodel, mrp = markedsrisikopremie

Finansiell gjeldsbeta	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Syntetisk rating	rating	BBB	A	A	A	A	A	BB	BB	BBB	BBB
Lang kredittrisikopremie	krp - lang	0,014	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,031	0,031	0,014	0,017
Markedspremien	mrp	0,047	0,046	0,045	0,048	0,050	0,049	0,050	0,050	0,051	0,049
Finansiell gjeldsbeta når mrd=1	krp/mrp	0,300	0,217	0,224	0,208	0,199	0,203	0,620	0,624	0,276	0,351
Markedsrisikodel EK	mrdEK	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258	0,258
Justeringsfaktor til gjeld	faktor	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333	0,333
Markedsrisikodel FG	mrdFG	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Finansiell gjeldsbeta	beta FG	0,026	0,019	0,019	0,018	0,017	0,017	0,053	0,054	0,024	0,030

Tabell 7-9 Finansiell gjeldsbeta Statoil år 2009 – 2017T

Statoil sin finansielle gjeldsbeta er vist i tabell 7-9 over. Vi ser at den i gjennomsnitt over analyseperioden ligger på 0,03.

7.2.4.2 Finansiell eiendelsbeta

I beregningen av betaen til finansielle eiendeler forutsetter vi at kontanter og hedge er risikofrie og at tilhørende betaer dermed settes lik 0. Investeringsbetaen settes lik 1 på samme måte som vi gjorde i beregningen av kravet til finansielle eiendeler i delkapittel 7.2.2. Den eneste betaen som da er ukjent er betaen til fordringene. Denne beregnes som vist i formelen under. Vi benytter samme markedsrisikodel som i beregningen av gjeldsbetaen.

Kreditrisikopremien og markedsrisikopremien er kjent fra før.

$$\beta_{\text{FOR}} = \frac{\text{krpFOR} * \text{mrd}}{\text{mrp}}$$

krpFOR = kreditrisikopremie fordringer, mrd = markedsrisikodel, mrp = markedsrisikopremie

Oppsummert kan vi da beregne betaen til finansielle eiendeler som vist i formelen under.

$$\beta_{\text{FE}} = \beta_{\text{HED}} * \frac{\text{HED}}{\text{FE}} + \beta_{\text{KON}} * \frac{\text{KON}}{\text{FE}} + \beta_{\text{FOR}} * \frac{\text{FOR}}{\text{FE}} + \beta_{\text{INV}} * \frac{\text{INV}}{\text{FE}}$$

β_{FE} = beta finansielle eiendeler, β_{HED} = hedgebeta, β_{KON} = kontantbeta, β_{FOR} = fordringsbeta, β_{INV} = investeringsbeta, HED = hedge, FOR = fordringer, KON = kontanter, INV = investeringer, FE = finansielle eiendeler

Statoil sin finansielle eiendelsbeta er vist i tabell 7-10 under. Den finansielle eiendelsbetaen ligger på 0,018 i snitt over analyseperioden

Finansiell eiendelsbeta	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Rating	rating	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB
Lang kreditrisikopremie	krp-lang	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Lang tillegg	lang	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Kort markedsrisikopremie	krp-kort	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Markedspremien	mrp	0,047	0,046	0,045	0,048	0,050	0,049	0,050	0,050	0,051	0,049
Fordringsbeta når mrd=1	krp/mrp	0,214	0,217	0,224	0,208	0,199	0,203	0,200	0,201	0,197	0,205
Markedsrisikodel	mrd	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Fordringsbeta	beta for	0,018	0,019	0,019	0,018	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,018
Hedgebeta	beta hed	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Hedgevekt	HED/FE	0,315	0,257	0,332	0,316	0,317	0,399	0,488	0,478	0,596	0,429
Kontantbeta	beta kont	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Kontantvekt	KON/FE	0,210	0,165	0,198	0,326	0,348	0,305	0,283	0,197	0,167	0,242
Fordringsbeta	beta for	0,018	0,019	0,019	0,018	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,018
Fordringsvekt	FOR/FE	0,475	0,385	0,470	0,358	0,335	0,296	0,229	0,307	0,237	0,317
Investeringsbeta	beta inv	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
investeringsvekt	INV/FE	0,000	0,193	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,019	0,000	0,012
Finansiell eiendelsbeta	Beta fe	0,009	0,200	0,009	0,006	0,006	0,005	0,004	0,024	0,004	0,018

Tabell 7-10 Finansiell eiendelsbeta Statoil år 2009 – 2017T

7.2.4.3 Netto finansiell gjeldsbeta

Netto finansiell gjeldsbeta kan nå beregnes med bakgrunn i eiendelsbetaen og gjeldsbetaen beregnet i de to foregående delkapitlene.

$$\beta_{NFG} = \beta_{FG} * \frac{FG}{NFG} - \beta_{FE} * \frac{FE}{NFG}$$

β_{NFG} = netto finansiell gjeldsbeta, FG = finansiell gjeld, FE = finansielle eiendeler

Netto finansiell gjeldsbeta til Statoil i analyseperioden er vist i tabell 7-11 under

Netto finansiell gjeldsbeta	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Vektet snitt
Finansiell gjeldsbeta	beta fg	0,026	0,019	0,019	0,018	0,017	0,017	0,053	0,054	0,024	0,030
Finansiell gjeldsvekt	FG/NFG	-2,723	-2,349	-1,660	-1,644	-2,091	-3,837	-18,119	7,749	7,889	-1,155
Finansiell eiendelsbeta	beta fe	0,009	0,200	0,009	0,006	0,006	0,005	0,004	0,024	0,004	0,018
Finansiell eiendelsvekt	FE/NFG	-3,623	-3,287	-2,621	-2,617	-3,059	-4,769	-18,792	6,592	6,701	-2,142
Netto finansiell gjeldsbeta	beta nfg	-0,039	0,614	-0,008	-0,013	-0,018	-0,042	-0,893	0,258	0,161	-0,042

Tabell 7-11 Netto finansiell gjeldsbeta Statoil år 2009 – 2017T

Merk at netto finansiell gjeldsbeta er negativ i årene 2009 og 2011 - 2015. Dette skyldes som nevnt i delkapittel 7.2.2 og 7.2.3 at andelen finansielle eiendeler er større enn finansiell gjeld i Statoil i disse årene. I gjennomsnitt ligger netto finansiell gjeldsbeta til Statoil på -0,042 i analyseperioden.

7.3 Netto driftskapitalbeta og årlig egenkapitalbeta

Miller og Modigliani (1958) slår fast at verdien av alle selskap, med unntak av de som er i finansiell krise, er uavhengig av finansieringssammensetningen, altså andelen egenkapital og gjeld. Dette betyr at betaen til nettodriftskapital vil ligge på konstant samme nivå. Videre fremheves det i utredningen til Miller og Modigliani (1958) at egenkapitalkravet til en virksomhet vil øke i takt med gjeldsgraden til et selskap. Dette er naturlig ettersom økende gjeldsgrad betyr økt finansiell risiko og dermed økte avkastningskrav for investorer. På bakgrunn av dette vil også egenkapitalbetaen øke i takt med gjeldsgraden.

Betaen til nettodriftskapital ligger som påpekt fast over analyseperioden, og dermed benytter vi gjennomsnittlig egenkapitalbeta beregnet i kapittel 7.1.4 og årlig netto finansiell gjeldsbeta beregnet i delkapittel 7.2.4.3 til å beregne årlig beta til netto driftskapital.

Egenkapitalbetaen som ble utredet i delkapittel 7.1.4 viser en gjennomsnittlig egenkapitalbeta for analyseperioden. Ved at netto driftskapitalbeta ligger konstant på samme nivå i henhold til forklaringen i avsnittet over, kan man som Knivsflå (2017i) i sitt rammeverk påpeker beregne

årlig egenkapitalbeta residualt. En forutsetning som ligger til grunn er da at betaen til egenkapitalen er lik betaen til minoritetsinteressene. Beregningene av netto driftskapitalbeta og årlig egenkapitalbeta for Statoil er vist i tabellen under.

$$\beta_{\text{NDK}} = \beta_{\text{EK}} * \frac{\text{EK} + \text{MI}}{\text{NDK}} + \beta_{\text{NFG}} * \frac{\text{NFG}}{\text{NDK}}$$

β_{NDK} = netto driftskapitalbeta, NDK = netto driftskapital, EK = egenkapital, MI = minoritetsinteresser, NFG = netto finansiell gjeld

Netto driftsbeta	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalbeta	β_{EK}	0,720	0,809	0,588	0,619	0,663	0,728	0,798	0,933	0,952	0,763
Egenkapitalvekt	EK/NDK	1,162	1,255	1,404	1,355	1,277	1,161	1,026	0,888	0,879	1,103
Minoritetsbeta	β_{MI}	0,720	0,809	0,588	0,619	0,663	0,728	0,798	0,933	0,952	0,763
Minoritetsvekt	MI/NDK	0,013	0,030	0,042	0,016	0,004	0,001	0,001	0,000	0,000	0,009
Netto finansiell gjeldsbeta	β_{NFG}	- 0,039	0,614	- 0,008	- 0,013	- 0,018	- 0,042	- 0,893	0,258	0,161	- 0,042
Netto finansiell-gjeldsvekt	NFG/NDK	- 0,194	- 0,304	- 0,465	- 0,381	- 0,289	- 0,175	- 0,039	0,096	0,101	- 0,127
Netto driftskapitalbeta	β_{NDK}	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854

Tabell 7-12 Netto driftsbeta Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabell 7-12 øker årlig egenkapitalbeta i perioden 2011 og fremover mot 2017T. Dette skyldes en gradvis og moderat nedgang i egenkapitalprosent i denne perioden som vist i delkapittel 6.2.1 hvilket igjen øker gjeldsgraden og dermed egenkapitalbetaen. Årlig driftskapitalbeta ligger på 0,854 i analyseperioden.

7.4 Egenkapital- og minoritetskrav

På bakgrunn av beregningene av ulike eiendels- og gjeldskrav samt de ulike betaene vi har beregnet i delkapitlene over kan vi beregne egenkapitalkravet og minoritetskravet i Statoil. Som vist i tabell 7-13 ligger det gjennomsnittlige egenkapitalkravet på 4,7 % i analyseperioden. Videre ser vi at egenkapitalkravet har økt i perioden 2014-2016 i takt med nedgangen i oljeprisen som vist i grafen i delkapittel 2.1.9.1. Minoritetskravet ligger 2 % over egenkapitalkravet til majoriteten grunnet den tidligere omtalte illikviditetspremien. Minoritetskravet er vist i tabell 7-14 under.

Egenkapitalkrav	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
NIBOR 3 mnd	NIBOR	0,025	0,025	0,029	0,022	0,018	0,017	0,014	0,011	0,013	0,017
Kreditrisikopremie	krp	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,006	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005
Risikofirente før skatt	rf	0,019	0,020	0,023	0,017	0,012	0,011	0,009	0,006	0,007	0,012
Skatt	sk	-0,005	-0,005	-0,007	-0,005	-0,003	-0,003	-0,002	-0,001	-0,002	-0,003
Risikofirente etter skatt	rf	0,014	0,014	0,017	0,012	0,009	0,008	0,007	0,004	0,006	0,009
Justert beta	β^*	0,720	0,809	0,588	0,619	0,663	0,728	0,798	0,933	0,952	0,786
Risikopremie etter skatt	mrp	0,047	0,046	0,045	0,048	0,050	0,049	0,050	0,050	0,051	0,049
Illikviditetspremie	ilp	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Egenkapitalkrav etter skatt	ek	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047
Utbytte/gevinstskatt	sk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Formueskatt	sk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Egenkapitalkrav før eierskatt	ek	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047

Tabell 7-13 Egenkapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T

Minoritetskrav	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav etter skatt	ekk	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047
Ekstra illikviditetspremie	illp	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
Minoritetskrav etter skatt	mik	0,067	0,071	0,063	0,062	0,062	0,064	0,066	0,071	0,074	0,067
Utbytte-/gevinstskatt	sk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Formuetsatt	sk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Minoritetskrav før eierskatt	mik	0,067	0,071	0,063	0,062	0,062	0,064	0,066	0,071	0,074	0,067

Tabell 7-14 Minoritetskrav Statoil år 2009 – 2017T

7.5 Netto driftskrav og sysselsatt kapitalkrav

De to siste kravene vi trenger å beregne er netto driftskrav og sysselsatt kapitalkrav. Begge disse to kravene inngår i det som kalles WACC – altså det vektete avkastningskravet. Netto driftskrav beregnes ved å vekte egenkapitalkravet, minoritetskravet og kravet til netto finansiell gjeld, som vist i formelen (Knivsflå, 2017i):

$$\text{ndk} = \text{ekk} * \frac{EK}{NDK} + \text{mik} * \frac{MI}{NDK} + \text{nfgk} * \frac{NFG}{NDK}$$

ndk = nettodriftskrav, ekk = egenkapitalkrav, EK = egenkapital, NDK = netto driftskapital, mik = minoritetskrav, MI = minoritetsinteresser, nfgk = netto finansielt gjeldskrav, NFG = netto finansiell gjeld

Netto driftskrav	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav	ekk	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047
Egenkapitalvekt	EK/NDK	1,162	1,255	1,404	1,355	1,277	1,161	1,026	0,888	0,879	1,103
Minoritetskrav	mik	0,067	0,071	0,063	0,062	0,062	0,064	0,066	0,071	0,074	0,067
Minoritetsvekt	MI/NDK	0,013	0,030	0,042	0,016	0,004	0,001	0,001	0,000	0,000	0,009
Netto finansielt-gjeldskrav	nfgk	-0,024	0,020	-0,003	-0,005	-0,011	-0,032	-0,574	0,232	0,123	-0,032
Netto finansiell-gjeldsvekt	NFG/NDK	-0,194	-0,304	-0,465	-0,381	-0,289	-0,175	-0,039	0,096	0,101	-0,127
Netto driftskrav	ndk	0,060	0,061	0,064	0,060	0,057	0,057	0,070	0,067	0,060	0,062

Tabell 7-15 Netto driftskrav Statoil år 2009 – 2017T

Av tabell 7-15 leser vi at gjennomsnittlig netto driftskrav ligger på 6,2 % over analyseperioden. I perioden 2014-2016 økes netto driftskrav fra 5,7 % til 6,7 % og bekrefter dermed trenden i at kravene til Statoil endrer seg ettersom det er endringer oljeprisen. I henhold til Miller-Modigliani (1958) skal netto driftskrav være uavhengig av et selskaps finansiering, og således må variasjonene vi ser skyldes andre faktorer. Noen faktorer som kan føre til variasjoner i netto driftskapital er risikofri rente og estimatet på risikopremien. Disse elementene er grunnlaget for finansielt gjeldskrav etter skatt som igjen er halve grunnlaget for netto finansielt gjeldskrav. Vi ser betydelige endringer i både risikofri rente og estimatet på risikopremien i år 2015 og 2016. Dermed kan vi, selv med variasjoner i netto driftskrav, si med god sikkerhet at Miller-Modigliani-kriteriet er gjeldende.

Normalt sett er netto driftskravet til et selskap mindre enn egenkapitalkravet og større enn det netto finansielle gjeldskravet. Vi ser at dette ikke er tilfellet for Statoil, og nok en grunn er årsaken situasjonen med stor andel finansielle eiendeler i forhold til finansiell gjeld.

Avslutningsvis beregner vi kravet til sysselsatt kapital som vist i formelen under. I likhet med netto driftskrav tar også kravet til sysselsatt kapital utgangspunkt i en vektning av egenkapitalkravet, minoritetskravet, og kravet til netto finansiell gjeld, som vist i formelen under.

$$s\text{kk} = \text{ekk} * \frac{EK}{SSK} + \text{mik} * \frac{MI}{SSK} + \text{nfgk} * \frac{FG}{SSK}$$

s_{sk} = sysselsatt kapitalkrav, e_{kk} = egenkapitalkrav, EK = egenkapital, SSK = sysselsatt kapital, MI = minoriteter, mik = minoritetskrav, nfgk = netto finansielt gjeldskrav, FG = finansiell gjeld.

Tabell 7-16 viser utregningen av Statoil sitt sysselsatte kapitalkrav.

Sysselsatt kapitalkrav	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav	ekk	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047
Egenkapitalvekt	EK/SSK	0,682	0,627	0,633	0,678	0,677	0,634	0,592	0,543	0,524	0,603
Minoritetskrav	mik	0,067	0,071	0,063	0,062	0,062	0,064	0,066	0,071	0,074	0,067
Minoritetsvekt	MI/SSK	0,008	0,015	0,019	0,008	0,002	0,001	0,000	0,000	0,000	0,004
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,028	0,024	0,027	0,022	0,019	0,018	0,038	0,035	0,020	0,026
Finansiell gjeldsvekt	FG/SSK	0,311	0,357	0,348	0,314	0,321	0,366	0,408	0,457	0,476	0,393
Krav til sysselsatt kapital	s_{skk}	0,041	0,042	0,038	0,036	0,035	0,035	0,043	0,044	0,037	0,039

Tabell 7-16 Sysselsatt kapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T

I gjennomsnitt ligger sysselsatt kapitalkrav på 3,9 % i analyseperioden. Nok en gang er det verdt å legge merke til hvordan kravene øker i takt med nedgangen i oljeprisen.

7.6 Oppsummering avkastningskrav

I kapittel 7 har vi beregnet de historiske avkastningskravene til Statoil. Kort oppsummert vises de ulike kravene i tabell 7-17 under.

Oppsummering avkastningskrav Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav	ekk	0,047	0,051	0,043	0,042	0,042	0,044	0,046	0,051	0,054	0,047
Minoritetskrav	mik	0,067	0,071	0,063	0,062	0,062	0,064	0,066	0,071	0,074	0,067
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,028	0,024	0,027	0,022	0,019	0,018	0,038	0,035	0,020	0,026
Netto finansiell gjeldskrav	nfgk	- 0,024	0,020	- 0,003	- 0,005	- 0,011	- 0,032	- 0,574	0,232	0,123	- 0,032
Netto driftskrav	ndk	0,060	0,061	0,064	0,060	0,057	0,057	0,070	0,067	0,060	0,062
Krav til sysselsatt kapital	s _{skk}	0,041	0,042	0,038	0,036	0,035	0,035	0,043	0,044	0,037	0,039
Finansielt eiendelskrav	fek	0,014	0,023	0,016	0,012	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,009

Tabell 7-17 Oppsummering avkastningskrav Statoil år 2009 – 2017T

Med unntak av netto finansielt gjeldskrav har det ikke vært veldig store variasjoner i kravene i de ulike årene i analyseperioden, men vi har allikevel sett enkelte variasjoner i takt med svingninger i oljeprisen og tilhørende endring i driftsresultat. Lavere oljepris senker driftsresultatet, og følgelig øker gjeldskravene samt egenkapitalkravene. Som tidligere nevnt

ligger egenkapitalkravet på 4,7 % i gjennomsnitt, mens netto driftskrav og sysselsatt kapitalkrav ligger på henholdsvis 6,2 % og 3.9 % i gjennomsnitt. Imidlertid er det viktig å påpeke at utregningen av avkastningskravene må tolkes noe varsomt. Blant annet har vi som risikofri rente lagt til grunn en 3 måneders Nibor-rente i henhold til Knivsflå (2017i) sitt rammeverk. Bruk av renten på 10-årige statsobligasjoner som Damodaran (2012) foreslår ville gitt høyere historiske avkastningskrav, og følgelig kan det hende at våre avkastningskrav er noe undervurdert, noe som igjen kan føre til en overvurdert rentabilitetsvurdering i kapittel 8 og følgelig et overvurdert verdiestimat i kapittel 11.

Avkastningskravene vi har beregnet i kapittel 7 vil nå legges til grunn i lønnsomhetsanalysen i kapittel 8.

8. Lønnsomhetsanalyse

I kapittel 6 analyserte vi Statoil sin risiko sammenlignet med bransjen. I kapittel 7 analyserte vi de historiske avkastningskravene, og i kapittel 8 skal vi nå gjennomføre en analyse av Statoil sin rentabilitet og superrentabilitet. Dette er det siste steget i rammeverket for forholdstallsanalyse som ble presentert i kapittel 5.7.

I henhold til Damodaran (2012) defineres rentabiliteten til en kapital som et forholdstall som uttrykker hvor mye kapitalen kaster av seg i form av en prosentvis rente. Gjennom en analyse av rentabilitet kan man analysere lønnsomheten til en virksomhet over tid, og man kan sammenligne virksomheter med hverandre. Eksempler på rentabilitetstall er egenkapitalrentabilitet, netto driftsrentabilitet og sysselsatt kapitalrentabilitet.

$$\text{Rentabilitet} = \frac{\text{Resultat til kapitalen}}{\text{kapitalen}}$$

Knivsflå (2017j) presiserer at resultatet til kapitalen både kan være det fullstendige nettoresultatet eller det normaliserte nettoresultatet. Det normaliserte resultatet er mest relevant for budsjettering og fremskriving og dermed også for verdivurdering, da dette er mer fremtidsrettet. Følgelig har vi tatt utgangspunkt i det normaliserte nettoresultatet i beregningen av rentabiliteten til Statoil og bransjen.

$$\text{Etterskuddsrentabilitet} = \frac{\text{Normalisert nettoresultat}}{IB + \frac{\Delta\text{Kapital} - \text{normalisert nettoresultat}}{2}}$$

Som vi ser av formelen over bruker vi gjennomsnittlig kapital i nevneren justert for opptjent resultat i perioden. Dermed får vi et mål på etterskuddsrentabilitet som kan sammenlignes med de etterskuddsvis avkastningskravene beregnet i kapittel 7. Gjennom en analyse av etterskuddsrentabiliteten sammenlignet med avkastningskravene får vi kvantifisert de strategiske elementene som ble drøftet i kapittel 4. I konklusjonen av analysen av Porters fem krefter kom vi frem til at det i oljebransjen er mulig å oppnå og bevare konkurransefordeler, og at petroleumsbransjen som helhet har en stor bransjefordel. Sammen med funnene i SVIMA-analysen ønsker vi nå å kvantifisere resultatene fra disse analysene. Dersom rentabiliteten er høyere enn kravene genererer Statoil en superrentabilitet og har dermed en såkalt strategisk fordel. Denne strategiske fordel analyseres så nærmere gjennom en dekomponering i driftsfordel og finansieringsfordel.

8.1 Egenkapitalrentabilitet

Innledningsvis beregner vi egenkapitalrentabiliteten for å avdekke om Statoil genererer en superrentabilitet. Som vist i formelen under bruker vi gjennomsnittlig kapital i nevneren justert for opptjent resultat i perioden. Formelen er gjengitt i det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017j).

$$ekr = \frac{NRE}{EK_{IB} + \frac{\Delta EK - NRE}{2}}$$

Ekr = egenkapitalrentabilitet, NRE = nettoresultatet til egenkapitalen, EK = egenkapital

Tabell 8-1 viser egenkapitalrentabiliteten til Statoil over analyseperioden.

Egenkapitalrentabilitet	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto resultat til EK	NRE	6414	7345	10543	10160	7624	5573	1382	211	3806	5078
Justert EK	EK*	32205	30723	38287	48001	54493	58676	52922	40725	35951	44329
Egenkapitalrentabilitet	ekr	19,9 %	23,9 %	27,5 %	21,2 %	14,0 %	9,5 %	2,6 %	0,5 %	10,6 %	12,0 %

Tabell 8-1 Egenkapitalrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabellen hadde Statoil en egenkapitalrentabilitet på over 20 % i perioden 2009-2012, mens den i perioden 2013-2016 sank ned fra 14 % mot 1 %, før prognosen igjen viser en egenkapitalrentabilitet på 11 % i 2017. Vi trekker paralleller til det omgrupperte resultatregnskapet presentert i kapittel 5 og ser at nedgangen i egenkapitalrentabiliteten følger de kraftige nedgangene i driftsresultatet i samme periode. Mesteparten av nedgangen i driftsresultatet i perioden kan som tidligere påpekt tilskrives lavere nivå på prisene til petroleumsproduktene fra 2014 og utover.

Det er viktig å påpeke at egenkapitalrentabiliteten kan være overvurdert som følge av manglende balanseføring/kapitalisering. Som vi gjorde rede for i kapittel 5.5 og 5.5.1 har vi justert for balanseføring av kostnader knyttet til forskning og utvikling, men grunnet for lite informative noteopplysninger fikk vi ikke justert for balanseføring av operasjonelle leiekostnader og kostnadsføring av tørre brønner etter «successful efforts»-metoden. Dermed kan kapitalen være noe undervurdert og følgelig egenkapitalrentabiliteten noe overvurdert.

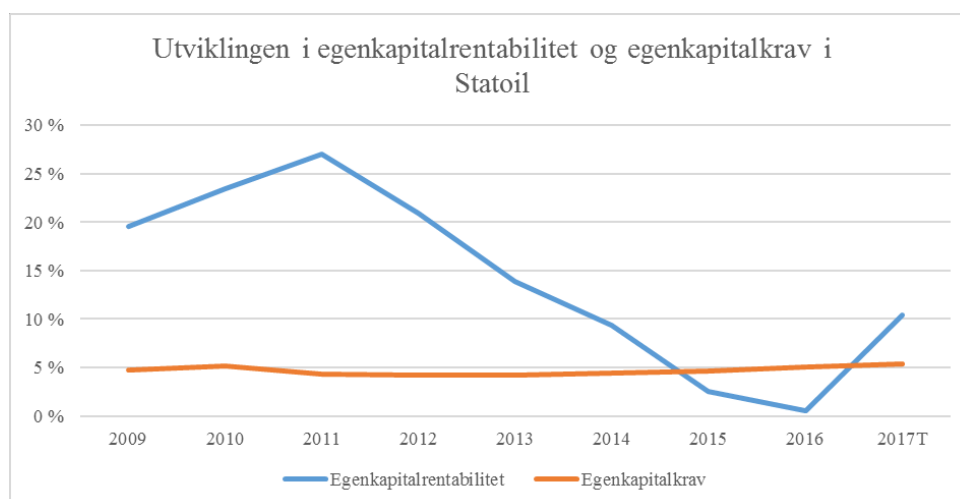
8.1.1 Superrentabilitet

For å kunne avgjøre om Statoil genererer en superrentabilitet og dermed har en strategisk fordel sammenligner vi egenkapitalrentabiliteten beregnet i forrige delkapittel med avkastningskravet til egenkapitalen beregnet i kapittel 7. I tabell 8-2 presenterer vi den strategiske fordelen til Statoil over analyseperioden. Den strategiske fordelen beregnes gjennom å trekke egenkapitalkravet fra egenkapitalrentabiliteten.

Strategisk fordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalrentabilitet	ekr	19,5 %	23,5 %	27,0 %	20,9 %	13,9 %	9,4 %	2,6 %	0,5 %	10,4 %	12,0 %
Egenkapitalkrav	ekk	4,7 %	5,1 %	4,3 %	4,2 %	4,2 %	4,4 %	4,6 %	5,1 %	5,4 %	4,7 %
Strategisk fordel (superrentabilitet) SF = ekr-ekk		14,8 %	18,3 %	22,7 %	16,8 %	9,6 %	5,0 %	-2,1 %	-4,6 %	5,0 %	7,1 %

Tabell 8-2 Strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabellen over har Statoil en strategisk fordel gjennom en superrentabilitet i alle år med unntak av 2015 og 2016. Nok en gang ser vi en parallell mellom utviklingen i oljeprisen presentert i kapittel 2.1.9.1 og utviklingen i superrentabiliteten. I gjennomsnitt ligger den strategiske fordelen på 7,1 % over analyseperioden.



Figur 8-1 Utvikling i egenkapitalrentabilitet og egenkapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T

Som vist i figur 8-1 legger vi merke til at egenkapitalkravet ligger ganske jevnt på gjennomsnittet på 4,7 % i perioden, hvilket betyr at svingninger i egenkapitalrentabiliteten forklarer mesteparten av svingningene i superrentabiliteten i perioden.

For å få ytterligere innsikt i de bakenforliggende årsakene til den strategiske fordelene kan man dekomponere superrentabiliteten i en ekstern bransjefordel og en intern ressursfordel. Den eksterne bransjefordelen beregnes ved å se på differansen mellom egenkapitalrentabiliteten i bransjen og egenkapitalkravet i bransjen. Den interne ressursfordelen beregnes ved å se på differansen mellom egenkapitalrentabiliteten i Statoil og bransjen, mens det siste leddet i den interne ressursfordelen er den såkalte kravfordelen, hvor man analyserer differansen mellom egenkapitalkravet i bransjen og Statoil. Formelen, som er hentet fra det fundamentale rammeverket til Knivsfå (2017b) er oppsummert nedenfor.

$$ekr - ekk = (ekr_B - ekk_B) + (ekr - ekr_B) + (ekk_B - ekk) = \text{ekstern bransjefordel} + \text{«intern ressursfordel»} + \text{egenkapitalkravfordel} = \text{ekstern bransjefordel} + \text{intern ressursfordel}$$

$$ekr = \text{Egenkapitalrentabilitet}, ekk = \text{Egenkapitalkrav}$$

Gjennom dekomponeringen får vi innsikt i om superrentabiliteten skyldes at oljebransjen som helhet gjør det bedre enn kravet, eller om Statoil har noen interne ressurser som selskapet utnytter bedre enn resten av bransjen, og dermed genererer en superrentabilitet. Det kan også være en kombinasjon av den eksterne bransjefordelen og den interne ressursfordelen som generer superprofitten i Statoil.

8.1.2 Ekstern bransjefordel

I analysen av den eksterne bransjefordelen undersøker vi om oljebransjen har en rentabilitet større enn kravet. Den eksterne bransjefordelen gir dermed innsikt i om det finnes forhold som er felles for alle aktører i bransjen som danner grunnlaget for om oljebransjen har en superrentabilitet, altså rentabilitet større enn bransjekravet.

Ekstern bransjefordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalrentabilitet i bransjen	ekrb	16,5 %	21,5 %	25,8 %	18,8 %	15,3 %	12,1 %	3,7 %	2,7 %	8,0 %	11,6 %
Egenkapitalkrav i bransjen	ekkb	3,8 %	4,0 %	4,0 %	3,9 %	3,7 %	3,8 %	3,8 %	4,0 %	4,3 %	4,0 %
Superrentabilitet i bransjen	ekrb-ekkb	12,7 %	17,5 %	21,8 %	14,9 %	11,6 %	8,3 %	-0,2 %	-1,3 %	3,7 %	7,7 %

Tabell 8-3 Ekstern bransjefordel år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabell 8-3 har oljebransjen en superrentabilitet i alle år utenom 2015 og 2016. I gjennomsnitt ligger superrentabiliteten på 7,7 %, men vi ser at i årene med markant oljeprisnedgang i 2015-2016 er superrentabiliteten negativ, altså er den eksterne bransjefordelen negativ disse årene. Egenkapitalkravet i bransjen er relativt stabilt i perioden,

hvilket betyr at det i likhet med Statoil er svingninger i egenkapitalrentabiliteten de ulike årene som forklarer variasjonen i bransjens superrentabilitet. Vi trekker paralleller til konklusjonen av analysen av Porters fem krefter i kapittel 4 der vi konkluderte at det for bransjen som helhet er mulig å oppnå og bevare konkurransefordeler. I de årene med høy oljepris og god inntjening genererer bransjen en superrentabilitet.

8.1.3 Intern ressursfordel

I dette delkapittelet ønsker vi å analysere om Statoil har høyere rentabilitet enn bransjen. Gjennom denne analysen kan vi altså kartlegge om Statoil har interne ressurser som resten av bransjen enten ikke har eller ikke greier å utnytte like effektivt som Statoil. Her er det viktig å se resultatene i lys av konklusjonen i VRIO-analysen som konkluderte med konkurranseparitet for Statoil overfor bransjen. Den interne ressursfordelen kan deles opp i en rentabilitetsfordel og en kravfordel. Tabell 8-4 viser differansen mellom egenkapitalrentabiliteten i Statoil og bransjen over analyseperioden.

Intern ressursfordel - rentabilitetsfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalrentabilitet	ekr	19,5 %	23,5 %	27,0 %	20,9 %	13,9 %	9,4 %	2,6 %	0,5 %	10,4 %	11,8 %
Egenkapitalrentabilitet i bransjen	ekrb	16,5 %	21,5 %	25,8 %	18,8 %	15,3 %	12,1 %	3,7 %	2,7 %	8,0 %	11,6 %
Rentabilitetsfordel	ekr-ekrb	3,0 %	1,9 %	1,2 %	2,2 %	-1,5 %	-2,7 %	-1,1 %	-2,2 %	2,4 %	0,2 %

Tabell 8-4 Rentabilitetsfordel Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser har Statoil en ressursfordel (rentabilitetsfordel) relativt til bransjen i alle år utenom perioden 2013-2016. Imidlertid er rentabilitetsfordelen marginal og i gjennomsnitt ligger rentabilitetsfordelen til Statoil på 0,2 % i analyseperioden. Dette stemmer godt overens med VRIO-analysen som konkluderte med konkurranseparitet.

8.1.4 Kravfordel

Avslutningsvis analyseres kravfordelen, altså differansen mellom egenkapitalkravet i Statoil og bransjen. Et høyere egenkapitalkrav i Statoil tilsier at investorer anser Statoil som en mer risikabel investering enn bransjen for øvrig. Tabell 8-5 oppsummerer kravfordelen over analyseperioden.

Intern ressursfordel - kravfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Egenkapitalkrav i bransjen	ekkb	3,8 %	4,0 %	4,0 %	3,9 %	3,7 %	3,8 %	3,8 %	4,0 %	4,3 %	4,0 %
Egenkapitalkrav	ekkk	4,7 %	5,1 %	4,3 %	4,2 %	4,2 %	4,4 %	4,6 %	5,1 %	5,4 %	4,7 %
Egenkapitalkravfordel	ekkb-ekkk	-1,0 %	-1,1 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,5 %	-0,6 %	-0,8 %	-1,1 %	-1,1 %	-0,8 %

Tabell 8-5 Kravfordel Statoil år 2009 – 2017T

Tabellen viser at egenkapitalkravfordelen til Statoil ligger på -0,8 % i gjennomsnitt, hvilket betyr at investorer anser Statoil som en litt mer risikabel investering enn petroleumsbransjen for øvrig, og dermed krever noe høyere egenkapitalavkastning på en investering i Statoil.

Egenkapitalkravulempen for Statoil er relativt jevn i hele analyseperioden, men vi legger merke til at den øker i perioden 2014-2016 med lavere driftsresultat i Statoil.

8.1.5 Oppsummering strategisk fordel

Tabell 8-6 viser dekomponeringen av Statoil sin superrentabilitet beregnet i kapittel 8.1.1. i den eksterne bransjefordelen og interne ressursfordelen. Som det fremgår av tabellen er det rentabilitetsfordelen i bransjen som er den klart største driveren bak den strategiske fordel til Statoil på 7.1 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Vi legger merke til at funnene stemmer godt overens med funnene i Porters fem krefter der vi frem til at det er mulig å oppnå og bevare konkurransefordeler i bransjen. Vi ser at bransjen har hatt en superrentabilitet i perioden 2009-2014, men vi observerer også av tabellen at superrentabiliteten blir negativ i årene med lavere oljepriser. For 2017T er superrentabiliteten igjen positiv på 4 % og følgelig konkluderes det at bransjens superrentabilitet varierer som tidligere påpekt med olje- og gassprisen.

Analysen av egenkapitalrentabiliteten og den strategiske fordel i Statoil har avdekket at Statoil makter å konkurrere med de komparative selskapene i bransjen. Imidlertid er det slik at Statoil sin strategiske fordel blir negativ i de årene hvor også bransjen som helhet gjør det veldig mye dårligere. I den interne ressursanalysen i kapittel 4 kom vi frem til at Statoil besitter interne ressurser som totalt sett gir en konkurranseparitet, og disse funnene finner vi igjen i analysen av den strategiske fordel gjengitt i tabellen under.

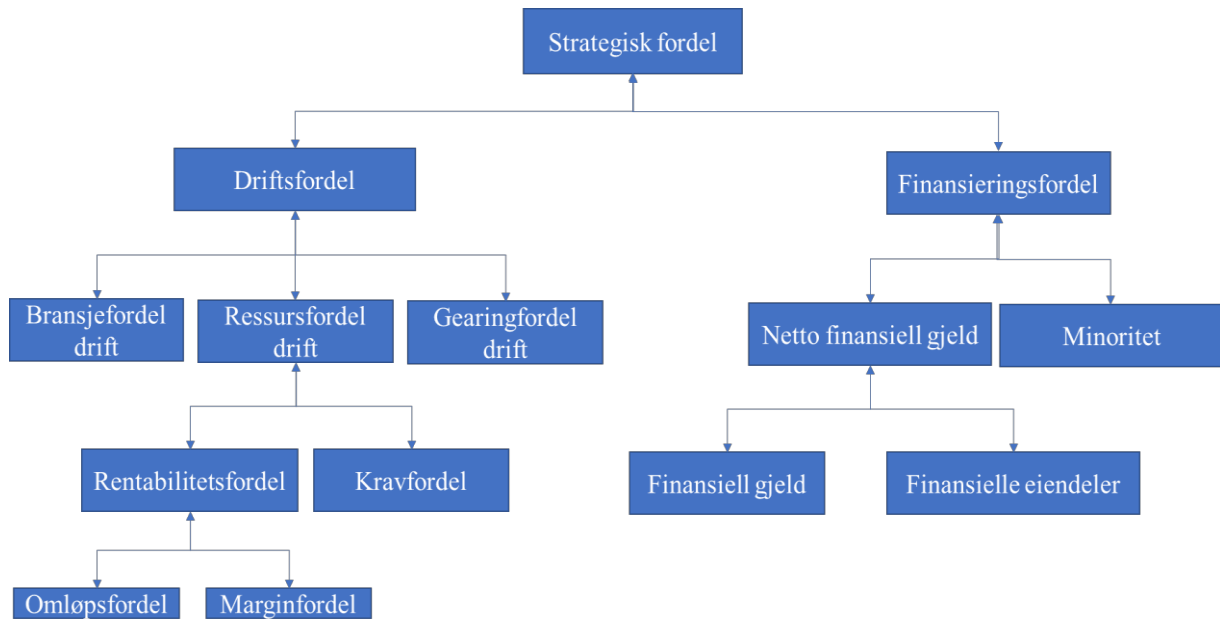
Strategisk fordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Superrentabilitet i bransjen	ekrb-ekkb	12,7 %	17,5 %	21,8 %	14,9 %	11,6 %	8,3 %	-0,2 %	-1,3 %	3,7 %	7,7 %
Rentabilitetsfordel	ekr-ekrb	3,0 %	1,9 %	1,2 %	2,2 %	-1,5 %	-2,7 %	-1,1 %	-2,2 %	2,4 %	0,2 %
Egenkapitalkravfordel	ekkb-ekk	-1,0 %	-1,1 %	-0,3 %	-0,3 %	-0,5 %	-0,6 %	-0,8 %	-1,1 %	-1,1 %	-0,8 %
Strategisk fordel	SF	14,8 %	18,3 %	22,7 %	16,8 %	9,6 %	5,0 %	-2,1 %	-4,6 %	5,0 %	7,1 %

Tabell 8-6 Oppsummering strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T

8.2 Rammeverk for dekomponering av strategisk fordel i driftsfordel og finansieringsfordel

I forrige delkapittel oppsummerte vi den strategiske fordel på 7 % i gjennomsnitt over analyseperioden, fordelt på ekstern bransjefordel og intern ressursfordel. Vi ønsker nå gjennom en dekomponering å analysere ytterligere hva som er kildene til Statoil sin strategiske fordel. I henhold til rammeverket til Knivsflå (2017k) dekomponerer vi den strategiske fordel i en driftsfordel og en finansieringsfordel. Driftsfordelen er den fordel vi kommer til å legge mest vekt på ettersom det i henhold til Knivsflå (2017j) ikke er rimelig å anta at man kan oppnå unormalt høy avkastning på finansmarkedene. Dette er grunnen til at

finansieringsfordelen ikke splittes opp på samme måte som driftsfordelen, da vi antar at det i snitt er lite avvik mellom netto finansielt gjeldskrav og netto finansiell gjeldsrentabilitet.



Figur 8-2 Rammeverk for dekomponering av strategisk fordel Knivsflå (2017k)

8.3 Driftsfordel

Driftsfordelen kan i henhold til Knivsflå (2017k) splittes opp i strategisk driftsfordel og en gearingfordel. Den strategiske driftsfordelen er en ren driftsfordel, mens gearingfordelen bare er en skalering av strategisk driftsfordel. I henhold til formelen under kan den rene driftsfordelen splittes opp videre i en bransjefordel og en ressursfordel. Ressursfordelen kan igjen dekomponeres i en rentabilitetsfordel og en kravsfordel.

$$\text{Strategisk fordel drift (ren driftsfordel)} = ndr - ndk = (ndr_B - ndk_B) + (ndr - ndr_B) + (ndk_B - ndk) = \text{Bransjefordel} + \text{rentabilitetsfordel} + \text{kravsfordel}$$

ndr=netto driftsrentabilitet, ndk=netto driftskapital

8.4 Ren driftsfordel

I henhold til formelen under finner vi Statoil sin netto driftsrentabilitet ved å dele netto driftsresultat på gjennomsnittlig netto driftskapital. Det er viktig å påpeke at vi benytter gjennomsnittlig netto driftskapital i nevneren ettersom utregningen av netto driftsrentabilitet må være konsistent med utregningen av egenkapitalrentabiliteten i kapittel 8.1.

$$ndr = \frac{NDR}{NDK_{IB} + \frac{(\Delta NDK - NDR)}{2}}$$

ndr = netto driftsrentabilitet, NDR = netto driftsresultat, NDK = netto driftskapital, ΔNDK = endring netto driftskapital gjennom året

Etter at netto driftsrentabilitet er beregnet for Statoil, finner vi den strategiske (rene) driftsfordelen ved å subtrahere netto driftskrav som beregnet i kapittel 7.5 fra netto driftsrentabilitet.

Ren driftsfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto driftsrentabilitet	ndr	23,8 %	30,4 %	40,1 %	30,3 %	18,3 %	12,0 %	3,4 %	1,3 %	10,1 %	15,5 %
Netto driftskrav	ndk	6,0 %	6,1 %	6,4 %	6,0 %	5,7 %	5,7 %	7,0 %	6,7 %	6,0 %	6,2 %
Ren driftsfordel	RDF	17,8 %	24,4 %	33,7 %	24,3 %	12,6 %	6,3 %	-3,6 %	-5,5 %	4,1 %	9,2 %

Tabell 8-7 Ren driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T

Av tabell 8-7 ser vi at Statoil har hatt en gjennomsnittlig ren driftsfordel på 9,2 % i analyseperioden. I likhet med tidligere analyser ser vi at den rene driftsfordelen svinger i takt med oljeprisen, og vi legger merke til at den rene driftsfordelen er negativ i årene med størst oljeprisnedgang i år 2015 og 2016.

8.4.1 Bransjefordel drift

Som nevnt i kapittel 8.3 er bransjefordelen en del av dekomponeringen til Statoil sin rene driftsfordel. Bransjefordelen beregnes ved å subtrahere netto driftskravet til oljebransjen fra netto driftsrentabilitet i oljebransjen, som vist i tabell 8-8 under. Dersom det eksisterer en bransjefordel, betyr dette at oljebransjen har høyere netto driftsrentabilitet enn netto driftskrav.

Bransjefordel drift	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto driftsrentabilitet i bransjen	ndrb	21,5 %	25,9 %	33,5 %	24,6 %	18,9 %	14,2 %	4,5 %	2,8 %	7,4 %	14,1 %
Netto driftskravet	ndkb	4,5 %	4,7 %	4,9 %	4,8 %	4,4 %	4,4 %	5,4 %	4,9 %	4,4 %	4,7 %
Bransjefordel drift	BFD	17,0 %	21,2 %	28,7 %	19,8 %	14,5 %	9,8 %	-0,9 %	-2,1 %	3,0 %	9,3 %

Tabell 8-8 Bransjefordel drift år 2009 – 2017T

I henhold til konklusjonen av analysen av Porters fem krefter i kapittel 4 ser vi at det eksisterer en stor bransjefordel på 9,3 % i gjennomsnitt i oljebransjen. Det er mulig å utvikle og bevare midlertidige konkurransefordeler, men disse svinger med oljeprisen. Høye inngangsbarrierer og moderat forhandlingsmakt hos leverandørene er noen av årsakene til at det eksisterer en driftsrelatert bransjefordel i petroleumsbransjen.

8.4.2 Ressursfordel drift

I henhold til Knivsflå (2017k) er det særegne interne ressurser i den enkelte virksomheten som er grunnlaget for om en virksomhet har en ressursfordel relativt til bransjen eller ikke.

Ressursfordelen kan forklares gjennom to aspekter, nemlig en rentabilitetsfordel og en kravfordel. Rentabilitetsfordelen innebærer at Statoil har en høyere netto driftsrentabilitet enn oljebransjen for øvrig. Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet innebærer en eventuell rentabilitetsfordel at Statoil har interne ressurser som bransjen enten ikke har, eller som Statoil utnytter på en mer effektiv måte. Det andre aspektet, nemlig kravfordelen, innebærer at Statoil har et høyere netto driftskrav enn bransjen, og at Statoil således blir ansett som en mer risikofylt investering enn bransjen for øvrig. Tabell 8-9 oppsummerer ressursfordelen til Statoil relativt til bransjen, fordelt på rentabilitetsfordelen og kravfordelen.

Ressursfordel drift	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto driftsrentabilitet	ndr	23,8 %	30,4 %	40,1 %	30,3 %	18,3 %	12,0 %	3,4 %	1,3 %	10,1 %	15,5 %
Netto driftsrentabilitet i bransjen	ndrb	21,5 %	25,9 %	33,5 %	24,6 %	18,9 %	14,2 %	4,5 %	2,8 %	7,4 %	14,1 %
Rentabilitetsfordel	RF	2,3 %	4,5 %	6,6 %	5,7 %	-0,6 %	-2,2 %	-1,1 %	-1,5 %	2,6 %	1,4 %
Netto driftskrav i bransje	ndkb	4,5 %	4,7 %	4,9 %	4,8 %	4,4 %	4,4 %	5,4 %	4,9 %	4,4 %	4,7 %
Netto driftskrav	ndk	6,0 %	6,1 %	6,4 %	6,0 %	5,7 %	5,7 %	7,0 %	6,7 %	6,0 %	6,2 %
Rentekravfordel	KF	-1,6 %	-1,3 %	-1,6 %	-1,2 %	-1,3 %	-1,3 %	-1,6 %	-1,9 %	-1,6 %	-1,5 %
Ressursfordel drift	RFD	0,8 %	3,1 %	5,0 %	4,5 %	-1,9 %	-3,6 %	-2,7 %	-3,4 %	1,1 %	-0,1 %

Tabell 8-9 Oppsummering bransjefordel drift Statoil år 2009 – 2017T

8.4.3 Rentekravfordel og rentabilitetsfordel

Som det fremgår av tabell 8-9 i forrige delkapittel legger vi merke til at Statoil i gjennomsnitt har en rentabilitetsfordel på 1,4 % og en rentekravulempe på -1,5 % over analyseperioden. Dette betyr at Statoil i analyseperioden har en marginalt høyere netto driftsrentabilitet enn bransjen for øvrig, samtidig som investorer anser Statoil som en noe mer risikabel investering enn andre aktører i bransjen. Analysen foretatt i tabell 8-9 over viser at Statoil utnytter sine interne ressurser marginalt bedre enn bransjen for øvrig. Ettersom netto driftsrentabilitetsfordelen i Statoil er marginal er denne analysen i tråd med den interne ressursbaserte analysen i kapittel 4 som konkluderte med konkurranseparitet mellom Statoil og bransjen.

Oppsummert ser vi altså at bransjefordelen var på 9,3 %, mens ressursfordelen samlet sett var på -0,1 % i gjennomsnitt, fordelt på 1,4 % på rentabilitetsfordelen og -1,5 % på kravfordelen. Etter å ha analysert den rene driftsfordelen ser vi altså, i tråd med konklusjonen av porters fem krefter i kapittel 4, at der er bransjefordelen som i aller størst grad er årsaken til at Statoil har en ren driftsfordel på 9,2 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Ressursfordelen, dekomponert i rentabilitetsfordel og kravfordel trekker i motsatt retning, men dog ikke nok til å veie opp for den relativt store bransjefordelen. Rentabilitetsfordelen på 1,4 % vil

analyseres nærmere i de kommende delkapitlene gjennom en dekomponering i margin- og omløpsfordel.

8.4.4 Margin- og omløpsfordel

I de kommende delkapitlene skal vi nærmere undersøke hva som er grunnen til at Statoil har en marginal rentabilitetsfordel på 1,4 % i gjennomsnitt sammenlignet med bransjen. Gjennom en såkalt Du-Pont analyse som er gjengitt i det fundamentale rammeverket til Knivsfå (2017k), dekomponeres rentabilitetsfordelen i en marginfordel og en omløpsfordel. Dekomponeringen i en Du-Pont analyse er gjengitt i formelen under.

$$\text{ndr} = \text{ndm} * \text{onde}$$

ndr = netto driftsrentabilitet, ndm = netto driftsmargin, onde = omløpet til netto driftseiendeler

$$\text{ndr} - \text{ndr}_B = \text{Marginfordel} + \text{omløpsfordel} = (\text{ndm} - \text{ndm}_B) * \text{onde} + (\text{onde} - \text{onde}_B) * \text{ndm}_B$$

8.4.4.1 Marginfordel

I analysen av marginfordelen ønsker vi å undersøke om Statoil har spesielle ressurser som gir selskapet kostnadsfordeler pr krone i driftsinntekt. I Statoil vil eksempler på slike ressurser kunne være lavere lønnskostnader eller for eksempel lavere utviklings- og produksjonskostnader. I henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsfå (2017k), beregnes marginfordelen til Statoil ved å se på differansen mellom netto driftsmargin i Statoil og netto driftsmargin i bransjen, og vekte denne differansen med omløpet til netto driftseiendeler til Statoil. Netto driftsmargin sier noe om netto driftsresultat pr krone omsatt i driftsinntekter, og er dermed et mål på lønnsomhet. Utrekningen av netto driftsmargin er vist i formelen nedenfor.

$$\text{Ndm} = \frac{\text{NDR}}{\text{DI}}$$

Ndm = netto driftsmargin, NDR = netto driftsresultat, DI = driftsinntekter

I tabell 8-10 vises marginfordelen til Statoil over analyseperioden.

Marginfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto driftsmargin	ndm	9,0 %	8,6 %	9,5 %	8,8 %	7,4 %	6,3 %	3,0 %	1,3 %	6,6 %	6,0 %
Netto driftsmargin i bransjen	ndmb	6,6 %	7,3 %	7,6 %	6,5 %	5,9 %	5,1 %	2,6 %	2,1 %	4,7 %	4,9 %
Magrinfordel - uvektet	MF	2,4 %	1,4 %	1,9 %	2,4 %	1,5 %	1,2 %	0,4 %	-0,9 %	1,9 %	1,2 %
Omløp til netto driftseiendeler	onde	2,65	3,53	4,23	3,43	2,46	1,91	1,11	1,00	1,53	2,13
Marginfordel - vektet	MF	6,3 %	4,8 %	7,8 %	8,1 %	3,8 %	2,3 %	0,5 %	-0,9 %	2,8 %	3,3 %

Tabell 8-10 Marginfordel Statoil år 2009 – 2017T

I gjennomsnitt ligger den uvektede marginfordelen til Statoil på 1.2 % over analyseperioden. Dette betyr at Statoil i gjennomsnitt har litt lavere driftskostnader enn bransjen, pr krone i driftsinntekt. I kapittel 2.4.5 rettet vi oppmerksomhet mot Statoil sin privilegerte posisjon på norsk sokkel gjennom et stort statlig eierskap. Det kommer således ikke overraskende at Statoil gjennom sin dominerende posisjon på norsk sokkel overfor leverandørindustrien har mulighet til å redusere sine produksjons- og utviklingskostnader relativt til bransjen for øvrig i den delen av virksomheten som foregår på norsk kontinentalsokkel. Videre analyserte vi kostnadsstrukturen ved det å produsere offshore i den interne ressursbaserte analysen i kapittel 4 som konkluderte med at oljeutvinning til havs fordrer store investeringer, men kostnaden pr fat når produksjonen er i gang er lavere enn på land. Imidlertid er det viktig å påpeke at vi nok en gang ser hvordan marginfordelen svinger i takt med oljeprisen avbildet i kapittel 2.1.9.1. I 2015 er marginfordelen i Statoil så vidt positiv, mens den er negativ i 2016. Dette bekrefter oljeprisens betydning for lønnsomheten i Statoil.

Common size-analyse

For å analysere nærmere hvilke kostnadsposter som er grunnlaget for marginfordelen, ønsker vi i henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017k) å dekomponere den uvektede marginfordelen på 1,2 % gjennom en såkalt **common size-analyse**. Penman (2013) påpeker at common size-analysen analyserer de ulike driftskostnadspostene i prosent av driftsinntekter. På den måte får man innsyn i hvilke kostnadsposter som er lavere relativt til driftsinntekter i Statoil sammenlignet med oljebransjen for øvrig.

I tabell 8-11 ser vi hvor mye de ulike driftskostnadspostene i Statoil utgjør relativt til driftsinntektene. Vi har inkludert gjennomsnittet i bransjen samt en egen avvikskolonne for en oversiktlig analyse.

Common Size - analyse Statoil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Snitt Statoil	Snitt bransje	Avvik
(+) Salgsinntekter	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	0,0 %
(-) Varekostnad	44,5 %	48,9 %	49,5 %	51,5 %	49,6 %	49,7 %	45,4 %	47,1 %	45,4 %	47,7 %	67,7 %	-20,0 %
(-) Driftskostnad	12,3 %	10,9 %	9,4 %	9,1 %	12,1 %	12,0 %	18,2 %	19,8 %	15,9 %	14,3 %	14,5 %	-0,2 %
(-) Letekostnader	3,6 %	3,0 %	2,1 %	2,6 %	2,9 %	5,0 %	6,7 %	6,5 %	3,0 %	4,2 %	1,0 %	3,1 %
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	2,2 %	2,1 %	2,0 %	1,6 %	1,5 %	1,2 %	1,6 %	1,7 %	1,2 %	1,6 %	3,4 %	-1,8 %
(-) Avskrivninger	10,1 %	8,8 %	7,8 %	8,4 %	10,6 %	12,3 %	18,5 %	20,2 %	13,9 %	13,4 %	6,4 %	7,0 %
(=) Driftsresultat fra egen virksomhet	27,2 %	26,4 %	29,2 %	26,9 %	23,3 %	19,8 %	9,7 %	4,8 %	20,6 %	18,9 %	7,0 %	11,9 %
(-) Driftsrelatert skattekostnad	18,6 %	18,0 %	19,9 %	18,4 %	15,9 %	13,5 %	6,6 %	3,3 %	14,1 %	12,9 %	3,9 %	9,0 %
(=) Netto driftsresultat fra egen virksomhet	8,7 %	8,4 %	9,3 %	8,6 %	7,4 %	6,3 %	3,1 %	1,5 %	6,6 %	6,0 %	3,2 %	2,9 %
(+) Netto driftsresultat fra tilknyttede virksomheter	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	-0,1 %	-0,3 %	0,0 %	0,0 %	1,7 %	-1,7 %
(=) Netto driftsresultat	9,0 %	8,6 %	9,5 %	8,8 %	7,4 %	6,3 %	3,0 %	1,3 %	6,6 %	6,0 %	4,9 %	1,2 %

Tabell 8-11 Common size – analyse Statoil år 2009 – 2017T

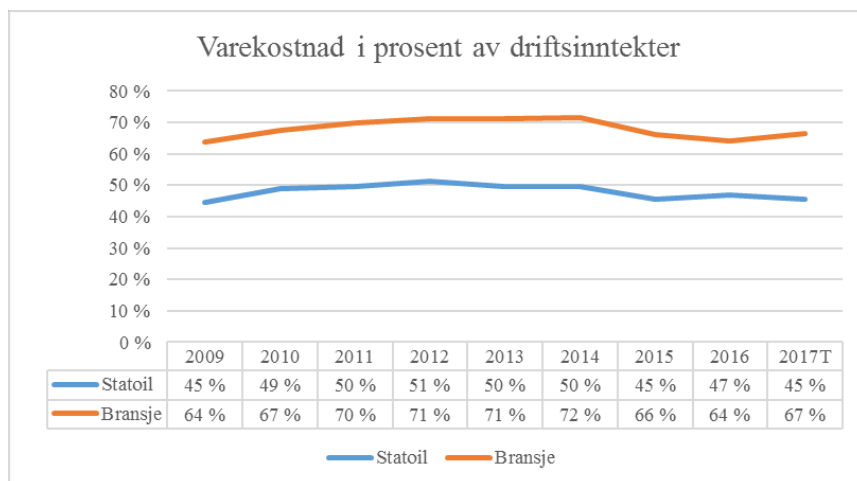
Som det fremgår av tabellen over forklares mye av marginfordelen i Statoil gjennom langt lavere varekostnader målt relativt til driftsinntektene. Vi ser at Statoil har ca. 20% lavere

varekostnad i gjennomsnitt relativt til bransjen og noe lavere driftskostnad. I den interne ressursbaserte analysen konkluderte vi at Statoil har en sterk posisjon på norsk sokkel og dermed kan utøve press på leverandørindustrien for senkede kostnader for virksomheten på norsk kontinentalsokkel, resultatet fra common size-analysen er således ikke overraskende. I tillegg analyserte vi i den interne ressursbaserte analysen at offshoreproduksjon krever store kapitalinvesteringer, men i det produksjonen er i gang er kostnadene pr fat rimeligere relativt til utvikling på land. Imidlertid blir kostnadsfordelen i varekostnaden noe motvirket av at Statoil har en god del høyere driftsskattesats enn bransjen for øvrig. Vi trekker også her paralleller til den strategiske analysen og kapittel 2.4.5 der den høye skattesatsen i Statoil grunnet særnorsk petroleumsskatt ble analysert som en strategisk ulempe for Statoil sin del. For å kunne analysere marginfordelen ytterligere ønsker vi nå å se på den historiske utviklingen i de ulike kostnadspostene gjennom en grafisk fremstilling. Dermed får vi også visualisert trenden i kostnadsutviklingen over tid for de enkelte kostnadspostene i Statoil sammenlignet med bransjen

Varekostnad

Som nevnt innledningsvis i avsnittet over er varekostnaden ca. 20 % lavere som andel av driftsinntektene i Statoil enn i oljebransjen for øvrig. Dette forklarer mye av den uvektede marginfordelen på 1,2 % i Statoil ettersom varekostnaden både i Statoil og bransjen er den klart største kostnadsposten relativt til driftsinntekter. Som det fremgår av figuren under utgjør varekostnaden i Statoil ca. 45 % av driftsinntekter over analyseperioden mens den for bransjen utgjør ca. 70 %. Som det ble påpekt i VRIO-analysen er offshore oljeproduksjon kapitalintensiv, men i det produksjonen kommer i gang er lønnsomheten pr fat olje høyere enn ved utvinning på land. Dette kan forklare mye av forskjellen i varekostnad med Statoil og bransjen.

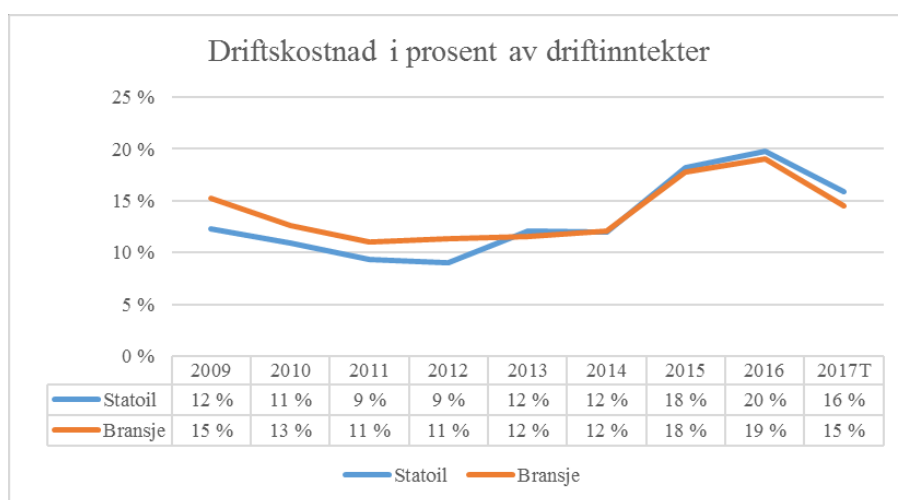
Figur 8-3 viser utviklingen i varekostnaden for Statoil sammenlignet med bransjen. Som vi ser av figuren ligger Statoil under bransjen i hele analyseperioden, og utviklingen er relativt jevn over perioden.



Figur 8-3 Analyse av varekostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Driftskostnad

Utviklingen i driftskostnader som andel av driftsinntekter veldig lik for bransjen og Statoil (se figur 8-4 under). Historisk ligger Statoil rett under eller likt som bransjen. Vi legger merke til at driftskostnadene har økt relativt til inntektene i årene med store fall i oljeprisen. I gjennomsnitt har driftskostnadene utgjort ca. 15 % av driftsinntektene både for bransje og Statoil.

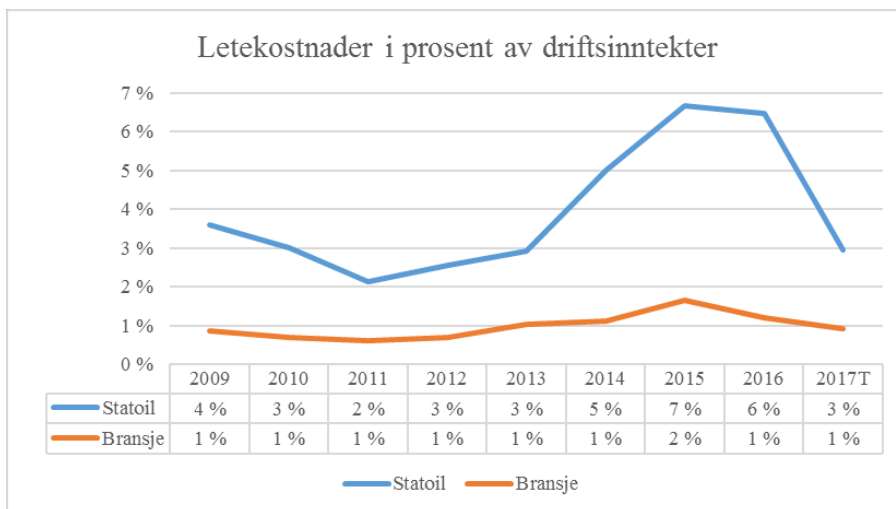


Figur 8-4 Analyse av driftskostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Letekostnader

Vi ser av figur 8-5 at letekostnader over hele analyseperioden har utgjort en større kostnadspost relativt til salgsinntektene i Statoil enn i bransjen. Letekostnadene i bransjen har utgjort ca. 1 % av inntektene mens de for Statoil har utgjort ca. 4 % i samme periode.

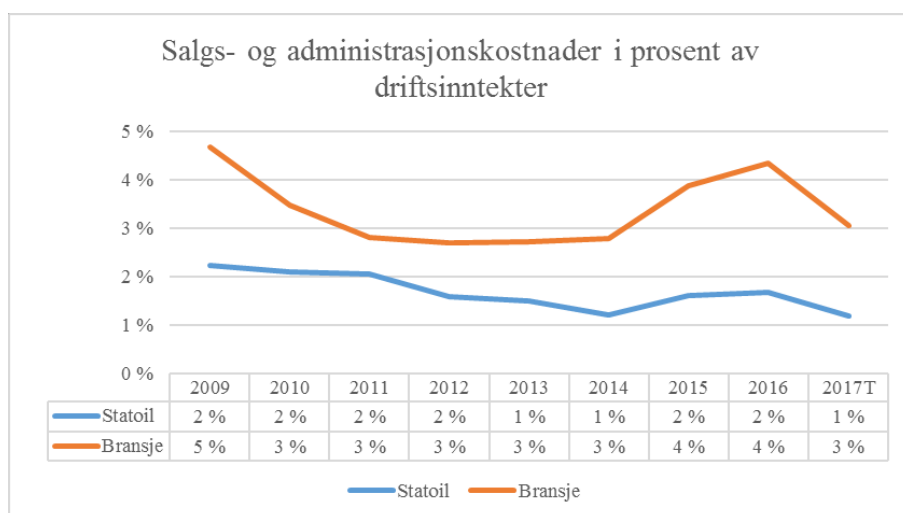
Utviklingen har vært relativt stabil for bransjen, mens Statoil opplevde en relativ kraftig økning i leteknader relativt til driftsinntekter i perioden 2013-2015 etterfulgt av en kraftig nedgang i 2016. Vi trekker paralleller til delkapittel 2.4.4 der vi påpekte at leteriggene på norsk sokkel er underlagt særnorske regler knyttet til sikkerhet, og dette kan være noe av forklaringen på hvorfor Statoil har høyere leteknader enn bransjen for øvrig. Videre er det som tidligere nevnt kapitalintensivt å drive oljeproduksjon til havs, og dette kan således også være en av grunnen til at Statoil har høyere leteknader relativt til bransjen.



Figur 8-5 Analyse av leteknader Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Salgs- og administrasjonsknader

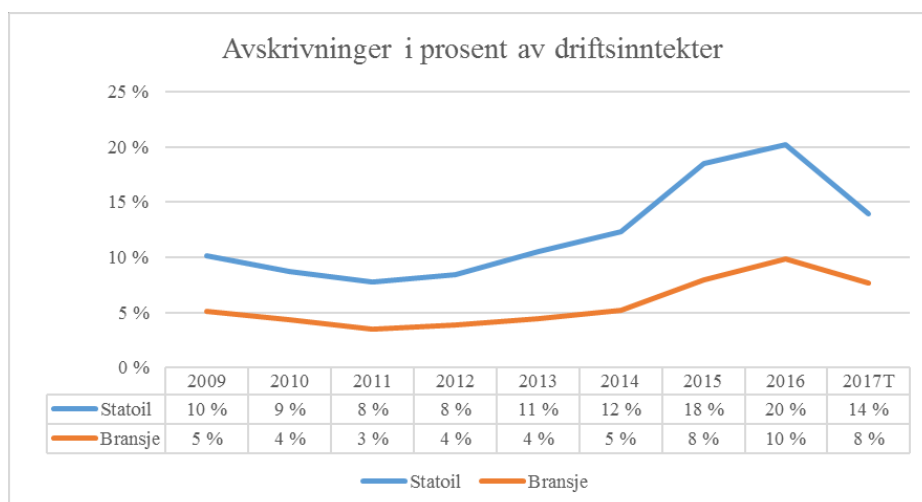
Salgs- og administrasjonsknader har i henhold til figuren under vært høyere som andel av driftsinntekter i bransjen enn hos Statoil over hele perioden. I likhet med knadene analysert tidligere ser vi også her en økning relativt til driftsinntekter for både Statoil og bransjen i perioden 2014-2016 med fallende oljepris. Salgs- og administrasjonsknader har i gjennomsnitt utgjort ca. 2 % av driftsinntektene i Statoil, mens de for bransjen for øvrig har utgjort ca. 4 % av driftsinntektene. Statoil er altså gjennomgående mer effektive enn bransjen når det kommer til salgs- og administrasjonsknader.



Figur 8-6 Analyse av salgs- og administrasjonskostnader Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Avskrivninger

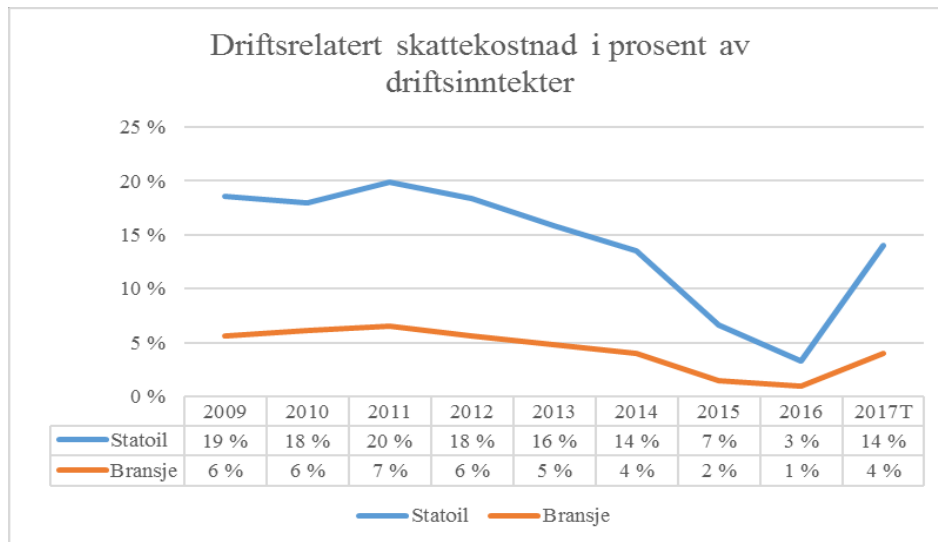
Av figur 8-7 ser vi at Statoil har hatt høyere avskrivninger som andel av driftsinntekter sammenlignet med bransjen for øvrig. I gjennomsnitt ligger avskrivningene på ca. 12 % av driftsinntektene, mens de for bransjen ligger på ca. 6 %. I begge tilfeller ser vi igjen en økning i avskrivningskostnadene relativt til driftsinntekter i perioden 2014-2016, med en nedgang igjen i 2017. Det er viktig å se forskjellen i avskrivningskostnaden mellom bransjen og Statoil i sammenheng med VRIO-analysen i kapittel 4. Statoil sin virksomhet foregår i stor grad offshore hvilket fordrer store kapitalinvesteringer relativt til utvinning på land. Dermed er det ikke uventet at Statoil har en noe høyere kapitalkostnad i form av avskrivninger relativt til bransjen.



Figur 8-7 Analyse av avskrivninger Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Driftsrelatert skattekostnad

VRIO-analysen i kapittel 4 viser at beskatningen av Statoil er en strategisk ulempe for selskapet, da selskapet er underlagt norsk særbeskatning. Derfor er det interessant å avslutningsvis analysere utviklingen i den driftsrelaterte skattekostnaden for Statoil sammenlignet med oljebransjen for øvrig.



Figur 8-8 Analyse av driftsrelatert skattekostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T

Som det fremgår av figur 8-8 ligger den driftsrelaterte skattekostnaden som andel av driftsinntekten i Statoil godt over bransjen i hele analyseperioden. I gjennomsnitt utgjør den driftsrelaterte skattekostnaden 15 % i Statoil, mens den i snitt utgjør 4 % i bransjen for øvrig. Som det ble påpekt i VIRO-analysen i kapittel 4 er beskatningen av Statoil en strategisk ulempe for selskapet og dette bekreftes i denne analysen. Statoil har en høyere skattekostnad relativt til driftsinntekter enn det bransjen for øvrig har.

Oppsummering common size-analysen

Gjennom common-size analysen har vi avdekket at det er varekostnaden som i hovedsak forklarer den uvektede marginfordelen i Statoil. Imidlertid motvirkes den relativt lave varekostnaden av høyere avskrivningskostnader og driftsrelatert skatt. Med bakgrunn i resultatene avdekket i common size-analysen trekker vi paralleller til momentene i delkapittel 2.4.5 og VRIO-analysen. Statoil er underlagt særnorsk petroleumsskatt og HMS-regler og driver i hovedsak offshore oljeproduksjon hvilket fordrer store kapitalinvesteringer. Disse aspektene forklarer blant annet at Statoil har lavere varekostnad, men høyere avskrivninger, skattekostnad samt letekostnader relativt til bransjen. Totalt sett er den uvektede marginfordelen kun på 1,2 %, og dette gjenspeiles fint i analysene over. I tabell 8-12 er

common size-analysen av Statoil oppsummert gjennom at vi har subtrahert bransjeandelen fra Statoil. Det vektete snittet til kostnadspostene er vektet med omløpet til netto driftseiendeler, og dermed vises den vektete marginfordelen.

Statoil - bransje	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt	Vekt (onde)	Vektfordel
(+) Salgsinntekter	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	2,13	0,0 %
(-) Varekostnad	-19,2 %	-18,6 %	-20,5 %	-19,8 %	-21,7 %	-21,9 %	-20,8 %	-16,9 %	-21,1 %	-20,1 %	2,13	-43,0 %
(-) Driftskostnad	-3,0 %	-1,7 %	-1,6 %	-2,3 %	0,5 %	0,0 %	0,3 %	0,7 %	1,4 %	-0,1 %	2,13	-0,3 %
(-) Letekostnader	2,7 %	2,3 %	1,5 %	1,9 %	1,9 %	3,9 %	5,0 %	5,3 %	2,0 %	3,1 %	2,13	6,6 %
(-) Salgs- og administrasjonskostnader	-2,4 %	-1,4 %	-0,8 %	-1,1 %	-1,2 %	-1,6 %	-2,3 %	-2,7 %	-1,9 %	-1,8 %	2,13	-3,8 %
(-) Avskrivninger	5,0 %	4,4 %	4,3 %	4,5 %	6,1 %	7,1 %	10,5 %	10,4 %	6,2 %	7,1 %	2,13	15,1 %
(=) Driftsresultat fra egen virksomhet	16,8 %	14,9 %	17,0 %	16,8 %	14,4 %	12,5 %	7,2 %	3,2 %	13,4 %	11,9 %	2,13	25,4 %
(-) Driftsrelatert skattekostnad	13,0 %	11,9 %	13,3 %	12,8 %	11,0 %	9,5 %	5,1 %	2,3 %	10,0 %	9,0 %	2,13	19,3 %
(=) Netto driftsresultat fra egen virksomhet	3,9 %	3,1 %	3,7 %	4,1 %	3,4 %	3,0 %	2,1 %	0,9 %	3,3 %	2,9 %	2,13	6,1 %
(+) Netto driftsresultat fra driftstilnyttede virksomheter	-1,5 %	-1,7 %	-1,8 %	-1,7 %	-1,8 %	-1,8 %	-1,7 %	-1,8 %	-1,4 %	-1,7 %	2,13	-3,6 %
(=) Netto driftsresultat	2,4 %	1,4 %	1,8 %	2,4 %	1,6 %	1,2 %	0,4 %	-0,9 %	1,9 %	1,2 %	2,13	2,5 %

Tabell 8-12 Oppsummering Common size-analyse år 2009 -2017T

8.4.4.2 Omløpsfordel

Rentabilitetsfordelen på 1,4 % i Statoil kan som nevnt dekomponeres i en marginfordel og en omløpsfordel. Den vektete marginfordelen på 3,3 % ble analysert i avsnittet over, og nå analyseres omløpsfordelen nærmere. Omløpsfordelen til Statoil er et mål på effektivitet ettersom den måler selskapets evne til å generere driftsinntekter pr krone investert. Som vist i formelen under beregnes omløpsfordelen som differansen mellom omløpet til netto driftseiendeler i Statoil og bransjen multiplisert med netto driftsmargin i bransjen.

$$OF (\text{omløpsfordel}) = (\text{onde} - \text{onde}_B) * \text{ndm}_B$$

onde = omløpet til netto driftseiendeler, ndm = netto driftsmargin

Omløpsfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Omløp til netto driftseiendeler	onde	2,65	3,53	4,23	3,43	2,46	1,91	1,11	1,00	1,53	2,13
Omløpet til bransjen	onde _B	3,25	3,57	4,39	3,80	3,20	2,81	1,71	1,31	1,57	2,53
Omløpsfordel - uvektet	OMF	-60,5 %	-4,3 %	-16,5 %	-37,0 %	-74,5 %	-90,1 %	-60,1 %	-31,5 %	-4,4 %	-39,7 %
Netto driftsmargin i bransjen	ndm _B	6,6 %	7,3 %	7,6 %	6,5 %	5,9 %	5,1 %	2,6 %	2,1 %	4,7 %	4,9 %
Omløpsfordel - vektet	OMF	-4,0 %	-0,3 %	-1,3 %	-2,4 %	-4,4 %	-4,6 %	-1,6 %	-0,7 %	-0,2 %	-1,9 %

Tabell 8-13 Omløpsfordel Statoil år 2009 – 2017T

Statoil har en negativ omløpsfordel på -1,9 % (Tabell 8-13), hvilket betyr at Statoil genererer mindre driftsinntekter enn bransjen for øvrig per krone investert.

I det påfølgende hadde det vært høyst interessant å dekomponere omløpsulempen i Statoil videre. Eksempelvis hadde det vært interessant å analysere driftsinntekter i Statoil og bransjen for øvrig opp i mot antall solgte fat oljeekvivalenter, altså gjennomføre en såkalt ARPU-analyse. Imidlertid er det dessverre vanskelig å finne et sammenfallende mål på antall solgte fat oljeekvivalenter på tvers av de ulike selskapene i de offentlig tilgjengelige informasjonskildene, primært årsrapportene. Rapporteringen av salgskvantum varierer

mellom selskapene. Dermed får vi ikke analysert selskapene med utgangspunkt i samme effektivitetsmål.

Selv om vi ikke får foretatt en kvantitativ analyse, har vi valgt å se litt mer på årsaken som kan ligge til grunn for ulempen. At Statoil har en negativ omløpsfordel skyldes lavere driftsinntekter per investerte krone. Følgelig kan årsaken til denne negative omløpsfordelen skyldes at Statoil får mindre inntekter på produktene sine, eller at produksjonen krever større investeringer.

Når det gjelder driftsinntektene er disse for det meste gitt ettersom mesteparten av handel med petroleumsprodukter gjennomføres med bakgrunn i spot-priser (Statoil, 2016). Allikevel gjøres det noen langsiktige avtaler med bestemt pris, som kan føre til et positivt eller negativt avvik i driftsinntekter. At Statoil har en negativ omløpsfordel må i så fall bety at de får lavere priser på produktene sine enn konkurrentene, gitt at vi antar likt investeringsforhold i bransjen. Med bakgrunn i at mesteparten av handelen av petroleumsproduktene gjennomføres med spot-priser er det ikke forventet at denne faktoren er hovedårsaken til den negative omløpsfordelen til Statoil.

Som vi nevnte i kapittel 2 har Statoil sin hoveddel av driften offshore, noe som medfører økte investeringskostnader hvis man sammenlikner med produksjon på land. Følgelig vil man forvente et vesentlig høyere investeringsnivå relativt for Statoil enn for bransjen sett under ett.

Videre vil produktsammensetningen påvirke forholdet mellom driftsinntektene og investeringsnivået. Dersom man selger mye ren råolje og lite raffinerte produkter vil inntektene bli lavere, men samtidig vil også investeringene reduseres da man ikke trenger like omfattende raffinerier. Dersom et selskap har et raffineri som øker driftsinntektene såpass at omløpsfordelen øker av raffineringprosessen kan man også få et avvik. Å avdekke en slik fordel er vanskelig selv gjennom en kvantitativ analyse da det krever mye informasjon fra selskapene. Det er forventet at selskapene har god oversikt over hvilke produkter som gir gode marginer og at de dermed har tilpasset seg en produktsammensetning som er relativt lik. Følgelig er det ikke forventet at produktsammensetningen forklarer den negative omløpsulempen.

Å konkludere ut i fra en slik kvalitativ analyse medfører stor usikkerhet ettersom det er vanskelig å vite effekten av de ulike faktorene opp mot hverandre. Det er allikevel

nærliggende å anta at Statoils høye investeringsnivå tilknyttet sin offshore-drift er hovedårsaken til den negative omløpsfordelen.

8.4.5 Oppsummering ren driftsfordel

Med bakgrunn i analysene foretatt i de forrige delkapitlene kan vi nå oppsummere den rene driftsfordelen i Statoil i tabell 8-14 under.

Oppsummering strategisk driftsfordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Marginfordel	MF	6,3 %	4,8 %	7,8 %	8,1 %	3,8 %	2,3 %	0,5 %	-0,9 %	2,8 %	3,3 %
Omløpsfordel	OMF	-4,0 %	-0,3 %	-1,3 %	-2,4 %	-4,4 %	-4,6 %	-1,6 %	-0,7 %	-0,2 %	-1,9 %
Rentabilitetsfordel	RF	2,3 %	4,5 %	6,6 %	5,7 %	-0,6 %	-2,2 %	-1,1 %	-1,5 %	2,6 %	1,4 %
Rentekravfordel	KF	-1,6 %	-1,3 %	-1,6 %	-1,2 %	-1,3 %	-1,3 %	-1,6 %	-1,9 %	-1,6 %	-1,5 %
Ressursfordel drift	RFD	0,8 %	3,1 %	5,0 %	4,5 %	-1,9 %	-3,6 %	-2,7 %	-3,4 %	1,1 %	-0,1 %
Bransjefordel drift	BFD	17,0 %	21,2 %	28,7 %	19,8 %	14,5 %	9,8 %	-0,9 %	-2,1 %	3,0 %	9,3 %
Strategisk fordel drift	SFD	17,8 %	24,4 %	33,7 %	24,3 %	12,6 %	6,3 %	-3,6 %	-5,5 %	4,1 %	9,2 %

Tabell 8-14 Oppsummering strategisk driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T

Bakgrunnen for den positive rene driftsfordelen på 9,2 % i gjennomsnitt i hovedsak den store bransjefordelen fra drift (Tabell 8-14). I henhold til konklusjonen av porters fem krefter i kapittel 4.1.2 ser vi at den store bransjefordelen er mye av forklaringen bak Statoil sin strategiske driftsfordel. Ressursfordelen er på -0,1 %, hvilket er i tråd med VRIO-analysen der vi konkluderte med konkurranseparitet for Statoil overfor bransjen. Ressursfordelen er så vidt negativ som følge av at kravfordelen beregnet i kapittel 8.4.2 var -1,5 %, og som følge av at rentabilitetsfordelen var positiv på 1,4 %. Rentabilitetsfordelen dekomponert viste at marginfordelen virket positivt, mens omløpsulempen motvirket marginfordelen men ikke nok til å utveie marginfordelen og dermed endte rentabilitetsfordelen så vidt positiv på 1,4 % totalt sett.

8.5 Gearingfordel drift

Som nevnt innledningsvis i kapittel 8.2 kan driftsfordelen splittes opp i en strategisk ren driftsfordel og en gearingfordel. I henhold til Knivsflå (2017k) består gearingfordelen av differansen mellom selskapets netto driftsrentabilitet og netto driftskrav multiplisert med gearingen. Gearingen består av summen av netto finansiell gjeldsgrad (nfgg) og minoritetsgrad (mig). Er den strategiske rene driftsfordelen lønnsom i utgangspunktet, vil den bli enda mer lønnsom gjennom gearingfordelen og motsatt dersom driftsfordelen ikke er lønnsom. Gearingen er dermed en skalering av den strategiske rene driftsfordelen, som følge av at selskapet benytter seg av andre finansieringskilder enn egenkapital. For Statoil innebærer dette at den strategiske driftsfordelen beregnet til 9,2 % i gjennomsnitt i analyseperioden vil kunne bli enda mer positiv gjennom gearingen.

$$\text{Gearingfordel} = (\text{ndr} - \text{ndk}) * (\text{nfgg} + \text{mig})$$

ndr = netto driftsrentabilitet, ndk = netto driftskrav, nfgg = netto finansiell gjeldsgrad, mig = minoritetsgrad

$$\text{nfgg} = \frac{NFG}{EK}, \text{mig} = \frac{MI}{EK}$$

Tabell 8-15 viser gearingfordelen til Statoil over analyseperioden.

Gearingfordel Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Strategisk fordel drift	ndr-ndk	17,8 %	24,4 %	33,7 %	24,3 %	12,6 %	6,3 %	-3,6 %	-5,5 %	4,1 %	9,2 %
Gearing	nfgg+mig	-15,6 %	-21,8 %	-30,1 %	-26,9 %	-22,4 %	-14,9 %	-3,7 %	10,9 %	11,6 %	-7,9 %
Gearing fordel drift	GFD	-2,8 %	-5,3 %	-10,1 %	-6,6 %	-2,8 %	-0,9 %	0,1 %	-0,6 %	0,5 %	-2,4 %

Tabell 8-15 Gearingfordel Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av tabellen over er gearingfordelen negativ i Statoil over analyseperioden. Forklaringen bak dette er at Statoil har mer finansielle eiendeler enn finansiell gjeld, og følgelig er gearingfordelen negativ. Som vi ser er netto finansiell gjeldsgrad pluss minoritetsgrad negativ de fleste årene av analyseperioden. Ettersom den rene driftsfordelen er positiv på 9,2 % i henhold til analysene i delkapitlene over ville Statoil kunne profitere på å geare opp finansieringen mer enn de gjør i dag. Det er allikevel viktig å være klar over at en oppskalering er begrenset av petroleumsbransjens natur ved at man ikke uten videre kan øke produksjonen og ta opp mer gjeld ettersom man avhenger av utvinningskonsesjoner og tiden det tar for å starte opp et nytt felt. I tillegg er Statoil avhengig av at kreditorer går med på ytterligere gjeldsfinansiering dersom driften skal geares opp.

8.6 Oppsummering driftsfordel

I kapitlene over har vi dekomponert driftsfordelen i en bransjefordel, en ressursfordel og en gearingfordel. Videre har vi dekomponert ressursfordelen i en rentabilitetsfordel og en kravsfordel, hvor rentabilitetsfordelen videre har blitt dekomponert i en marginfordel og en omløpsfordel. Tabellen under viser at det hovedsakelig er bransjefordelen som er forklaringen bak Statoil sin positive driftsfordel. Oljebransjen generelt oppnår mye høyere netto driftsrentabilitet enn det netto driftskrav skulle tilsi, og dette profiterer også Statoil av. Ressursfordelen i Statoil var omtrent 0 % og dette stemmer godt overens med konklusjonen i VRIO-analysen som tilsier konkurranseparitet mellom Statoil og bransjen for øvrig. Ettersom driftsfordelen i Statoil samlet sett er positiv, kunne Statoil ha prioritert på å supplere finansieringen med ytterligere gjeld, men grunnet den lave gjeldsgraden er gearingfordelen dermed negativ over analyseperioden. Driftsfordelen er oppsummert i tabell 8-16 under.

Oppsummering strategisk fordel	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Bransjefordel Drift	BFD	17,0 %	21,2 %	28,7 %	19,8 %	14,5 %	9,8 %	-0,9 %	-2,1 %	3,0 %	9,3 %
Ressursfordel drift	RFD	0,8 %	3,1 %	5,0 %	4,5 %	-1,9 %	-3,6 %	-2,7 %	-3,4 %	1,1 %	-0,1 %
Strategisk driftsfordel	SFD	17,8 %	24,4 %	33,7 %	24,3 %	12,6 %	6,3 %	-3,6 %	-5,5 %	4,1 %	9,2 %
Gearingfordel drift	GFD	-2,8 %	-5,3 %	-10,1 %	-6,6 %	-2,8 %	-0,9 %	0,1 %	-0,6 %	0,5 %	-2,4 %
Driftsfordel	DF	15,0 %	19,0 %	23,6 %	17,8 %	9,8 %	5,3 %	-3,5 %	-6,1 %	4,6 %	6,8 %

Tabell 8-16 Oppsummering driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T

8.7 Finansieringsfordel

Som nevnt innledningsvis i kapittel 8.2 består den strategiske fordel av en driftsfordel og en finansieringsfordel. I kapitlene over ble driftsfordelen analysert, og nå ønsker vi å analysere finansieringsfordelen til Statoil. Finansieringsfordelen til Statoil kan i henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017k) forklares med bakgrunn i en finansieringsfordel tilknyttet netto finansiell gjeld og en finansieringsfordel knyttet til minoritetsinteresser.

$$FF = (nfgk - nfg) * nfgg + (mik - mir) * mig$$

FF = finansieringsfordel, nfgk = netto finansielt gjeldskrav, nfg = netto finansiell gjeldsrentabilitet, nfgg = netto finansiell gjeldsgrad, mik = minoritetskrav, mir = minoritetsrentabilitet, mig = minoritetsgrad

Som Knivsflå (2017j) påpeker er det ikke vanlig å forvente at man kan oppnå unormal avkastning på finansmarkedene. Dermed blir analysen av finansieringsfordelen ikke like strategisk som driftsfordelen, og derfor er det lite hensiktsmessig å dekomponere finansieringsfordelen i en bransjefordel og en ressursfordel.

En eventuell finansieringsfordel tilknyttet netto finansiell gjeld i Statoil kommer av at gjeldsrentabiliteten er lavere enn kravet til gjelden. Det samme gjelder for en eventuell finansieringsfordel tilknyttet minoritetsinteressene-kravet til minoritetene er lavere enn avkastningen.

Finansieringsfordelen til netto finansiell gjeld kan dekomponeres i en finansieringsfordel til finansiell gjeld og en finansieringsfordel til finansielle eiendeler. Finansieringsfordelen tilknyttet minoritetsinteressene dekomponeres ikke. I de påfølgende delkapitlene analyseres finansieringsfordelene nærmere.

8.7.1 Finansieringsfordel finansiell gjeld

Finansieringsfordelen beregnes som differansen mellom kravet til finansiell gjeld og rentabiliteten til finansiell gjeld multiplisert med den finansielle gjeldsgraden. For Statoil er

det en fordel dersom kravet på rentabiliteten er høyere enn det Statoil faktisk betaler i rentekostnader, altså rentabiliteten på gjelden. Dette innebærer nemlig at finansieringen er rimelig. En finansieringsfordel på finansiell gjeld for Statoil betyr følgelig en ulempe for långiverne ettersom deres rentabilitet da er lavere enn kravet (Knivsflå, 2017j). Formelen for utregningen av finansieringsfordelen til finansiell gjeld er vist nedenfor. Vi benytter oss av gjennomsnittlig kapital gjennom året i nevner for en konsistent analyse med tidligere beregninger av lønnsomhetstall.

$$FFFG = (fgk - fgr) * fgg$$

FFFG = finansieringsfordel finansiell gjeld, fgk = finansielt gjeldskrav, fgr = finansiell gjeldsrentabilitet, fgg = finansiell gjeldsgrad

$$fgr = \frac{NFK}{FG_{IB} + \frac{\Delta FG - NFK}{2}} \quad fgg = \frac{FG_{IB} + \frac{\Delta FG - NFK}{2}}{EK_{IB} + \frac{\Delta EK - NRE}{2}}$$

NFK = netto finanskostnader, FG = finansiell gjeld, ΔFG = endring i finansiell gjeld gjennom året, EK = egenkapital, NRE = netto resultat til

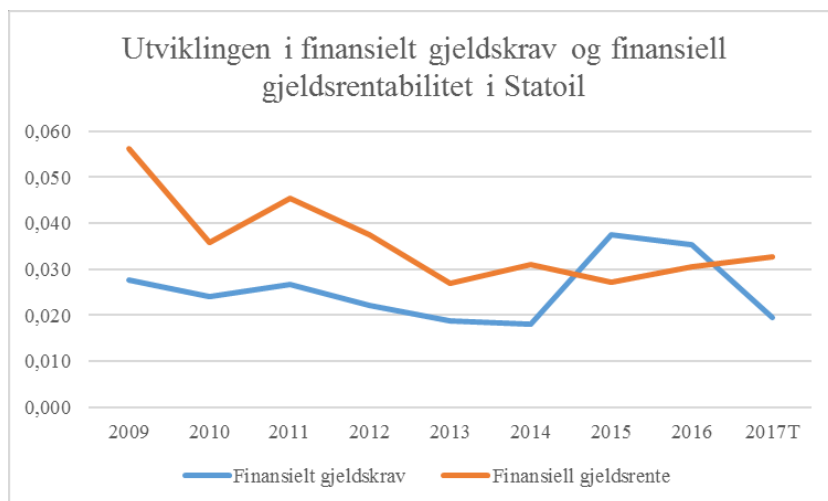
EK, ΔEK = endring i egenkapital gjennom året

I tabell 8-17 ser vi finansieringsfordelen til finansiell gjeld i Statoil. Det fremgår at i gjennomsnitt ligger den finansielle gjeldsrenten på 3,4 % i gjennomsnitt over analyseperioden, mens kravet til finansiell gjeld ligger på 2,6 % i gjennomsnitt. Dette betyr altså at Statoil betaler mer i rente enn det som kravet fra långiveren skulle tilsi. Dette bekrefter funnene vi gjorde i kapittel 7.2.1 i beregningen av finansielt gjeldskrav, der konkluderte vi med at långiverne tilsynelatende tar en høyere rente enn kravet, jamfør fremskrivingen av rentekostnad for 2017T. Tatt hensyn til den finansielle gjeldsgraden ser vi at Statoil sin finansieringsulempe i gjennomsnitt over analyseperioden ligger på -0,5 %.

Finansieringsfordel finansiell gjeld	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Finansielt gjeldskrav	fgk	2,8 %	2,4 %	2,7 %	2,2 %	1,9 %	1,8 %	3,8 %	3,5 %	2,0 %	2,6 %
Finansiell gjeldsrente	fgr	5,6 %	3,6 %	4,5 %	3,7 %	2,7 %	3,1 %	2,7 %	3,1 %	3,3 %	3,4 %
Finansiell gjeldsrentefordel	fgk-fgr	-2,9 %	-1,2 %	-1,9 %	-1,5 %	-0,8 %	-1,3 %	1,0 %	0,5 %	-1,3 %	-0,8 %
Finansiell gjeldsgrad	fgg	45,6 %	57,0 %	54,9 %	46,2 %	47,4 %	57,7 %	69,0 %	84,2 %	90,8 %	66,9 %
Finansieringsfordel finansiell gjeld	FFFG	-1,3 %	-0,7 %	-1,0 %	-0,7 %	-0,4 %	-0,7 %	0,7 %	0,4 %	-1,2 %	-0,5 %

Tabell 8-17 Finansieringsfordel finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T

For en grundigere analyse ønsker vi å fremstille utviklingen i finansiell gjeldsrente og finansielt gjeldskrav i Statoil grafisk for å se på trendutviklingen.



Figur 8-9 Utvikling finansielt gjeldskrav og finansiell gjeldsrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T

Av figur 8-9 leser vi at den finansielle gjeldsrenten i Statoil har vært fallende i hele perioden. Mye av fallet kan nok tilskrives et generelt fallende rentenivå i perioden. Finansielt gjeldskrav har ligget relativt jevnt under gjeldsrenten med unntak av perioden 2014-2015, der gjeldsrentekravet steg fra ca. 2 % til 4 %. Dette må sees i lys av fallende oljepris og lavere inntjening i Statoil i samme periode. Totalt sett har finansieringsulempen dermed ligget ganske stabilt på rundt -0,5 %.

Jamfør drøftingen i slutten av delkapittel 7.6 ønsker vi å påpeke at kravet til finansiell gjeld i tabellen over kan være noe undervurdert ettersom vi har lagt 3 måneders nibor-rente til grunn i beregningen av finansielt gjeldskrav. Ved bruk av en annen rente som mål på risikofri rente ville avkastningskravet ha blitt høyere. Dessuten har vi som påpekt i delkapittel 5.5.1 ikke kunnet justere for operasjonelle leasingskostnader i regnskapet grunnet manglende noteopplysninger, og følgelig kan det argumenteres for at finansiell gjeldsrente i realiteten skulle ha vært større enn det som fremkommer i tabellen over. Resultatet av disse forbeholdene er at forskjellen på finansiell gjeldsrente og finansielt gjeldskrav i realiteten kan være annerledes enn det som fremkommer av tabell 8-17 over, og derfor må finansieringsulempen på -0,5 % ikke tillegges for mye vekt.

8.7.2 Finansieringsfordel finansielle eiendeler

Finansieringsfordel fra finansielle eiendeler defineres i henhold til Knivsflå (2017j) som differansen mellom rentabilitet på finansielle eiendeler og kravet til finansielle eiendeler multiplisert med finansiell eiendelsgrad, som vist i formelen under. For en konsistens lønnsomhetsanalyse benytter vi også her gjennomsnittlig kapital i nevneren.

$$FFFE = (\text{fer-fek}) * \text{feg}$$

fer = finansiell eiendelsrentabilitet, fek = finansielt eiendelskrav, feg = finansiell eiendelsgrad

$$\text{fer} = \frac{NFI}{FE_{IB} + \frac{\Delta FE - NFI}{2}}, \text{feg} = \frac{FE_{IB} + \frac{\Delta FE - NFI}{2}}{EK_{IB} + \frac{\Delta EK - NRE}{2}}$$

NFI = netto finansinntekter, FG = finansiell gjeld, ΔFE = endring i finansielle eiendeler gjennom året, EK = egenkapital, NRE = netto resultat til EK, ΔEK = endring i egenkapital gjennom året

For Statoil er det en fordel dersom rentabiliteten på finansielle eiendeler er større enn kravet da dette tyder på at forvaltningen av eiendelene er lønnsom.

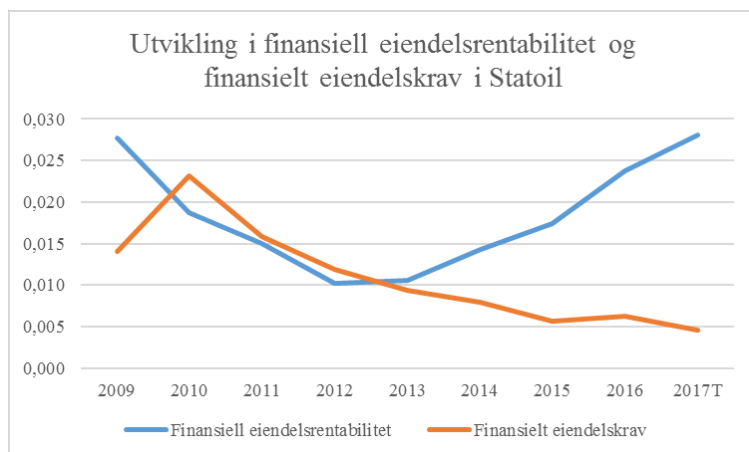
Som vi ser av tabell 8-18 er den gjennomsnittlige rentabiliteten til finansielle eiendeler på 1,9 % mens det gjennomsnittlige kravet ligger på 0,9 %. Dette betyr at avkastningen på Statoil sine finansielle eiendeler i perioden er høyere enn kravene, og dette viser at forvaltningen er lønnsom. I hovedsak består Statoil sine finansielle eiendeler av finansielle kundefordringer, betalingsmidler og kortsiktige finansielle investeringer. Da det er liten grunn til å anta at Statoil skulle oppnå unormalt høy avkastning på forvaltning av betalingsmidler og finansielle kundefordringer, kan vi slutte at rentabiliteten på finansielle eiendeler i hovedsak må tilskrives forvaltningen av de kortsiktige finansielle investeringene.

Vektet med finansiell eiendelsgrad ser vi at i gjennomsnitt ligger finansieringsfordelen på finansielle eiendeler på 0,7 % over analyseperioden.

Finansieringsfordel finansielle eiendeler	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Finansiell eiendelsrentabilitet	fer	2,8 %	1,9 %	1,5 %	1,0 %	1,1 %	1,4 %	1,7 %	2,4 %	2,8 %	1,9 %
Finansiell eiendelskrav	fek	1,4 %	2,3 %	1,6 %	1,2 %	0,9 %	0,8 %	0,6 %	0,6 %	0,5 %	0,9 %
Finansiell eiendelsrentabilitet	fer-fek	1,4 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,2 %	0,1 %	0,6 %	1,2 %	1,8 %	2,3 %	1,0 %
Finansiell eiendelsgrad	feg	60,6 %	79,7 %	86,7 %	73,6 %	69,4 %	71,7 %	71,5 %	71,6 %	77,2 %	74,1 %
Finansieringsfordel finansielle eiendeler	FFFE	0,8 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	0,1 %	0,5 %	0,8 %	1,3 %	1,8 %	0,7 %

Tabell 8-18 Finansieringsfordel finansielle eiendeler Statoil år 2009 – 2017T

Av figur 8-10 ser vi at utviklingen i finansielt eiendelskrav har vært jevnt avtakende over analyseperioden med unntak av perioden 2009 til 2010, mens finansiell eiendelsrentabilitet fulgte samme trend som kravet frem til 2013 da rentabiliteten begynte å øke.



Figur 8-10 Utvikling finansiell eiendelsrentabilitet og eiendelskrav Statoil år 2009 – 2017T

8.7.3 Finansieringsfordel netto finansiell gjeld

Differansen mellom netto finansielt gjeldskrav og netto finansiell gjeldsrentabilitet multiplisert med netto finansiell gjeldsgrad gir finansieringsfordelen til netto finansiell gjeld, som vist i formelen under. Som alltid benyttes gjennomsnittlig kapital i nevneren. Merk at finansieringsfordelen til netto finansiell gjeld tilsvarer summen av finansieringsfordelen til finansiell gjeld og finansieringsfordelen tilknyttet finansielle eiendeler (Knivsflå, 2017j)

$$\text{Finansieringsfordel netto finansiell gjeld} = (\text{nfgk} - \text{nfg}) * \text{nfgg}$$

nfgk = netto finansielt gjeldskrav, nfg = netto finansiell gjeldsrentabilitet, nfgg = netto finansiell gjeldsgrad

$$\text{nfg} = \frac{NFK - NFI}{NFG_{IB} + \frac{\Delta NFG - NFK + NFI}{2}}, \text{ nfgg} = \frac{NFG_{IB} + \frac{\Delta NFG - NFK + NFI}{2}}{EK_{IB} + \frac{\Delta EK - NRE}{2}}$$

NFK = netto finanskostnader, NFI = netto finansinntekter, NFG = netto finansiell gjeld, ΔNFG = endring i netto finansiell gjeld, EK = egenkapital, ΔEK = endring i egenkapital gjennom året NRE = nettoresultatet til egenkapitalen

I henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå er det positivt for Statoil dersom selskapets netto lånerente er lavere enn netto finansielt gjeldskrav fra långiverne, fordi finansieringen da er relativt sett billigere enn den kunne ha vært. Som vi ser av tabell 8-19 under har Statoil en knapp finansieringsfordel tilknyttet netto finansiell gjeld på 0,3 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Den knappe finansieringsfordelen på 0,3 % er forventet å gå mot 0 med tiden, ettersom vi som tidligere nevnt ikke forventer unormal avkastning i finansmarkedene.

Finansieringsfordel netto finansiell gjeld	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Netto finansielt gjeldskrav	nfgk	-2,4 %	2,0 %	-0,3 %	-0,5 %	-1,1 %	-3,2 %	-57,4 %	23,2 %	12,3 %	-3,2 %
Netto finansiell gjeldsrente	nfg	-5,3 %	-2,3 %	-3,6 %	-3,5 %	-2,4 %	-5,1 %	-16,6 %	8,0 %	7,0 %	-1,7 %
Finansiell eiendelsrentabilitet	nfgk-nfg	2,8 %	4,3 %	3,3 %	3,0 %	1,3 %	1,9 %	-40,8 %	15,2 %	5,3 %	-1,5 %
Netto finansiell gjeldsgrad	nfgg	-16,7 %	-24,3 %	-33,1 %	-28,1 %	-22,7 %	-15,0 %	-3,8 %	10,9 %	11,5 %	-8,6 %
Finansieringsfordel netto finansielle gjeld	FFNFG	-0,5 %	-1,0 %	-1,1 %	-0,8 %	-0,3 %	-0,3 %	1,6 %	1,7 %	0,6 %	0,3 %

Tabell 8-19 Finansieringsfordel netto finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T

I henhold til Knivsflå (2017j) er konkurransen i finansmarkedene stor, og dermed vil låntaker (Statoil) og finansielle investorer med tiden forvente å oppnå finansiell avkastning lik kravene.

8.7.4 Finansieringsfordel minoriteter

Finansieringsfordelen kan som nevnt deles inn i en finansieringsfordel til netto gjeld og en finansieringsfordel til minoriteter. Sistnevnte skal vi nå undersøke nærmere. I utgangspunktet antar vi som Knivsflå (2017j) påpeker at finansieringsfordelen tilknyttet minoriteter er liten, omkring 0. Dette skyldes at majoriteten vil «skvise» minoriteten for en eventuell merrentabilitet.

Finansieringsfordelen tilknyttet minoriteter beregnes som differansen mellom minoritetskrav og minoritetsrentabilitet multiplisert med minoritetsgraden, som vist i formelen under (Knivsflå 2017j). Det er lønnsomt for majoriteten i Statoil å ha minoritetsinteresser dersom minoritetskravet er større enn minoritetsrentabiliteten. På den måten er nemlig minoritetseierne med på å dele tap i datterselskapene. I motsatt tilfelle er minoritetseierne en byrde for majoritetseierne i Statoil

$$FFMI = (mik - mir) * mig$$

FFMI = finansieringsfordel minoriteter, mik = minoritetskrav, mir = minoritetsrentabilitet, mig = minoritetsgrad

$$mir = \frac{NMR}{MI_{IB} + \frac{\Delta MI - NMR}{2}}, \quad mig = \frac{MI_{IB} + \frac{\Delta MI - NMR}{2}}{EK_{IB} + \frac{\Delta EK - NRE}{2}}$$

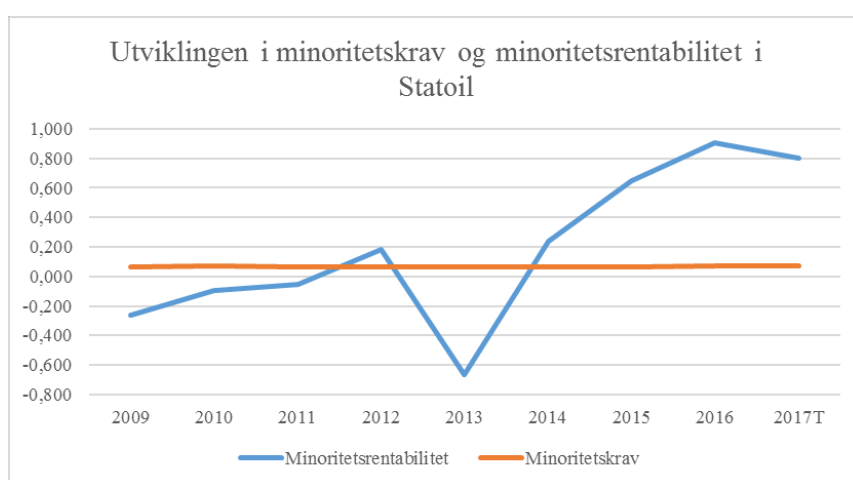
NMR = netto minoritetsresultat, ΔMI = endring minoritetsinteresser gjennom året, EK = egenkapital, ΔEK = endring i egenkapital gjennom året, NRE = nettoresultatet til egenkapitalen

Tabell 8-20 viser finansieringsfordelen tilknyttet minoriteter gjennom analyseperioden. Vi ser at Statoil har en finansieringsfordel så vidt over 0 % i alle år, med unntak av 2012 hvor fordelen er så vidt negativ. Over analyseperioden ligger finansieringsfordelen tilknyttet minoriteter på 0,1 %, hvilket er positivt for majoritetseierne til Statoil selv om fordelen må sies å være svært marginal.

Finansieringsfordel minoritet	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Minoritetskrav	mik	6,7 %	7,1 %	6,3 %	6,2 %	6,2 %	6,4 %	6,6 %	7,1 %	7,4 %	6,7 %
Minoritetsrentabilitet	mir	-26,0 %	-9,6 %	-5,3 %	18,3 %	-66,2 %	24,0 %	65,1 %	90,8 %	80,0 %	34,7 %
Minoritetsrentabilitetsfordel	mik-mir	32,7 %	16,8 %	11,6 %	-12,1 %	72,4 %	-17,6 %	-58,5 %	-83,8 %	-72,6 %	-27,9 %
Minoritetsgrad	mig	1,1 %	2,4 %	3,0 %	1,2 %	0,3 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,7 %
Finansieringsfordel minoritetsinteresser	FFMI	0,4 %	0,4 %	0,3 %	-0,1 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %

Tabell 8-20 Finansieringsfordel minoritet Statoil år 2009 – 2017T

Kravet til minoritetene har vært veldig stabilt over perioden, mens minoritetsrentabiliteten har vært mer volatil (Figur 8-11). Av grafen legger vi også merke til at det i hovedsak har vært en ulempe for Statoil tilknyttet finansieringen gjennom minoriteter. Det er minoritetsgraden som er veldig lav som er årsaken til at finansieringsfordelen tilknyttet minoriteter ligger på 0,1 % i gjennomsnitt. Det kan dermed argumenteres for at Statoil burde redusere andelen minoriteter.



Figur 8-11 Utvikling i minoritetskrav og minoritetsrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T

8.7.5 Oppsummering finansieringsfordel

Vi har nå analysert finansieringsfordelen til Statoil dekomponert i finansieringsfordel netto finansiell gjeld og finansieringsfordelen tilknyttet minoritetsinteresser. Videre dekomponerte vi finansieringsfordelen tilknyttet netto finansiell gjeld i finansieringsfordel finansiell gjeld og finansielle eiendeler. Tabell 8-21 oppsummerer resultatene våre fra finansieringsanalysen.

Finansieringsfordel Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Finansieringsfordel finansiell gjeld	FFFG	-1,3 %	-0,7 %	-1,0 %	-0,7 %	-0,4 %	-0,7 %	0,7 %	0,4 %	-1,2 %	-0,5 %
Finansieringsfordel finansielle eiendeler	FFFE	0,8 %	-0,4 %	-0,1 %	-0,1 %	0,1 %	0,5 %	0,8 %	1,3 %	1,8 %	0,7 %
Finansieringsfordel netto finansiell gjeld	FFNFG	-0,5 %	-1,0 %	-1,1 %	-0,8 %	-0,3 %	-0,3 %	1,6 %	1,7 %	0,6 %	0,3 %
Finansieringsfordel minoritet	FFMI	0,4 %	0,4 %	0,3 %	-0,1 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Finansieringsfordel	FF	-0,1 %	-0,6 %	-0,8 %	-1,0 %	-0,1 %	-0,3 %	1,5 %	1,6 %	0,6 %	0,3 %

Tabell 8-21 Oppsummering finansieringsfordel Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser ligger finansieringsfordelen samlet over analyseperioden på ca. 0,3 % hvilket samsvarer godt med teorien om at vi over tid forventer at denne går mot 0 ettersom vi ikke forventer unormal avkastning i finansmarkedene for Statoil sin del.

8.8 Oppsummering strategisk fordel

I kapittel 8 har vi analysert den strategiske fordelen til Statoil dekomponert i en driftsfordel og en finansieringsfordel. Den strategiske fordelen er på 7,2 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Som det fremgår av tabellen under er det driftsfordelen til Statoil som er den store driveren bak superrentabiliteten (altså den strategiske fordelen) som selskapet i gjennomsnitt har levert over analyseperioden. Dette er i tråd med teorien i det fundamentale rammeverket til Knivsfå om at man ikke kan forvente unormal avkastning gjennom finansieringssiden ettersom vi forutsetter effisiente finansmarkeder der prisene på aktivaene gjenspeiler all tilgjengelig informasjon. Som et resultat er det driftssiden som mest sannsynlig genererer en eventuell strategisk fordel.

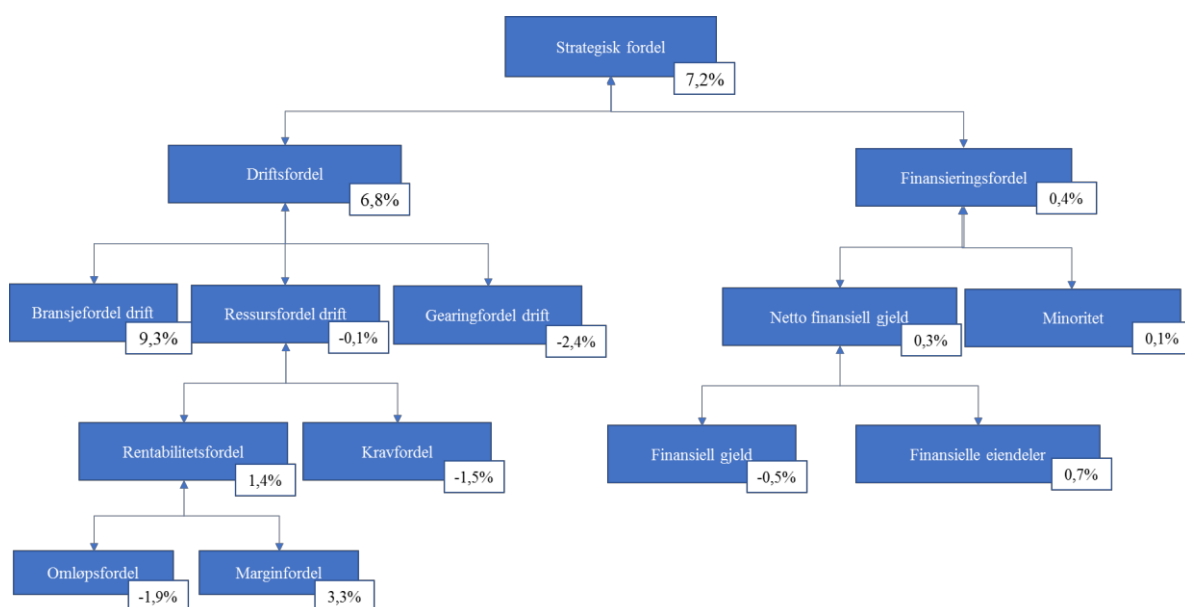
Oppsummering strategisk fordel Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Gjennomsnitt
Bransjefordel Drift	BFD	17,0 %	21,2 %	28,7 %	19,8 %	14,5 %	9,8 %	-0,9 %	-2,1 %	3,0 %	9,3 %
Ressursfordel drift	RFD	0,8 %	3,1 %	5,0 %	4,5 %	-1,9 %	-3,6 %	-2,7 %	-3,4 %	1,1 %	-0,1 %
Strategisk driftsfordel	SFD	17,8 %	24,4 %	33,7 %	24,3 %	12,6 %	6,3 %	-3,6 %	-5,5 %	4,1 %	9,2 %
Gearingfordel drift	GFD	-2,8 %	-5,3 %	-10,1 %	-6,6 %	-2,8 %	-0,9 %	0,1 %	-0,6 %	0,5 %	-2,4 %
Driftsfordel	DF	15,0 %	19,0 %	23,6 %	17,8 %	9,8 %	5,3 %	-3,5 %	-6,1 %	4,6 %	6,8 %
Finansieringsfordel netto finansiell gjeld	FFNFG	-0,5 %	-1,0 %	-1,1 %	-0,8 %	-0,3 %	-0,3 %	1,6 %	1,7 %	0,6 %	0,3 %
Finansieringsfordel minoriteter	FFMI	0,4 %	0,4 %	0,3 %	-0,1 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %
Strategisk fordel	SF	14,9 %	18,4 %	22,8 %	16,8 %	9,7 %	5,0 %	-2,0 %	-4,5 %	5,1 %	7,2 %

Tabell 8-22 Oppsummering strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T

Bransjefordelen er den store driveren bak Statoil sin positive driftsfordel (Tabell 8-22). Oljebransjen samlet sett har i gjennomsnitt generert en superrentabilitet som følgelig også Statoil har profittert på. Superrentabiliteten i bransjen stemmer godt overens med konklusjonen av Porters fem krefter der vi konkluderte med at oljebransjen som helhet har mulighet til å oppnå og bevare konkurransefordeler. Videre avdekket ressursfordelen at Statoil benytter sine interne ressurser omtrent like effektivt som bransjen forøvrig, og vi trekker paralleller til konklusjonen av VRIO-analysen som konkluderte med konkurranseparitet for Statoil overfor bransjen. Mesteparten av Statoil sin virksomhet er konsentrert på norsk sokkel og dette innebærer økte kostnader knyttet til skatt og andre særnorske bestemmelser som bransjen ikke er underlagt i like stor grad. Samtidig er offshore oljeproduksjon kapitalintensivt, men samtidig også mer lønnsom pr fat enn produksjon på land. Dette forklarer Statoil sin marginale ressursulempe relativt til bransjen på -0,1 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Grunnet den lave gjeldsgraden er gearingfordelen til Statoil negativ i snitt over analyseperioden. Statoil kan skalere opp driftsfordelen ved å øke

gjeldsgraden dersom dette er ønskelig, så lenge driftsfordelen holder seg positiv vel å merke. Som forventet var finansieringsfordelen tilnærmet lik 0.

Figur 8-12 oppsummerer gjennomsnittene i funnene i lønnsomhetsanalysen dekomponert på driftsfordel og finansieringsfordel.



Figur 8-12 Oppsummering strategisk fordel Statoil

9. Fremtidsregnskapet

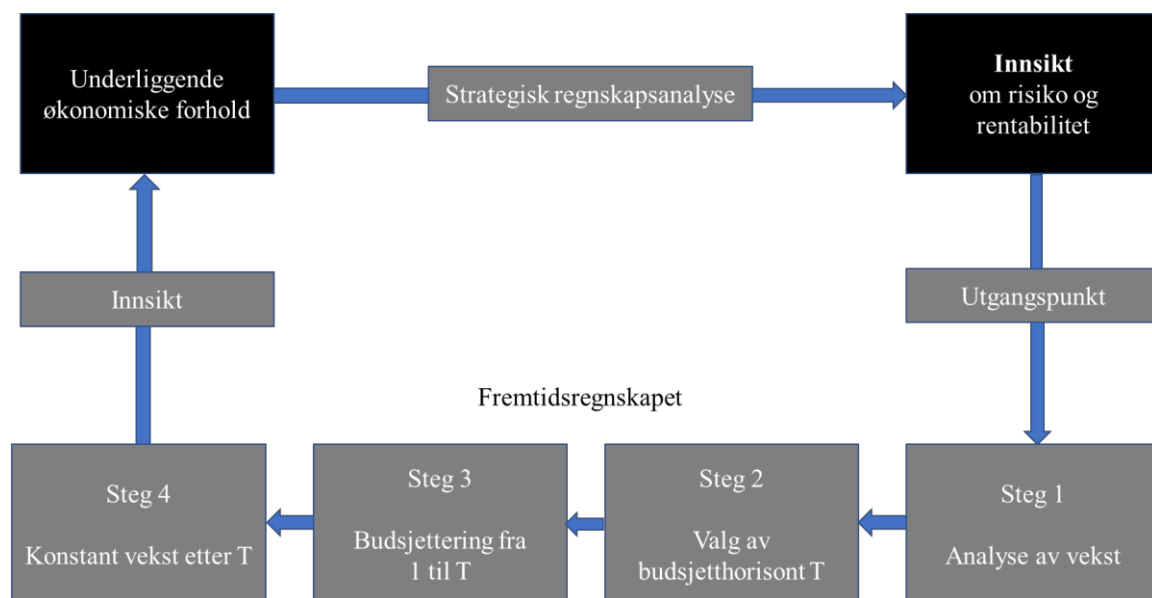
På bakgrunn av sentrale funn i den strategiske analysen i kapittel 4 samt rentabilitetsinnsikten fra lønnsomhetsanalysen i kapittel 8 utarbeides i dette kapittelet Statoil sitt fremtidsregnskap. Fremtidsregnskapet utarbeides sammen med tilhørende fremtidsbalanse og fremtidskontantstrøm. Kontantstrømmene vil deretter neddiskonteres med tilhørende fremtidskrav som utarbeides i kapittel 10. Deretter vil vi basert på de neddiskonterte kontantstrømmene utarbeide estimer på verdien av egenkapitalen i Statoil og verdsette egenkapitalen i Statoil i kapittel 11.

9.1 Rammeverk for fremtidsregnskapet

Penman (2013) påpeker at fremtidsregnskapet i stor grad er en fremtidsrettet regnskapsanalyse, der sentrale momenter fra den historiske regnskapsanalysen konverteres til fremtidsestimater. Gjennom fremtidsregnskapet avdekkes således hvordan den fremtidige lønnsomheten og veksten i Statoil utvikler seg sammenlignet med den historiske utviklingen.

I henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017m) utarbeides fremtidsregnskapet på bakgrunn av fire steg. De mest sentrale elementene i rammeverket til Knivsflå (2017m) finner vi også igjen i oppsettet til Penman (2013).

Det første steget er historisk inntektsvekst. Inntektsveksten, herunder spesielt driftsinntektsveksten, er av de klart viktigste faktorene da denne legger grunnlaget for størrelsen på virksomheten i fremtiden. Det neste steget er valget av budsjettthorison. Budsjettthorisonen bestemmes med bakgrunn i en vurdering av når det er antatt at Statoil når såkalt «steady state», altså konstant vekst. I steg 3 følger ulike budsjetttdrivere som danner grunnlaget for fremtidsregnskapet. En gjennomgang av hver enkelt budsjetttdriver følger utover i delkapittel 9.4. Det siste steget i rammeverket er å avgjøre hvilken konstant vekst som skal legges til grunn i «steady state»-perioden, altså i perioden etter selve budsjettthorisonen. Rammeverket er oppsummert i figur 9-1 under.



Figur 9-1 Rammeverk fremtidsregnskap (Knivsflå 2017m)

9.2 Analyse av historisk vekst

I følge Damodaran (2012) er historisk vekst i varierende grad en god indikator for fremtidig inntektsvekst. Ulike faktorer som størrelse på virksomheten og ulik grad av volatilitet i ulike bransjer er eksempler på faktorer som gjør historisk vekst i varierende grad til et godt prediksjonsgrunnlag for fremtidig vekst i ulike selskaper. Det fremheves at fremtidig vekst må estimeres med bakgrunn i en kombinasjon av historisk inntektsvekst og andre mer selskapsspesifikke og bransjespesifikke faktorer.

Knivsfå (2017m) presiserer også at historisk inntektsvekst kun er en av flere aspekter som ligger til grunn for fremtidig inntektsvekst, men at den historiske veksten allikevel kan gi innsikt i fremtidig vekst.

Ettersom inntektsveksten som kilde til veksten i et selskap kan være noe ustabil er det også interessant å analysere veksten i kapital da denne anses for å være noe mer stabil (Knivsfå, 2017m). Det er imidlertid viktig å påpeke at driftsinntektsveksten er en sentral faktor i resultatveksten som igjen er et sentralt element i kapitalveksten. Med bakgrunn i denne sammenhengen analyseres den historiske inntektsveksten og egenkapitalveksten i Statoil i de påfølgende delkapitlene.

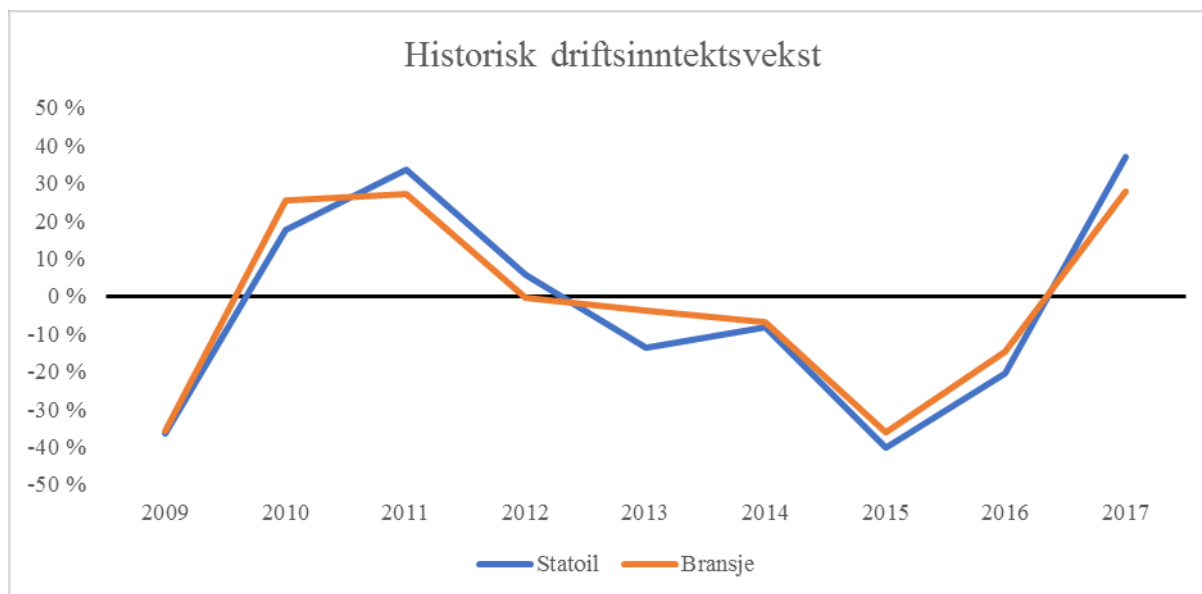
9.2.1 Historisk driftsinntektsvekst i Statoil

Knivsfå (2017m) påpeker at veksten i driftsinntekter er den viktigste underliggende faktoren for fremtidig vekst. Denne antagelsen støttes også oppunder av Penman (2013), men det fremheves samtidig at driftsinntektsveksten må sees i sammenheng med utviklingen i netto driftsmargin. Penman (2013) påpeker nemlig at driftsinntektsveksten kun er av verdi for selskapet dersom denne resulterer i positive marginer. I dette delkapitlet presenteres følgelig Statoil sin historiske driftsinntektsvekst sammenlignet med komparativ bransje. Denne analysen gir en pekepinn på fremtidig inntektsvekst som kan legges til grunn i fremtidsregnskapet. Historisk inntektsvekst er beregnet som vist i formlene under.

$$div_t = \frac{DI_t - DI_{t-1}}{DI_{t-1}} = \frac{\Delta DI_t}{DI_{t-1}}$$

div_t = driftsinntektsvekst, DI = driftsinntekter, ΔDI_t = endring driftsinntekter gjennom året

Figur 9-2 under viser historisk driftsinntektsvekst i Statoil og oljebransjen for øvrig. Vi trekker paralleller til sentrale funn i kapittel 2 samt den strategiske regnskapsanalysen i kapittel 8 og konstaterer at den historiske driftsinntektsveksten har variert i takt med variasjon i oljeprisen.



Figur 9-2 Historisk driftsinntektsvekst Statoil år 2009 – 2017T

Videre er det interessant å påpeke at utviklingen i driftsinntektsveksten har vært veldig lik for Statoil og bransjen for øvrig. Tidsvektet historisk driftsinntektsvekst har historisk over analyseperioden vært ca. -1 % for både Statoil og bransjen. Forklaringen bak denne veksten ligger i den store volatiliteten i oljeprisen over vår analyseperiode. Med utgangspunkt i grafen over og den historiske variasjonen i driftsinntektsveksten er det rimelig å anta at oljeprisens utvikling fremover vil ha stor betydning for fremtidig inntektsvekst for Statoil.

9.2.2 Historisk egenkapitalvekst

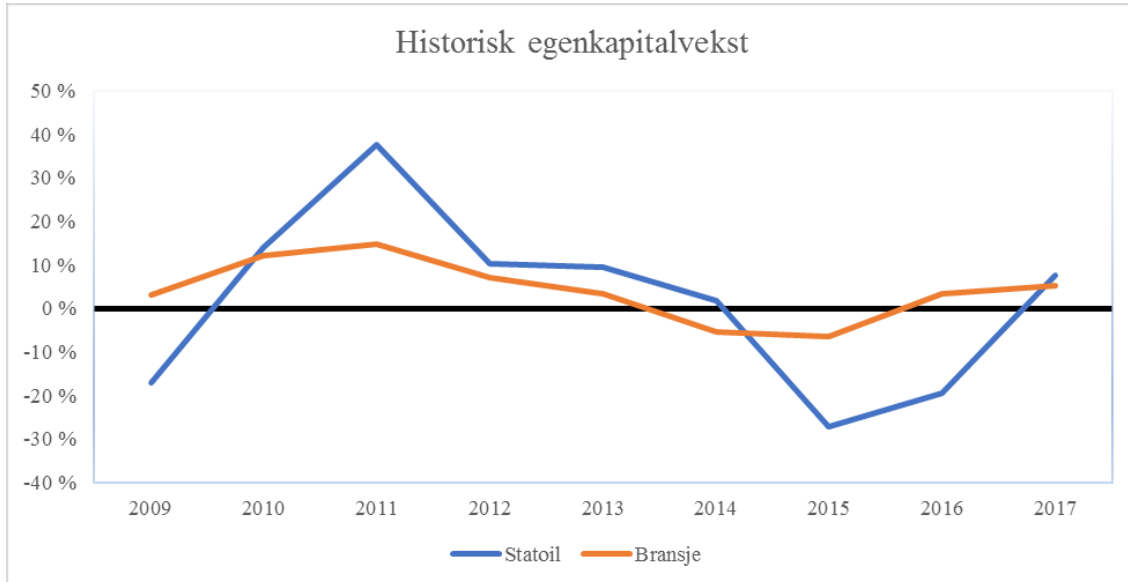
I henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017m) skiller det mellom fullstendig og normalisert egenkapitalvekst. Den fullstendige egenkapitalveksten inkluderer både normale og unormale poster, mens den normaliserte egenkapitalveksten utelater unormale poster. Normalisert egenkapitalvekst egner seg dermed bedre for fremtidsregnskapet ettersom man vanskelig kan predikere utviklingen i uforutsette hendelser fremover.

Egenkapitalveksten er grunnlaget for kapitalveksten og dermed et viktig mål for hvilken avkastning investorer kan vente seg ved en investering i selskapet. Jo høyere egenkapitalveksten er, jo mer kan en investor forvente i utbytte. En analyse av historisk egenkapitalvekst kan gi en pekepinn for hva en investor kan forvente av avkastning i fremtiden. I de påfølgende avsnittene presenteres først fullstendig historisk egenkapitalvekst før den normaliserte egenkapitalveksten presenteres til slutt. Historisk egenkapitalvekst er beregnet med utgangspunkt i formelen under.

$$\text{Egenkapitalvekst} = \frac{EK_t - EK_{t-1}}{EK_{t-1}}$$

EK = egenkapital

Figur 9-3 viser fullstendig historisk egenkapitalvekst i Statoil og bransjen for øvrig



Figur 9-3 Historisk egenkapitalvekst Statoil år 2009 – 2017T

Som vi ser av grafen har egenkapitalveksten i Statoil vært noe mer volatil enn i bransjen for øvrig. Gjennomsnittlig tidsvektet egenkapitalvekst til Statoil har vært på 0 %. Mye av forklaringen bak denne tidsvektede veksten på 0 % ligger i de store variasjonene i oljeprisen. Vi trekker paralleller til utviklingen i historisk driftsinntektsvekst og ser at utviklingen i egenkapitalveksten er relativt lik utviklingen i driftsinntekter. Også bransjen for øvrig har opplevd en egenkapitalvekst på ca. 0 % i gjennomsnitt over hele analyseperioden.

En annen hovedårsak til at veksten svinger mer hos Statoil enn for bransjen generelt kan ligge i valutahåndtering. En god del av svingningene skyldes nemlig omregningen fra NOK til USD som nevnt i kapittel 5.2. År 2011 som avviker mest fra snittet med positivt fortegn er året hvor Statoil også hadde en inntekt fra omregning av valuta på 3 213 millioner USD. I den andre enden av skalaen ser vi at Statoil i 2015 hadde sin desidert største ”utgift” tilknyttet omregningen med 13 433 millioner Dollar. Dersom man ser på egenkapitalutviklingen i norske kroner vil altså utviklingen av egenkapitalveksten være mer stabil. Ettersom flere av de komparative selskapene står overfor samme problematikk og alle tall er omregnet til dollar velger vi allikevel å gå videre med resultatet vist ovenfor i figur 9-3.

Det ble påpekt innledningsvis at fullstendig egenkapitalvekst omfatter både unormale og normale poster, hvilket medfører at denne vekstfaktoren kan være, og i vårt tilfelle er, et misvisende grunnlag for fremtidsregnskapet. Dette ble belyst gjennom omregningsdifferanser i avsnittet over. Det er med dette som bakgrunn interessant å analysere den normaliserte egenkapitalveksten som omfatter normale poster og i en forlengelse egenkapitalrentabiliteten og graden av tilbakeholdelse. Formelen for beregning av normalisert egenkapitalvekst er gjengitt under.

$$ekv = (1 - eku) * ekr$$

$$eku = \frac{NBU}{NRE}, ekr = \frac{NRE}{EK} \text{ og } 1-eku = \text{tilbakeholdingsgrad}$$

Av tabell 9-1 ser man at den normaliserte egenkapitalveksten i Statoil er på 5 % i gjennomsnitt over analyseperioden. Vi ser at tilbakeholdsgraden er svært negativ i årene 2015 og 2016 hvilket forklares med bakgrunn i at Statoil i denne perioden betalte ut store utbytter selv om resultatene var negative. I et fremoverskuende perspektiv vil en egenkapitalvekst på 5 % være mer realistisk enn en egenkapitalvekst på 0 % i gjennomsnitt som analysen av den fullstendig egenkapitalveksten indikerte. Hvilke antakelser som konkret legges til grunn i fremtidsregnskapets egenkapitalvekst vil vi komme tilbake til senere i kapittel 9.

Historisk egenkapitalvekst for Statoil	Symbol	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017T	Tidsvektet gjennomsnitt
Egenkapitalrentabilitet	ekr	17 %	23 %	29 %	20 %	14 %	9 %	2 %	0 %	10 %	12 %
Tilbakeholdsgrad	1-eku	43 %	57 %	66 %	65 %	52 %	4 %	-118 %	-834 %	40 %	-111 %
Egenkapitalvekst	ekv	7 %	13 %	19 %	13 %	7 %	0 %	-3 %	-4 %	4 %	5 %

Tabell 9-1 Normalisert egenkapitalvekst Statoil år 2009 – 2017T

9.3 Valg ved utarbeidelsen av femtidsregnskapet

I tråd med rammeverket til Knivsflå (2017m) skal vi i de neste delkapitlene presentere våre vurderinger til valg av budsjettorisont, detaljeringsnivå og budsjetteringsteknikk. Dette er steg 2 i modellen om fremtidsregnskapet som ble presentert i delkapittel 9.1

9.3.1 Valg av budsjettorisont

Kaldestad & Møller (2016) beskriver budsjettperioden som den eksplisitte perioden fra i dag og frem til det tidspunktet det er antatt at bedriftens vekst går over i såkalt «steady state». Steady state innebærer at bedriften når en moden vekstfase der inntektsveksten er konstant. Hvor lang budsjettorisonten bør være varierer fra selskap til selskap, og er i stor grad bestemt av hvor syklisk bransjen er. For sykliske bransjer anbefales gjerne en budsjettperiode utover 5 år. Knivsflå (2017m) anbefaler en budsjettorisont på 10-14 år for bransjer der det er

antatt at det fortsatt finnes vekstmuligheter. I tillegg påpekes det at valg av budsjetthorisont også avhenger av kvaliteten på regnskapsføringen. En verdibasert rapportering tilsier noe kortere budsjetthorisont ettersom denne regnskapsføringsteknikken i større grad presenterer virkelig verdi av selskapet.

Oljebransjen er som påpekt i kapittel 2 en syklisk bransje der utviklingen i oljeprisen har stor betydning for utviklingen av den generelle lønnsomheten i bransjen. Imidlertid vil utviklingen i energisammensetningen fremover endre seg og dermed kunne begrense oppsidepotensialet i oljeprisen. En redusert etterspørsel etter olje grunnet økte satsninger på fornybare energikilder som påpekt i kapittel 2 og 4 vil kunne medføre at oljebransjen går over i «steady state» med konstant vekst tidligere enn ventet. På den annen side vil reduserte oljepriser også kunne medføre at omleggingen mot fornybarsamfunnet går saktere ettersom reduserte priser vil kunne øke etterspørselen og dermed konkurransekraften til olje som energikilde. Med utgangspunkt i den sykliske naturen til oljebransjen og usikkerheten rundt fremtidsutsiktene til bransjen taler dette for en litt lengre budsjetthorisont for å fange opp både fremtidige oppgangs- og nedgangsperioder.

Som Knivsflå (2017m) fremhever taler en verdibasert regnskapsføring for en litt kortere budsjetthorisont ettersom verdiene til selskapet i større grad tydeliggjøres i gjeldende regnskap. Statoil fører regnskap i henhold til IFRS-bestemmelsene, og denne regnskapsformen anses for å være verdibasert (Fardal, 2007). Med bakgrunn i IFRS som regnskapsform kan en noe kortere budsjetthorisont for Statoil legges til grunn.

På bakgrunn av den sykliske naturen i oljebransjen, den fremtidige sammensetningen i energietterspørselen og at Statoil fører konsernregnskap i henhold til IFRS har vi valgt en budsjetthorisont på 13 år. Denne tidsperioden mener vi vil kunne fange opp de tidligere påpekte momentene på en god måte. Budsjettperioden for Statoil blir dermed år 2018 til 2030 hvor år T er 2030. År T+1, altså 2031 og T+2, altså år 2032, vil representere budsjettårene med konstant vekst.

9.3.2 Valg av detaljnivå

Palepu et al (2013) påpeker at et lavt detaljnivå på fremtidsregnskapet kan øke presisjonen på fremtidsestimatene ettersom det da gjøres mindre konkrete antakelser om utviklingen i ulike regnskapsposter i fremtiden. Ved å vurdere fremtidsregnskapet helhetlig vil man da kunne få et mer korrekt bilde av de grove trekkene i den fremtidige utviklingen.

Knivsflå (2017m) fremhever i sitt rammeverk at graden av detaljnivå på fremtidsregnskapet avhenger av hvor lang budsjetthorisonten er. Jo kortere budsjetthorisonten er jo mer aktuelt vil det være med et detaljert budsjett da den kortsiktige horisonten reduserer usikkerheten knyttet til estimeringen av de ulike budsjettdriverene. En lengre budsjetthorisont øker usikkerheten rundt estimatene og medfører dermed at et lavere detaljnivå er mer hensiktsmessig.

For Statoil har budsjetthorisonten blitt satt til 13 år, hvilket betyr at vi kun benytter oss av de viktigste budsjettdriverene. Detaljnivået er dermed lavt. Totalt sett vil vi dermed budsjettere fremtidsregnskapet med bakgrunn i 7 steg og totalt 9 budsjett drivere. Sistnevnte vil vi gjøre rede for i delkapittel 9.4.

9.3.3 Valg av fremskrivingsteknikk

Fremtidsregnskapet til Statoil baseres på den såkalte lineære fremskrivingsteknikken. Dette innebærer at vi har estimert vekstverdier for budsjettdriverene i ulike budsjettpunkter over kort sikt, mellomlang sikt og lang sikt. Vekstfaktoren som ligger til grunn mellom de ulike budsjettpunktene vil variere mellom de ulike budsjettdriverene. På kort- og delvis mellomlang sikt kan den underliggende veksten fremskrives med relativt god sikkerhet. For Statoil sin del vil denne veksten avhenge spesielt av den underliggende utviklingen i oljeprisen og andre interne ressurser i virksomheten. På lang sikt vil veksten påvirkes av generelle makroøkonomiske forhold som eksempelvis teknologisk endring og befolkningsveksten samt andre makroøkonomiske vekstforhold. Knivsflå (2017m) fremhever at den langsiktige vekstfaktoren ikke kan settes høyere enn den generelle veksten i verdensøkonomien med et tillegg for forventet inflasjonsnivå, da et selskap ikke kan vokse til å bli større enn verdensøkonomien på sikt.

Det kan diskuteres hvorvidt en lineær fremskrivingsteknikk er passende for et selskap som Statoil som operer i en svært syklisk bransje der svingninger i nivået på oljeprisen har stor betydning for fremtidig inntjening. Det kan dermed argumenteres for at en antakelse om lineær vekst ikke vil være en passende forutsetning for et oljeselskap. Denne usikkerheten rundt metoden vil kunne svekke kvaliteten på vårt verdiestimat. Imidlertid er det også viktig å påpeke at det ikke nødvendigvis er gitt at andre fremskrivingsteknikken vil kunne gi et bedre verdiestimat enn den lineære fremskrivingsteknikken.

9.4 Budsjett drivere

Som det ble påpekt i delkapittel 9.3.3 ønsker vi ved hjelp av en lineær fremskrivingsteknikk å beregne veksten i underliggende budsjett drivere på kort- mellomlang- og lang sikt. Som kort sikt har vi tatt utgangspunkt i år 2018 og 2019, mens vi har fastsatt år 2022 som mellomlang sikt. Lang sikt vil være perioden fra og med år 2030, altså når veksten utvikler seg konstant med bakgrunn i at Statoil da har nådd «steady state». Penman (2013) påpeker at gjennom anvendelse av budsjett drivere sikres en systematisk oppbygging av fremtidsregnskapet der de mest sentrale elementene av betydning for fremtidig vekst blir inkludert. I henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017m) utarbeides fremtidsregnskapet på bakgrunn av syv steg og ni budsjett drivere.

På sikt legges det i utgangspunktet til grunn at budsjett drivere i Statoil vil konvergere mot bransjegjennomsnittet. Imidlertid har vi i enkelte budsjett drivere foretatt en strategisk overstyring der vi mener dette er nødvendig med utgangspunkt i kvalitativ innsikt fra den strategiske analysen. I de neste delkapitlene følger en gjennomgang av fremskrivingen av de ulike budsjett driverene som danner grunnlaget for fremtidsregnskapet.

Før budsjett driverene analyseres er det viktig å fremheve enkelte faktorer som har betydning for fremtidsregnskapet. Ettersom det fundamentale rammeverket til Knivsflå påpeker at historisk vekst legges til grunn som en pekepinn for fremtidig vekst er det viktig å være klar over at historisk vekst ofte fører til at man undervurderer fremtidig vekst dersom historisk vekst har vært svak eller i motsatt tilfelle overvurderer fremtidig vekst dersom historisk vekst har vært høy. Damodaran (2012) påpeker at forskning på korrelasjonen mellom historisk og fremtidig inntektsvekst har avdekket at disse to elementene kun samvarierer i varierende grad. Dette illustrerer at det er viktig å være kritisk til de estimatene man legger til grunn for budsjett driverene. I tillegg påpekte vi i kapittel 7 at noen av avkastningskravene kan være undervurdert, spesielt kravet til finansiell gjeld som følge av at vi har lagt til grunn nibor-renten som er noe lavere enn andre estimater på risikofri rente. Følgelig vil enkelte undervurderte krav kunne påvirke resultatelementene i fremtidsregnskapet.

9.4.1 Driftsinntektsvekst

Sentrale forhold avdekket i den strategiske analysen og regnskapsanalysen vil i henhold til det fundamentale rammeverket til Knivsflå (2017n) ligge til grunn for fremtidig inntektsvekst i Statoil. Driftsinntektsveksten beregnes med bakgrunn i formelen vist under, og i de

påfølgende avsnittene vil vi nærmere gjøre rede for hvilke faktorer vi har lagt til grunn i utviklingen i driftsinntekter for Statoil på kort, mellomlang og lang sikt.

$$DI_t = (1 + div_t) * DI_{t-1}$$

DI = driftsinntekter, div = driftsinntektsvekst

Som vi har påpekt både i kapittel 2, men også i den strategiske regnskapsanalysen i kapittel 8 henger driftsinntektsvekst og oljepris tett sammen for Statoil og petroleumsbransjen generelt. Dette innebærer at en prediksjon på fremtidig utvikling i oljeprisen vil være en sentral del av estimeringen av fremtidig driftsinntektsvekst i Statoil. Vi har beregnet korrelasjonsfaktoren mellom utviklingen i oljepris og utviklingen i driftsinntekter for Statoil til 0,95 over analyseperioden 2009-2017 hvilket illustrerer hvilken betydning oljeprisen har for driftsinntektene. Det er viktig å påpeke at Statoil sine driftsinntekter også avhenger av utviklingen i gassprisene, og som vi viste i delkapittel 2.1.9.1 følger utviklingen i gassprisene stort sett utviklingen i oljeprisen.

I den strategiske analysen rettet vi oppmerksomhet mot fornybar energi og det faktum at den fremtidige energisammensetningen er i endring. Det er rimelig å anta at verdens energiforbruk i fremtiden i mindre grad vil baseres på petroleumsprodukter og således vil det kunne være rimelig å anta at oljeprisen på sikt vil kunne falle. I den strategiske analysen fremhevet vi at en omlegging av energikildene i spesielt transportsektoren potensielt vil kunne føre til lavere oljepriser på sikt.

På den annen side vil makroøkonomiske forhold som befolkningsvekst kunne øke etterspørselen etter produkter som i stor grad baseres på petroleum. Videre påpekte vi i analysen av Porters 5 krefter at trusselen fra grønne energikilder og substitutter kan begrenses gjennom at olje som energikilde vil kunne oppleve økte konkurransekraft dersom oljeprisen faller.

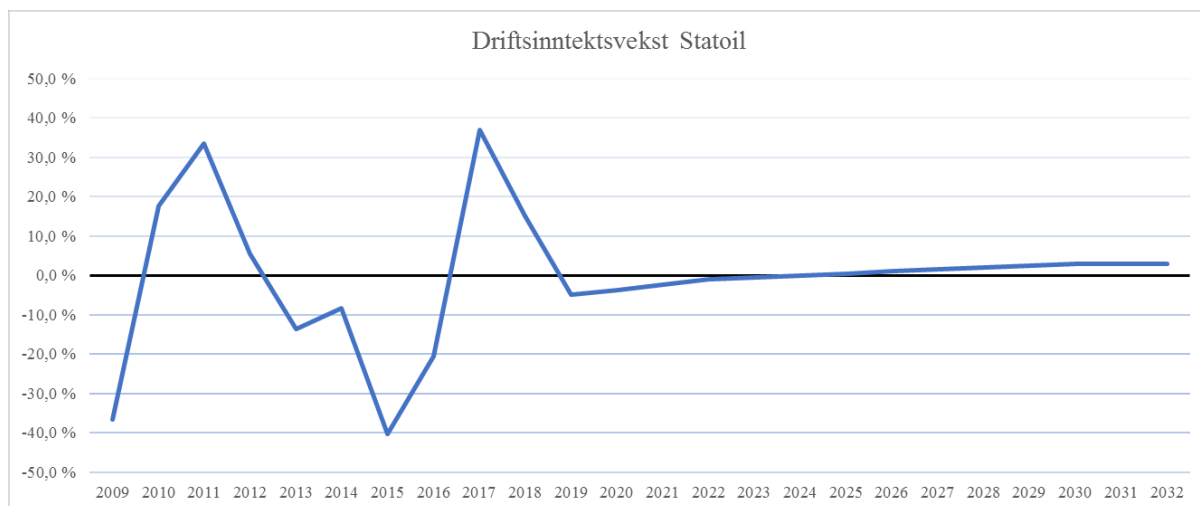
Som det fremgår av analysene i avsnittene over er det betydelig usikkerhet knyttet til den nøyaktige utviklingen i oljeprisen fremover. Som figur 2-7 i delkapittel 2.1.9.1 viste har oljeprisen historisk opplevd store variasjoner i prisnivået, og det er få faktorer som tilsier at denne prisvolatiliteten skulle endres på kort sikt. For et best mulig estimat på utviklingen i oljepris på kort sikt har vi derfor tatt utgangspunkt i data om forwardprisene på brentolje, som er den typen olje Statoil sin virksomhet i størst grad er konsentrert rundt. Forwardprisene vi har innhentet pr 23.november 2017 (CME Group, 2017) indikerer en prisoppgang på brentolje

på 15 % over det første året i budsjettperioden, altså 2018. Deretter indikerte forwardprisene en nedgang på 5 % fra 2018 til 2019. Det er vanskelig å predikere driftsinntektsveksten fremover i tid med bakgrunn i utviklingen i olje og forwardpriser, ettersom forwardkontraktene på oljeprisene ikke handles aktivt langt frem i tid.

Med bakgrunn i konsensus på oljepris har vi satt en årlig økning i oljeprisen (Denning, 2017), og dermed også årlig vekst i driftsinntektsveksten, på 1,33 % i perioden 2019 til 2022 . Dette tilsvarer at oljeprisen i budsjettpunktet for mellomlang sikt står i 55 USD per fat. Ettersom det ikke er noe konsensus i markedet for hva oljeprisen vil være i 2030 har vi fortsatt å ta utgangspunkt i konsensus for mellomlang sikt, og lagt inn en liten vekstfaktor. Oljeprisveksten på lang sikt settes dermed til 0,5 % årlig prisvekst fra 2022 til budsjettthorisonen i 2030. Dette innebærer at vi på sikt ser for oss et prisnivå på brentolje ligger på dagens nivå på rundt 60 USD pr fat.

Den langsiktige driftsinntektsveksten etter budsjettthorisonen har vi fastsatt på bakgrunn i historisk inntektsvekst i verden, inflasjonsnivået i verden i 2016 samt kvalitativ innsikt fra den strategiske analysen i kapittel 4. Historisk vekst i verdensøkonomien har vært på om lag 3 % i perioden 1961-2016 (World Bank, 2017a), mens inflasjonen i verden var på ca. 1,78 % i 2016 (World Bank, 2017b). I henhold til det Knivsflå (2017m) påpeker om at vekst på lang sikt baseres på historisk vekst i verdensøkonomien samt en inflasjonsjustering skulle dette tilsi en konstant driftsinntektsvekst i steady state for Statoil på om lag 4,5 %. Imidlertid anser vi dette vekstanslaget som noe høyt på bakgrunn av innsikt fra den strategiske analysen i kapittel 4. Fremtidens energisammensetning og usikkerheten rundt en gradvis innfasing av en økt andel fornybare energikilder kan sette begrensninger på fremtidig oljeprisvekst. Følgelig har vi antatt en konstant vekst på 3 % i steady state, hvilket er et godt stykke unna maksimal vekst i steady state som foreskrevet i rammeverket til Knivsflå.

Figur 9-4 oppsummerer driftsinntektsveksten i Statoil over analyseperioden, budsjettperioden og veksten i steady state. Som vi ser er veksten i perioden 2018 og 2019 preget av sykliske variasjoner i oljeprisen, mens driftsinntektsveksten på mellomlang- og lang sikt stabiliserer seg. I steady state er en konstant driftsinntektsvekst på 3% lagt til grunn. Tabell 9-2 viser utviklingen i driftsinntekter med bakgrunn i driftsinntektsveksten.



Figur 9-4 Driftsinntektsvekst Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Driftsinntekter	DI	71938	68341	65835	64299	63656	63337	63337	63654	64291	65255	66560	68224	70271	72379	74550
Vekstfaktor	v	15,00 %	-5,00 %	-3,67 %	-2,33 %	-1,00 %	-0,50 %	0,00 %	0,50 %	1,00 %	1,50 %	2,00 %	2,50 %	3,00 %	3,00 %	3,00 %

Tabell 9-2 Driftsinntektsvekst Statoil i fremtidsregnskapet

9.4.2 Netto driftseiendeler

I avsnittet over beregnet vi den fremtidige driftsinntektsveksten til Statoil. Ved hjelp av omløpet til netto driftseiendeler vil vi kunne presentere budsjetteringen av netto driftseiendeler. Knivsflå (2017n) presenterer utregningen av netto driftseiendeler som vist i formelen under. Som vi ser beregnes netto driftseiendeler ved å dele driftsinntekter på omløpet til netto driftseiendeler.

$$NDE_{t-1} = \frac{DI_t}{onde_t}$$

$$Onde_t = \frac{DI_t}{NDE_{t-1}}$$

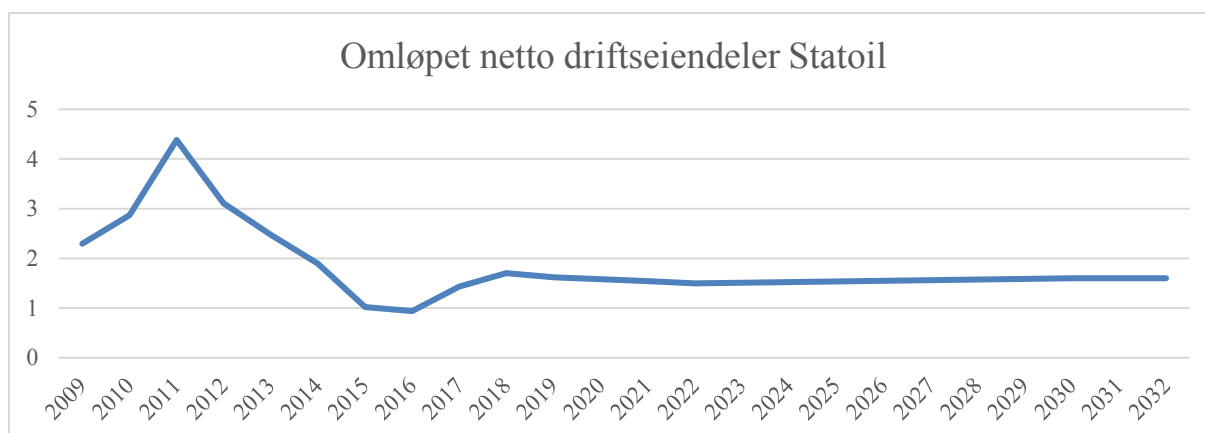
NDE = netto driftseiendeler, onde = omløpet til netto driftseiendeler, DI = driftsinntekter

I henhold til analysene foretatt i kapittel 8 fant vi at omløpet til netto driftseiendeler i Statoil har vært relativt volatil over analyseperioden i likhet med utviklingen i driftsinntekter. Dette øker usikkerheten rundt budsjettering av fremtidig omløp til netto driftseiendeler. Ettersom omløpet til netto driftseiendeler er tett knyttet opp imot driftsinntekter vil budsjetteringen av omløpet naturlig være tett knyttet opp til den budsjetterte utviklingen i inntekter. For å illustrere denne sterke sammenhengen har vi beregnet korrelasjonen mellom driftsinntekter og omløpet til netto driftseiendeler. Korrelasjonen er på 0,85 over analyseperioden 2009 til 2017,

hvilket innebærer at utviklingen i driftsinntekter, herunder oljeprisen, er av sentral betydning for omløpet i fremtidsregnskapet.

På bakgrunn av forwardprisene på brentolje som vi diskuterte i delkapittel 9.4.1 forventer vi en økning i driftsinntekter på 15 % på kort sikt mot slutten av 2018, mens vi deretter forventer en reduksjon i driftsinntekter på 5 % fra 2018 til 2019. Deretter forventet vi en økning i driftsinntekter på 1,33 % årlig frem mot 2022. På lang sikt forventet vi en svak årlig økning i inntekter på 0,5 % frem mot budsjetthorisonten. Ettersom vi forventer en tett kobling mellom utvikling i netto driftseiendeler og driftsinntekter har vi med utgangspunkt i et omløp på netto driftseiendeler på 1,432 i år 0 (2017) budsjettert med en økning til 1,704 på kort sikt. Deretter budsjetterte vi med en nedgang til 1,62 i 2019 før vi får en lavere årlig nedgang på mellomlangsikt med et omløp på 1,5 i 2022. På lang sikt følger en svak årlig økning i omløpet til netto driftseiendeler til et nivå på 1,6 i budsjetthorisonten. I steady state har vi lagt inn et omløp på 1,6.

I lys av analysen av omløpet til netto driftseiendeler i kapittel 8 forventer vi ikke at Statoil i fremtiden vil kunne oppnå toppnivåene i omløp til netto driftseiendeler som vi så i år 2009 til 2014 der omløpet lå godt over det vi mener er et representativt omløp for fremtiden med de forutsetningene om oljeprisutvikling som vi har lagt til grunn. På sikt vil dermed omløpet være på nivå med bransjen hadde i 2017T. Ettersom Statoil er mer kapitalintensive enn bransjen er det følgelig forventet at bransjen øker sitt nivå fra 2017T, slik at Statoil i tråd med analyseperioden har et lavere omløp til netto driftseiendeler enn bransjen. Følgelig antar vi at Statoil også i fremtiden vil ha en liten negativ omløpsfordel. Det gjennomsnittlige nivået på oljeprisen i 2017 mener vi i henhold til utviklingen i driftsinntekter er et mer representativt nivå for fremtiden. Denne vurderingen må sees i sammenheng med vår analyse av fremtidig sammensetning i energiforbruket der olje på sikt etter all forventning vil utgjøre en mindre andel relativt til i dag. Figur 9-5 viser utviklingen i omløpet til netto driftseiendeler fremover. Som man ser er utviklingen tett knyttet til fremtidig utvikling i driftsinntekter.



Figur 9-5 Omløpet netto driftseiendeler Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet

9.4.3 Netto driftsresultat

I henhold til rammeverket for budsjettering som Knivsflå (2017m) presenterer består tredje steg av å budsjettere netto driftsresultat. Som vist i formelen under budsjetteres netto driftsresultat med utgangspunkt i driftsinntekter og netto driftsmargin. Driftsinntektene har vi budsjettert allerede så det gjenstår å budsjettere netto driftsmargin.

$$NDR_t = ndm_t * DI_t$$

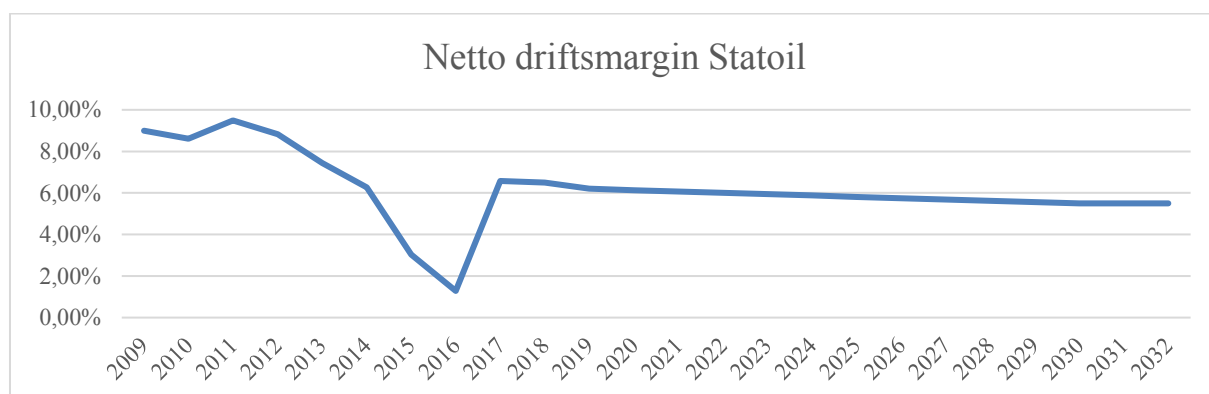
$$ndm_t = \frac{NDR_t}{DI_t}$$

NDR = netto driftsresultat, ndm = netto driftsmargin, DI = driftsinntekter

I kapittel 8 fremkom det at Statoil har hatt en liten marginfordel relativt til bransjen over analyseperioden. I common size-analysen undersøkte vi marginfordelen nærmere og konkluderte med at marginfordelen i stor grad kan relateres til de forhold ved Statoil sin virksomhet som vi har påpekt VRIO-analysen i kapittel 4. I et fremoverskuende perspektiv har vi i likhet med antatt fremtidig utvikling i driftsinntekter, herunder spesielt oljeprisen, lagt til grunn at netto driftsmargin utvikler seg relativt stabilt. Gjennomsnittlig driftsmargin var 6 % over analyseperioden 2009-2017. Marginfordelen relativt til bransjen var 3,3 % i henhold til drøftingen i kapittel 8.4.3.1. Med utgangspunkt i en driftsmargin på 6,6 % i 2017T har vi lagt til grunn at denne vil være stabil i 2018, men falle til 6,2 % på kort sikt, og på mellomlangsigte falle til 6 %, altså en svakere nedgang pr år enn på kort sikt. Utviklingen i driftsmargin følger dermed til en viss grad antatt utvikling i driftsinntekter. På lang sikt har vi lagt til grunn en liten nedgang i netto driftsmargin. Denne utviklingen i driftsmarginen må

sees i sammenheng med vår antatte utvikling i driftsinntekter og tilhørende utvikling i oljeprisen. Som vi beskrev i delkapittel 2.1.8 samt i Porters fem krefter er det viktig å huske på at kostnadsnivået i oljebransjen til en viss grad følger oljeprisen. Høyere aktivitet gir høyere kostnader. Derfor har vi på lang sikt lagt inn en svak nedgang i netto driftsmargin fra 6 % til 5,5 %.

På bakgrunn av elementene vi har fremhevet i den interne ressursbaserte analysen har vi lagt til grunn at netto driftsmargin i Statoil vil ligge litt over bransjegjennomsnittet også i fremtiden. Følgelig antar vi at Statoil også i fremtiden vil ha en liten marginfordel i steady state med bakgrunn i mer effektiv produksjon, som vi konkluderte med i den strategiske analysen i kapittel 4. I figur 9-6 vises utviklingen i netto driftsmargin for Statoil.



Figur 9-6 Netto driftsmargin Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet

Tabell 9-3 viser utregningen av netto driftsresultat i Statoil i budsjettperioden.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Driftsinntekter	DI	71938	68341	65835	64299	63656	63337	63337	63654	64291	65255	66560	68224	70271	72379	74550
Netto driftsmargin	NDM	0,065	0,062	0,06133	0,06067	0,06	0,05938	0,05875	0,05813	0,0575	0,05688	0,05625	0,05563	0,055	0,055	0,055
Netto driftsresultat	NDR	4676	4237	4038	3901	3819	3761	3721	3700	3697	3711	3744	3795	3865	3981	4100

Tabell 9-3 Netto driftsresultat Statoil i fremtidsregnskapet

Som det fremgår forventer vi en utvikling i netto driftsresultat som i stor grad samsvarer med antatt utvikling i oljeprisen. En svak nedgang på mellomlang sikt, med tilhørende svak oppgang på lang sikt.

9.4.4 Netto finansiell gjeld

Det fjerde budsjettsteget i fremtidsregnskapet omhandler budsjetteringen av netto finansiell gjeld (Knivsfå, 2017m) Etersom netto finansiell gjeld består av en finansiell eiendelsdel og en finansiell gjeldsdel må vi følgelig først budsjettere Statoil sine finansielle eiendeler og finansielle gjeld før vi har et grunnlag for å budsjettere netto finansiell gjeld. I de påfølgende delkapitlene vises budsjettering av finansielle eiendeler og gjeld.

9.4.4.1 Finansiell eiendelsdel

Finansielle eiendeler beregnes med utgangspunkt i en fremskrevet finansiell eiendelsdel og netto driftseiendeler (Knivsflå, 2017n):

$$FE_t = fed_t * NDE_t$$

FE = finansielle eiendeler, fed = fremskrevet finansiell eiendelsdel, NDE = netto driftseiendeler

Over analyseperioden 2009 til 2017 har Statoil hatt en finansiell eiendelsdel på 79 % i gjennomsnitt, hvilket må anses som å være veldig høyt. Bakgrunnen for den store andelen finansielle eiendeler i Statoil er hovedsakelig at selskapet har en veldig stor andel finansielle kundefordringer. En stor post finansielle kundefordringer er gjennomgående for bransjen også, og vi antar at det vil være mulig å redusere denne posten noe, men ikke radikalt da det potensielt kan gå utover kontrakter og i neste ledd inntjeningen til Statoil.

Statoil hadde en stor oppbygging av kontanter spesielt i årene 2012 til 2014 når oljeprisen var på et høyt nivå og inntjeningen var tilsvarende høy. Denne utviklingen anser vi ikke som representativ for perioden fremover og følgelig reduseres finansielle eiendeler i fremtidsregnskapet. Dette på tross av at Statoil allerede ligger godt under normalen med 13% kontanter som andel av driftsinntekter for å sikre mot svingninger.

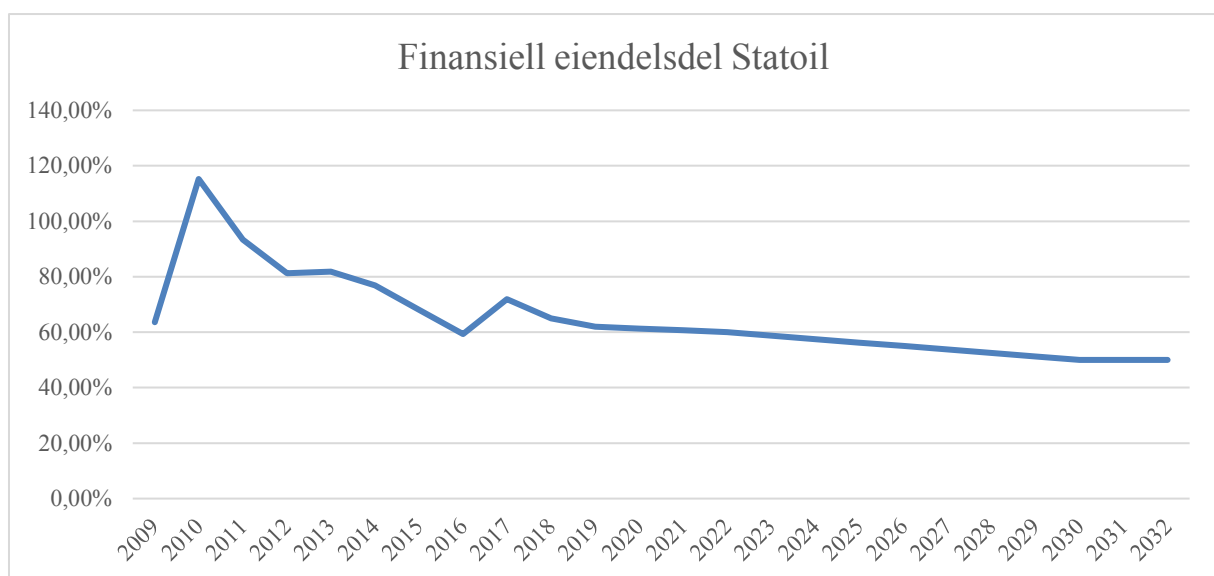
Siste vesentlige del av Statoil sine finansielle eiendeler er hedgingprodukter der Statoil har som mål å sikre seg mot svingninger i nøkkelfaktorer for driften, herunder valutaeffekter. Ettersom både oljepris og valuta, særlig NOK mot Dollar, har nådd nærmest historisk dårlige nivåer de siste årene har de finansielle hedgene nådd høye nivåer. Det er forventet at enten nøkkelfaktorene faller ned til mer normale nivåer eller at Statoil henter gevinst på noen av de finansielle hedgene. Uavhengig av løsning er det forventet et lavere nivå på denne delen av finansielle eiendeler.

Med bakgrunn i vurderingene over forventer vi at finansiell eiendelsdel reduseres på kort sikt fra et nivå på 72 % i 2017 til 65 % i 2018. På mellomlang sikt forventes en noe lavere reduksjon pr år til et nivå på 60 % i 2022. På lang sikt reduseres finansielle eiendeler videre til et nivå på 50 % i 2030. Et finansielt eiendelsnivå på 50 % er mer i tråd med det nivået bransjen for øvrig har ligget på i gjennomsnitt over vår analyseperiode 2009 til 2017, og er følgelig et naturlig konvergeringsmål for Statoil.

Det er verdt å påpeke at en finansiell eiendelsdel på 50 % er tilsvarende hva en bank har, og kan anses som veldig høyt i steady state. Allikevel ser vi at Statoil i analyseperioden kun har

vært under 60 % ved ett tilfelle, og at bransjen har et gjennomsnitt i perioden på rett under 55 %. Det bør også nevnes at alt av kontanter anses som finansielt, og ikke noe som driftsrelatert. Dermed er den finansielle eiendelsdelen til Statoil i realiteten lavere, og vi mener derfor at en finansiell eiendelsdel på 50 % ikke er urimelig.

Ettersom Knivsflå (2017o) anser en finansiell eiendelsdel på 20 % som høyt i steady state ønsker vi å belyse effekten av plasseringen av kontanter som finansielt fremfor driftsrelatert med 2017 som et eksempel. I utgangspunktet har Statoil en finansiell eiendelsdel på 72 %, og en relativt gjennomsnittlig kontantbeholdning for analyseperioden i dette året. Ved å omplassere kontantene fra finans til drift reduseres finansielle eiendeler, samtidig som netto driftskapital øker. Altså reduseres telleren i brøken i utregningen av finansiell eiendelsdel, samtidig som nevneren øker. Altså får vi en dobbel effekt, og utfallet for eksempelåret 2017 blir en justert finansiell eiendelsdel på 53 %. Tilsvarende omplasseringer i hele analyseperioden gir et gjennomsnitt på 50 % finansiell eiendelsdel, altså 20 % lavere enn først utregnet. Følgelig er valget om å kategorisere alle kontanter som finansielle fremfor driftsrelaterte årsaken til at vi i så stor grad avviker fra det Knivsflå anser som normalt. Begrunnelsen for valget, og implikasjonen som er forklart over, ble introdusert i delkapittel 5.4.2. Utviklingen i finansielle eiendeler, uten justering, er sammenfattet i figur 9-7.



Figur 9-7 Finansiell eiendelsdel Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet

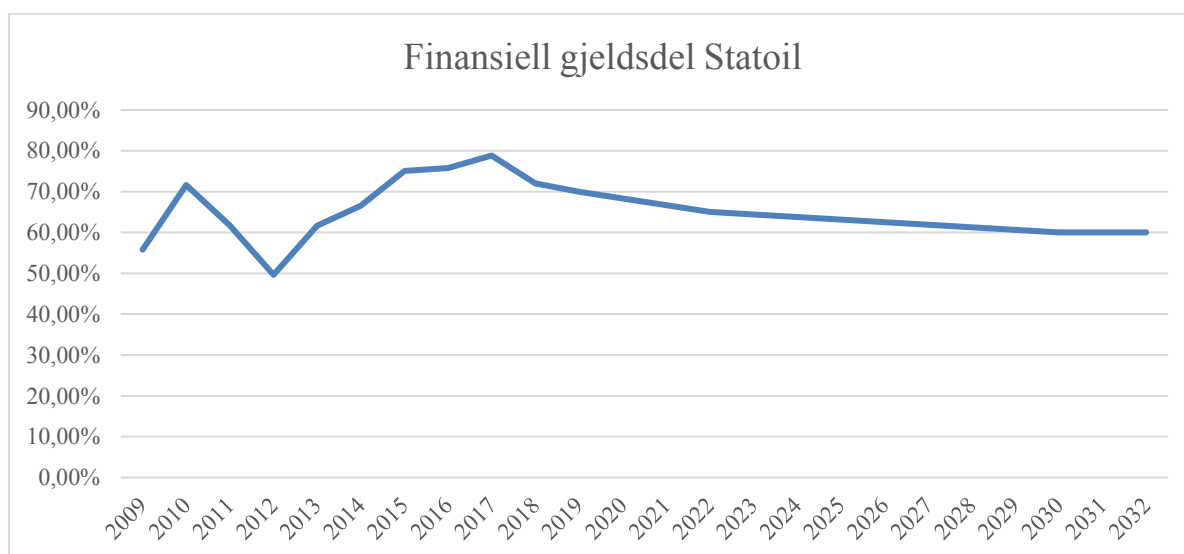
9.4.4.2 Finansiell gjeldsdel

Finansiell gjeldsdel beregnes bakgrunn i en fremskrevet finansiell gjeldsdel og netto driftseiendeler (Knivsflå, 2017n):

$$FG_t = fgd_t * NDE_t$$

FG = finansiell gjeld, fgd = fremskrevet finansiell gjeldsdel, NDE = netto driftseiendeler

Finansiell gjeldsdel i Statoil har over analyseperioden ligger relativt høyt på 66,3 % over analyseperioden 2009-2017. Gjennomsnittlig finansiell gjeldsdel på Oslo Børs ligger i henhold til Knivsfå (2017n) på ca. 50 %. Statoil ligger altså et godt stykke over dette. Utviklingen i finansiell gjeldsdel henger til en viss grad sammen med utviklingen i driftsinntekter og følgelig utviklingen i driftsresultatet. Historisk har Statoil sin finansielle gjeldsdel vært lavere i årene med høyt driftsresultat og høy oljepris, mens den i årene med synkende oljepris, spesielt i 2015-2016 økte betydelig. Ettersom vi har lagt til grunn en kortsiktig økning i oljeprisen på 15 % før vi forventer en gradvis nedgang på mellomlang sikt og en svak økning på lang sikt er det naturlig at utviklingen i finansiell gjeldsdel for Statoil omtrentlig følger samme trend. I år T er det lagt til grunn at finansiell gjeldsdel ligger på 60 %, hvilket er noe høyere enn historisk bransjesnitt og det som er vanlig på Oslo Børs. Figur 9-8 oppsummerer utviklingen i finansiell gjeldsdel for Statoil.



Figur 9-8 Finansiell gjeldsdel Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet

9.4.4.3 Netto finansiell gjeld - oppsummering

På bakgrunn av finansiell eiendelsdel og finansiell gjeldsdel beregnet i de to foregående delkapitlene kan vi nå presentere budsjetteringen av netto finansiell gjeld til Statoil i fremtidsregnskapet. Oppsummeringen av netto finansiell gjeld i budsjettperioden er vist i tabell 9-4 under.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftseiendeler	NDE	42225	41694	41766	42437	41876	41533	41401	41478	41763	42260	42976	43919	45237	46594	47992
Finansiell gjeldsdel	fgd	0,72	0,70	0,68	0,67	0,65	0,64	0,64	0,63	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,60	0,60
Finansiell gjeld	FG	30402	29186	28540	28291	27219	26737	26393	26183	26102	26149	26323	26626	27142	27956	28795
Finansiell eiendelsdel	f�d	0,65	0,62	0,61333	0,60667	0,6	0,5875	0,575	0,5625	0,55	0,5375	0,525	0,5125	0,5	0,5	0,5
Finansielle eiendeler	FE	27446	25850	25616	25745	25126	24400	23806	23331	22970	22715	22562	22509	22618	23297	23996
Netto finansiell gjeld	NFG	2956	3336	2924	2546	2094	2336	2588	2852	3132	3434	3760	4117	4524	4659	4799

Tabell 9-4 Netto finansiell gjeld Statoil i budsjettperioden

9.4.5 Netto finansresultat

I henhold til rammeverket for budsjettering som Knivsflå (2017m) presenterer vil vi i budsjettsteg fem budsjettere netto finansresultat for Statoil. Grunnlaget for budsjetteringen av netto finansresultat ligger i budsjetteringen av netto finanskostnad og netto finansinntekt. Budsjetteringen av netto finanskostnad og inntekt følger i de to påfølgende delkapitlene.

9.4.5.1 Netto finanskostnad

Netto finanskostnad beregnes med bakgrunn i finansiell gjeld og en fremskrevet finansiell gjeldsrentabilitet (Knivsflå, 2017n):

$$NFK_t = fgr_t * FG_{t-1}$$

NFK = netto finanskostnad, fgr = finansiell gjeldsrentabilitet, FG = finansiell gjeld

Finansiell gjeld for Statoil beregnet vi i delkapittel 9.4.4.3, så det gjenstår kun å beregne en fremskrevet finansiell gjeldsrente.

I kapittel 8 påpekte vi at Statoil over analyseperioden har en svak finansieringsulempe med bakgrunn i at långiverne tilsynelatende tar en høyere rente enn det kravet skulle tilsi. Gjennomsnittlig gjeldskrav over analyseperioden 2009 til 2017 var 2,6 % mens gjeldsrenten i snitt var 3,4 %. Ettersom vi går ut ifra at kapitalmarkedene er effisiente har vi lagt til grunn at finansiell gjeldsrente vil v re lik kravet i budsjettperioden fremover da det urimelig at man kan oppnå unormal høy avkastning på kapitalmarkedene på sikt. Dette er i tråd med antakelsene i rammeverket for fundamental verdsettelse til Knivsflå (2017m).

Utrekningen av finansielt gjeldskrav vil bli presentert i delkapittel 10.2.2, der det vil fremgå at finansielt gjeldskrav ligger på 2 % i 2018, hvilket er samme nivå som i 2017. Over budsjettperioden er det lagt til grunn at det vil være en svak årlig økning i rentekravet på 0,1 %, hvilket resulterer i et rentekrav på 3,2 % i 2030. Den svake økningen i gjeldskravet baserer seg på antakelsen om et stigende rentenivå på sikt. Dagens rentenivå er unormalt lavt, og vi har derfor antatt at gjeldskravet øker på sikt. Netto finanskostnad over budsjettperioden er oppsummert i tabell 9-5 under.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Finansiell gjeldsrentabilitet	fer=fgk	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032
Finansiell gjeld	FG	30402	29186	28540	28291	27219	26737	26393	26183	26102	26149	26323	26626	27142	27956	28795
Netto finanskostnad	NFK	621	621	631	650	648	665	685	707	733	762	795	833	878	905	932

Tabell 9-5 Netto finanskostnad Statoil i budsjettperioden

9.4.5.2 Netto finansinntekt

Netto finansinntekt beregnes med utgangspunkt i finansielle eiendeler og en fremskrevet finansiell eiendelsrentabilitet (Knivsflå, 2017n):

$$NFI_t = fer_t * FE_{t-1}$$

NFI = netto finansinntekt, fer = finansiell eiendelsrentabilitet, FE = finansielle eiendeler

Lønnsomhetsanalysen i kapittel 8 avdekket at Statoil har hatt en svak rentabilitetsfordel knyttet til finansielle eiendeler på 1 % over analyseperioden 2009-2017. I henhold til rammeverket til Knivsflå forutsetter vi i likhet med finanskostnaden at det på sikt ikke vil være mulig for Statoil å oppnå unormal avkastning over kravet i effisiente kapitalmarkeder. Kravet til finansielle eiendeler, som presenteres i delkapittel 10.2.3, settes dermed lik rentabiliteten på finansielle eiendeler over hele budsjettperioden. Netto finansinntekt i Statoil over budsjettperioden er presentert i tabell 9-6.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Finansiell eiendelsrentabilitet	fer=fek	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,024	0,024
Finansielle eiendeler	FE	27446	25850	25616	25745	25126	24400	23806	23331	22970	22715	22562	22509	22618	23297	23996
Netto finansinntekt	NFI	136	156	183	215	243	272	304	338	374	413	455	501	553	569	586

Tabell 9-6 Netto finansinntekt Statoil i budsjettperioden

9.4.5.3 Oppsummering netto finansresultat Statoil

I de to foregående delkapitlene har vi presentert budsjetteringen av Statoils netto finanskostnad og netto finansinntekt over budsjettperioden. I tabell 9-7 kan vi dermed presentere netto finansresultat i Statoil over budsjettperioden.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto finanskostnad	NFK	621	621	631	650	648	665	685	707	733	762	795	833	878	905	932
Netto finansinntekt	NFI	136	156	183	215	243	272	304	338	374	413	455	501	553	569	586
Netto finansresultat	NFR	485	465	448	434	405	393	381	370	359	350	341	332	326	335	345

Tabell 9-7 Netto finansresultat Statoil i budsjettperioden

9.4.6 Minoritetsinteresser

Det sjettede steget i budsjettmodellen til Knivsflå (2017m) omhandler budsjettering av minoritetsinteresser. Budsjetteringen tar utgangspunkt i en fremskrevet minoritetsinteresseandel og netto driftseiendeler og beregnes slik:

$$MI_t = mid_t * NDE_t$$

MI = minoritetsinteresser, mid = minoritetsinteressedel, NDE = netto driftseiendeler

Som Knivsflå (2017n) presiserer burde budsjetteringen av minoritetsinteresser ta utgangspunkt i den strategiske regnskapsanalysen som vi foretok kapittel 8. Det er optimalt å presse ut minoritetene dersom datterselskapene i Statoil er lønnsomme, men skulle datterselskapene gå med underskudd er det gunstig for Statoil å ha en minoritetsandel ettersom man da kan dele på tapet med minoritetene.

Over analyseperioden 2009-2017 har minoritetsinteressedelen i Statoil vært gradvis avtakende, og i 2017 var denne på 0,07 %. Den tidsvektede gjennomsnittlige minoritetsinteressedelen ligger på 0,64 % i Statoil over analyseperioden. Knivsflå (2017m) legger til grunn at det tidsvektede gjennomsnittet kan være en god pekepinn på hva minoritetsinteressedelen burde være over budsjettperioden og følgelig har vi lagt dette til grunn i budsjetteringen av minoritetsinteresseandelen. En viss minoritetsandel kan som påpekt være gunstig for Statoil dersom datterselskapene skulle gå med underskudd og følgelig synes vi en minoritetsandel på 0,64 % på sikt virker rimelig. Budsjetteringen er presentert i tabell 9-8 nedenfor.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftseiendeler	NDE	42225	41694	41766	42437	41876	41533	41401	41478	41763	42260	42976	43919	45237	46594	47992
Minoritetsdel	mid	0,10 %	0,20 %	0,27 %	0,33 %	0,40 %	0,43 %	0,46 %	0,49 %	0,52 %	0,55 %	0,58 %	0,61 %	0,64 %	0,64 %	0,64 %
Minoritetsinteresser	MI	42	83	111	141	168	179	190	203	217	232	249	268	290	298	307

Tabell 9-8 Minoritetsinteresser Statoil i budsjettperioden

9.4.7 Netto Minoritetsresultat

Avslutningsvis i budsjettmodellen til Knivsflå (2017m) gjenstår budsjetteringen av netto minoritetsresultat. Som vist i formelen under budsjetteres netto minoritetsresultat ut ifra minoritetsinteresseandelen som vi beregnet i forrige delkapittel og en fremskrevet minoritetsrentabilitet.

$$NMR_t = mir_t * MI_{t-1}$$

NMR = netto minoritetsresultat, mir = minoritetsinteresserentabilitet, MI = minoritetsinteresser

I henhold til rammeverket til Knivsflå (2017m) kan det på sikt antas at minoritetsrentabiliteten vil samsvare med minoritetskravet. Imidlertid gjøres det også oppmerksom på at dersom minoritetsrentabiliteten er veldig mye høyere enn kravet, som vist i kapittel 8, kan det antas at minoritetene er undervurdert i balansen. Følgelig kan det legges til grunn en strategisk fordel for minoritetene. I 2017 har vi beregnet en minoritetsrentabilitet som er langt over

minoritetskravet. Dermed har vi i utregningen av netto minoritetsresultat lagt til grunn en strategisk fordel til minoritetene på 3 % på sikt i fremtidsregnskapet. Minoritetsrentabiliteten vil dermed over budsjettperioden konvergere mot et nivå på 3 % over kravet. Kravet til minoritetene i fremtidsregnskapet presenteres i delkapittel 10.1.5. Tabell 9-9 oppsummerer netto minoritetsresultat i Statoil over budsjettperioden.

Mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Minoritetsinteresser	MI	42	83	111	141	168	179	190	203	217	232	249	268	290	298	307
Minoritetsrentabilitet	mir	0,50	0,45	0,40	0,35	0,30	0,28	0,25	0,23	0,21	0,19	0,16	0,14	0,12	0,12	0,12
Netto minoritetsresultat	NMR	21	38	45	50	50	50	49	47	46	43	41	38	34	36	37

Tabell 9-9 Netto minoritetsresultat Statoil i budsjettperioden

9.5 Presentasjon av fremtidsregnskapet

Etter gjennomgangen av budsjettdriverne i de forrige delkapitlene kan vi nå presentere vårt budsjetterte fremtidsregnskap for Statoil over budsjettperioden 2018-2030 samt T+1 og T+2, altså til og med 2032. I tillegg presenteres fremtidsbalanse og fremtidig kontantstrøm.

9.5.1 Fremtidsresultat

På bakgrunn av kvalitativ innsikt fra den strategiske analysen samt viktige momenter fra den strategiske regnskapsanalysen har vi med utgangspunkt i budsjettdriverne presentert i de foregående delkapitlene kommet frem til et budsjettert fremtidsresultat for Statoil. For å øke kvaliteten på prognosene på den fremtidige utviklingen i Statoil sin finansielle stilling er fremtidsresultatet normalisert og alle unormale poster følgelig satt til null. Tabell 9-10 oppsummerer fremtidsresultatet for Statoil over budsjettperioden samt T+1 og T+2.

Fremtidsregnskap Statoil - mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Driftsinntekter	DI	71938	68341	65835	64299	63656	63337	63337	63654	64291	65255	66560	68224	70271	72379	74550
Netto driftsresultat	NDR	4676	4237	4038	3901	3819	3761	3721	3700	3697	3711	3744	3795	3865	3981	4100
Netto finansinntekt	NFI	139	136	156	183	215	243	272	304	338	374	413	455	501	553	569
Nettoreultat til sysselsatt kapital	NRS	4815	4373	4193	4084	4035	4003	3993	4004	4034	4085	4157	4250	4366	4533	4669
Netto finanskostnad	NFK	649	621	621	631	650	648	665	685	707	733	762	795	833	878	905
Netto minoritetsresultat	NMR	15	19	33	39	42	46	46	44	43	41	38	35	32	34	36
Netto resultat til egenkapitalen	NRE	4152	3733	3539	3414	3343	3309	3283	3275	3284	3311	3356	3419	3501	3621	3729
Unormalt resultat til egenkapitalen	UNRE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fullstendig nettoreultat	FNR	4152	3733	3539	3414	3343	3309	3283	3275	3284	3311	3356	3419	3501	3621	3729
Fri kontantstrøm til egenkapitalen	FKE	4188	4685	3083	2395	3477	3906	3678	3475	3294	3131	2984	2851	2611	2408	2480
Endring egenkapital	ΔEK	-36	-952	456	1019	-135	-597	-395	-200	-9	181	372	568	890	1213	1249

Tabell 9-10 Fremtidsregnskap Statoil

Med bakgrunn i fullstendig nettoreultat kan vi nå undersøke fortjeneste per aksje opp mot konsensus i markedet for 2018. Ettersom vi ikke har oversikt over antall aksjer i 2018 vil vi ta utgangspunkt i oppgitt aksjebeholdning i årsrapporten for 2016. Ettersom aksjebeholdningen er relativt stabil fra år til år vil forholdstallet allikevel gi en god indikasjon på hvordan våre beregninger er. Fortjeneste per aksjer blir med nevnte grunnlag 10,45. Tilsvarende er

konsensus for samme forholdstall 9,56 (Dagens Næringsliv, 2017), noe som tilsier at vi har mer optimistiske forventninger til inntjeningen på kort sikt enn markedet.

9.5.2 Fremtidsbalanse

I tabellene 9-11 og 9-12 presenteres Statoil sin fremtidsbalanse for sysselsatt kapital og netto driftskapital. I henhold til rammeverket for budsjettering som Knivsflå (2017m) presenterer beregnes egenkapitalen i Statoil residualt etter fratrukk for minoriteter og finansiell gjeld fra sysselsatte eiendeler.

Fremtidsbalanse Statoil - mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftseiendeler	NDE	42225	41694	41766	42437	41876	41533	41401	41478	41763	42260	42976	43919	45237	46594	47992
Finansielle eiendeler	FE	27446	25850	25616	25745	25126	24400	23806	23331	22970	22715	22562	22509	22618	23297	23996
Sysselsatte eiendeler	SSE	69670	67544	67382	68182	67002	65933	65207	64809	64733	64975	65538	66428	67855	69891	71988
Egenkapital	EK	39227	38275	38731	39749	39615	39018	38623	38423	38414	38594	38966	39534	40424	41636	42885
Minoritetsinteresser	MI	42	83	111	141	168	179	190	203	217	232	249	268	290	298	307
Finansiell gjeld	FG	30402	29186	28540	28291	27219	26737	26393	26183	26102	26149	26323	26626	27142	27956	28795
Sysselsatt kapital	SSK	69670	67544	67382	68182	67002	65933	65207	64809	64733	64975	65538	66428	67855	69891	71988

Tabell 9-11 Fremtidsbalanse Statoil – sysselsatt kapital

Fremtidsbalanse Statoil - mill USD	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftseiendeler	NDE	42225	41694	41766	42437	41876	41533	41401	41478	41763	42260	42976	43919	45237	46594	47992
Egenkapital	EK	39227	38275	38731	39749	39615	39018	38623	38423	38414	38594	38966	39534	40424	41636	42885
Minoritetsinteresser	MI	42	83	111	141	168	179	190	203	217	232	249	268	290	298	307
Netto Finansiell gjeld	NFG	2956	3336	2924	2546	2094	2336	2588	2852	3132	3434	3760	4117	4524	4659	4799
Netto driftskapital	NDK	42225	41694	41766	42437	41876	41533	41401	41478	41763	42260	42976	43919	45237	46594	47992

Tabell 9-12 Fremtidsbalanse Statoil – netto driftskapital

9.5.2 Fremtidig kontantstrøm

I tabell 9-13 presenteres fremtidig fri kontantstrøm til egenkapitalen, og vi trekker paralleller til både fremtidsregnskapet og fremtidsbalansen som danner grunnlaget for fremtidig fri kontantstrøm. Som vi ser er kontantstrømmen fra unormale poster satt til 0 i hele perioden.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftsresultat	NDR	4676	4237	4038	3901	3819	3761	3721	3700	3697	3711	3744	3795	3865	3981	4100
Unormalt netto driftsresultat	UNDR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endring i netto driftseiendeler	ANDE	13	526	-76	-676	561	343	132	-77	-285	-497	-715	-943	-1318	-1357	-1398
Fri kontantstrøm fra drift	FKD	4689	4764	3962	3225	4380	4104	3853	3623	3411	3214	3029	2852	2547	2624	2702
Netto finansinntekter	NFI	139	136	155	183	215	243	272	304	337	373	412	454	500	552	569
Unormale netto finansresultat	UNFR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endring i finansielle eiendeler	ΔFE	2924	1593	231	-132	620	725	595	474	362	255	153	54	-110	-679	-699
Fri kontantstrøm til sysselsatt kapital	FKS	7752	6492	4348	3277	5215	5072	4720	4401	4110	3842	3593	3360	2938	2497	2572
Netto finanskostnad	NFK	649	621	621	631	650	648	665	685	707	733	762	795	833	878	905
Endring i finansiell gjeld	ΔFG	-2899	-1213	-643	-246	-1072	-483	-344	-210	-81	47	174	303	516	814	839
Netto minoritetsresultat	NMR	15	19	33	39	42	46	46	44	43	41	38	36	32	35	36
Unormalt netto minoritetsresultat	UNMR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Endring i minoritetsinteresser	AMI	13	41	28	30	26	11	12	13	14	15	17	19	22	9	9
Fri kontantstrøm til egenkapital	FKE	4203	4681	3080	2391	3477	3905	3678	3475	3293	3131	2984	2851	2610	2407	2480

Tabell 9-13 Fremtidig kontantstrøm Statoil

10. Fremtidskrav

I kapittel 10 skal vi estimere fremtidskrav for Statoil som sammen med fremtidsregnet som ble utregnet i kapittel 9 legger grunnlaget for fremtidige kontantstrømmer for selskapet.

Prosedylene tilknyttet utregningene av fremtidskrav er relativt tilsvarende utregningene som

ble gjort i forbindelse med estimeringen av Statoils avkastningskrav i kapittel 7. Følgelig vil vi ikke repetere det teoretiske grunnlaget som sammenfaller med kapittel 7, men heller utdype vedrørende nye utfordringer samt utregninger og resultater fra estimeringene.

Grunnlaget for fremtidskravet er nevnte utregninger fra kapittel 7, samt fremtidsregnskapet til Statoil som ble utregnet i foregående kapittel. Dette grunnlaget skal benyttes til å regne ut fremtidskravene til selskapets egenkapital, minoritet, finansielt eiendels- og gjeldskrav og netto finansielt gjeldskrav. Deretter vil vi ha mulighet til å regne ut netto driftskrav og sysselsatt kapitalkrav, slik at vi har alle fremtidskravene vi trenger for å beregne selskapets verdi i kapittel 11.

Ettersom vi ikke har grunnlag for å vite fremtidsvektene som skal benyttes i utregningen av WACC før verdiene er estimert, starter vi med budsjetterte vekter. Disse vektene vil bli oppdatert gjennom konvergeringsprosessen som gjennomføres i kapittel 11, inntil vi får en endelig neddiskontert kontantstrøm som gir oss et estimat på selskapsverdien til Statoil.

10.1 Krav til egenkapital og minoritet

Utregningen av krav til egenkapital og minoritet settes ved bruk av kapitalverdimodellen som består av elementene risikofri rente, markedsrisikopremie, beta og illikviditetspremie.

Faktorene har det samme grunnlaget som i kapittel 7, men vurderingene vil delvis avvike fra dette ettersom vi nå skal predikere utviklingen fremover i tid fremfor å foreta en historisk analyse. Som i kapittel 7 vil vi legge forutsetningen om at minoritetskravet er lik egenkapitalkravet, justert for minoritetens illikviditetspremie til grunn. Derfor analyseres kravene under ett, og man kan anta at begge kravene dekkes av analysen som gjennomføres i delkapittel 10.1, med tilhørende delkapitler, med mindre det opplyses om annet.

10.1.1 Risikofri rente

Før vi skal utdype estimeringen av risikofri rente gjennom underliggende faktorer er det viktig å være klar over den risikofrie rentens utvikling historisk sett. Det er nemlig en etablert fremskrivningsfilosofi som sier at risikofri rente er tilbakevendende til gjennomsnittet (Knivsflå, 2017o). Utgangspunktet for den risikofrie renten er estimert i kapittel 7 med bakgrunn i historisk utvikling. I utregningen i kapittel 7 benyttet vi oss av NIBOR3M, og vi vil dermed benytte oss av denne i beregningen av fremtidig risikofri rente også.

Rentenivået i dag er unormalt lavt dersom vi ser på det historiske rentenivået. Følgelig vil det være rimelig å anta en gradvis økning mot gjennomsnittsrenten frem mot steady state med

konstant vekst. En slik renteøkning er i tråd med hva Norges Bank (2017) forventer. På mellomlang sikt har vi derfor valgt å sette NIBOR3M til 1,8 %, noe som tilsvarer en oppgang på 0,5 % fra dagens nivå. For å regne ut forventet normalrente i steady state har vi valgt å benytte et vektet gjennomsnitt av historisk NIBOR3M og 10-årig norsk statsobligasjon, vektet med henholdsvis 2/3 og 1/3. Likningen er vist under.

$$\text{Normalrente i } T = \frac{2}{3} \text{ gjennomsnittlig NIBOR3M} + \frac{1}{3} \text{ 10-årig norsk statsobligasjon}$$

Gjennomsnittlig NIBOR3M har i perioden vært på 3,7 % (Knivsfå, 2018p) og 10-årig norsk statsobligasjon stod i november 2017 til 1,33 % (Norges Bank, 2017a). Følgelig er estimert normalrente i steady state 2,9 %, noe som er under gjennomsnittlig nivå på 4 %. Ved å benytte en risikofri rente i steady state som er under historisk gjennomsnitt vil kravene vi regner ut bli lavere enn de ville blitt med rent utgangspunkt i historisk gjennomsnitt. Påvirkningen på kravene vil gi en direkte effekt på verdiestimatet til Statoil hvor estimatet vil bli høyere. Kilden til denne reduksjonen ligger i at NIBOR3M og statsobligasjonen vektet med andeler som vist i formelen over. Ettersom statsobligasjonen er vesentlig lavere enn NIBOR3M vil normalrenten trekkes ned av en slik vektning fremfor å benytte ren NIBOR3M. Å benytte 10-årig statsobligasjon som risikofri rente er som nevnt i kapittel 7 gjeldende praksis, og vi mener dermed at dette ikke er med på å redusere presisjonen i verdiestimatet vårt. Fra estimert rente vil vi få en korrigering for kredittrisikopremie tilknyttet bank. Som i kapittel 7 vil vi ta utgangspunkt i gjennomsnittlig bankrating på AA gjennom hele perioden.

Siden egenkapitalkravet er et etter-skatt krav må vi korrigere estimert risikofri rente for skatt. Skattesatsen ble i 2016 bestemt redusert fra 24 % i 2017 til 23 % i 2018 (Finansdepartementet, 2016). Siden 2013 har vi opplevd en reduksjon i skattesatsen for å tilpasse skattenivået i Norge til det Europeiske skattenivået. På nåværende tidspunkt foreligger det ingen kommuniserte planer om å redusere skattenivået ytterligere, og det er derfor rimelig å forvente en jevn skattesats i fremtiden. Med bakgrunn i informasjonen som foreligger mener vi derfor at en skattesats på 23 % gjennom hele perioden er det mest presise å legge til grunn for fremtiden.

Tabell 10-1 viser utregningen av risikofri rente etter skatt. For at kravene skal være i tråd med fremtidsregnskapet vil vi benytte oss av lineær utvikling mellom budsjettpunktene også i utarbeidelsen av fremtidskravene.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Gjennomsnittelig bankrating	rating	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA
NIBOR 3 mnd	NIBOR	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,021	0,022	0,024	0,025	0,026	0,028	0,029	0,029	0,029
Kreditrisikopremie bank	krp	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005
Skatt	s	-0,002	-0,002	-0,002	-0,003	-0,003	-0,003	-0,004	-0,004	-0,004	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005
Risikofrirente etter skatt	(1-s)*rf	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018

Tabell 10-1 Risikofri rente i budsjettperioden

Av tabell 10-1 kan man se at risikofri rente etter skatt er 1,8 % i steady state. Gordons vekstmodellen introdusert av Knivsflå (2017q) tilsier at kravet på lang sikt må være større enn konstant vekst. Ettersom konstant vekst er satt til 3 % ser vi at dette stemmer og forutsetningen er ikke møtt. At denne forutsetningen ikke er møtt er ikke avgjørende for verdsettelsen og vi velger derfor å gå videre i prosessen uten å foreta justeringer.

10.1.2 Markedets risikopremie

Når man skal predikere fremtidens markedsrisikopremie er det normal praksis å benytte seg av dagens nivå, da dette estimatet anses som det mest presise. Følgelig vil markedsrisikopremien være en konstant faktor i fremtiden. Vårt estimat på markedsrisikopremien i 2017 ble i kapittel 7 estimert til å være 5,1 %. Damodaran (2017) fastslår at markedsrisikopremien på verdensbasis i perioden 1900-2016 har vært på 4,1 %, samtidig som en undersøkelse foretatt av PwC (2016) påpeker at markedsrisikopremien i Norge er på 5 %.

Ettersom petroleumsbransjen er en verdensomspennende bransje er det hensiktsmessig å få med seg Damodaran (2017) sin vurdering av markedsrisikopremien. Samtidig er det norske markedet sentralt, så vi velger å også inkludere PwC (2016) sitt mål i en gjennomsnittsberegning som består av 7/9 utarbeidet estimat for 2017 fra Kapittel 7, samt 1/9 av de to andre faktorene. Utfallet av vektingen gir en markedsrisikopremie på 5 %.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Markedsrisikopremie	mrp	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050

Tabell 10-2 Markedets risikopremie i budsjettperioden

10.1.3 Egenkapitalbeta og minoritetsbeta

Til grunn for beregninger av fremtidig betaer ligger grunnlaget som ble drøftet i kapittel 7.1.4. Det mest essensielle som ble nevnt der er Miller-Modigliani (1958) sin konklusjon om at

selskapets verdi er den samme uavhengig av sammensetningen av egenkapital og gjeld. Følgelig vil netto driftsbeta holdes konstant også i fremtiden, og legger grunnlaget for utregningen av resterende betaene. Netto driftsbeta er den samme som under kapittel 7.3 – altså 0,854. Fremgangsmåten hvor egenkapitalbetaen finnes residualt ved hjelp av netto driftsbeta er som forklart i kapittel 7.3 og repeteres ikke her. Resultatet fra utregningene er presentert i tabell 10-3 under.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Egenkapitalbeta	βEK	0,900	0,904	0,915	0,907	0,899	0,891	0,898	0,905	0,912	0,920	0,927	0,934	0,942	0,948	0,948
Egenkapitalvekt	EK/NDK	0,930	0,929	0,918	0,927	0,937	0,946	0,939	0,933	0,926	0,920	0,913	0,907	0,900	0,894	0,894
Netto finansiell gjeldsbeta	βNFG	0,232	0,193	0,150	0,149	0,148	0,148	0,111	0,083	0,060	0,042	0,027	0,015	0,005	0,007	0,007
Netto finansiell gjeldsvekt	NFG/NDK	0,069	0,070	0,080	0,070	0,060	0,050	0,056	0,063	0,069	0,075	0,081	0,088	0,094	0,100	0,100
Minoritetsbeta	βMI	0,900	0,904	0,915	0,907	0,899	0,891	0,898	0,905	0,912	0,920	0,927	0,934	0,942	0,948	0,948
Minoritetsvekt	MI/NDK	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Netto driftsbeta	βNDK	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854

Tabell 10-3 Egenkapitalbeta og minoritetsbeta Statoil i budsjettperioden

10.1.4 Illikviditetspremie

Den historiske likviditetspremien ble diskutert i tilsvarende sammenheng i kapittel 7.1.4. I nevnte kapittel ble det trukket frem at Statoil er en av de mest omsatte aksjene på Oslo Børs, som gir gode argumenter for å sette majoritetens illikviditetspremie til 0. Det er allikevel verdt å påpeke at det er vanskelig å predikere hvordan handelsaktiviteten kommer til å utarte seg, og da spesielt interessant om den norske staten ikke lenger skal holde en konstant eierandel på 67 %. Med bakgrunn i denne usikkerheten mener vi at en illikviditetspremie for majoriteten på 0,3 % på lang sikt er beste estimat. Med samme argumentasjon som under 7.1.4 og nevnte usikkerhet settes minoritetens illikviditetspremie på lang sikt til 2,5 %. Endringene skjer lineært fra første budsjettpunkt til terminalåret.

10.1.5 Egenkapitalkrav og minoritetskrav

Med bakgrunn i beregningene gjort i dette kapitlet kan vi nå regne ut egenkapitalkrav og minoritetskrav. Begge kravene er presentert i tabell 10-4 og vi kan se at begge kravene er økende over perioden vi har predikert. En stor del av denne økningen skyldes økningen i risikofri rente som henger sammen med en tilbakegang til et mer normalt rentenivå enn det vi befinner oss på i dag.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Risikofrirente etter skatt	(1-s)*rf	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018
Egenkapitalbeta	βEK	0,917	0,918	0,928	0,918	0,908	0,899	0,905	0,911	0,917	0,923	0,929	0,936	0,942	0,949	0,949
Markedsrisikopremie	mrp	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Illikviditetspremie	ill	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Egenkapitalkrav	ekk	0,052	0,053	0,055	0,056	0,056	0,057	0,059	0,060	0,062	0,063	0,065	0,067	0,068	0,069	0,069
Illikviditetspremie minoritet	illMI	0,020	0,021	0,021	0,022	0,022	0,022	0,023	0,023	0,023	0,024	0,024	0,025	0,025	0,025	0,025
Minoritetskrav	mik	0,073	0,074	0,075	0,076	0,077	0,078	0,080	0,081	0,083	0,085	0,087	0,089	0,090	0,091	0,091

Tabell 10-4 Egenkapitalkrav og minoritetskrav Statoil i budsjettperioden

10.2 Finansielle krav

I utregningen av de finansielle kravene tar vi, som i 10.1, utgangspunkt i avkastningskravene vi estimerte i kapittel 7. Ved å kombinere disse kravene med fremtidsregnskapet vi utarbeidet i kapittel 9 har vi muligheten til å estimere de fremtidige finansielle kravene. Ettersom det finansielle gjelds- og eiendelskravet har kredittrisikopremien som en helt sentral komponent vil vi starte kapittelet med å gjennomføre en syntetisk rating for fremtiden.

10.2.1 Syntetisk rating

Den syntetiske ratingen ble introdusert i kapittel 6, og modellen fungerer på samme måte fremover i tid som ved en historisk analyse. Ratingen benytter seg av tallgrunlaget som er utarbeidet i kapittel 9 og består altså av komponentene likviditetsgrad 1, rentedekningsgrad, egenkapitalprosent og netto driftsresultat.

Likviditetsgrad 1 benytter seg av komponentene omløpsmidler og kortsiktig gjeld, og har følgelig ingen budsjett drivere som kan benyttes til å beregne forholdet. Dermed foretar vi en kvalitativ vurdering og fremskriver likviditetsgrad 1 med bakgrunn i denne. Alternativene består i å enten fremskrive dagens nivå frem til steady state, eller å foreta en reversering til bransjegjennomsnitt. Årsaken til at Statoil befinner seg over bransjegjennomsnitt skyldes en oppbygging av betalingsmidler i perioden 2013-2015. Ettersom tilstanden i bransjen er i en mer normal tilstand nå er det forventet at nivået går tilbake til et mer normalt nivå til steady state. Vi estimerer derfor en lineær reversering til bransjegjennomsnitt over estimeringsperioden.

Rentedekningsgraden, egenkapitalprosenten og netto driftsrentabilitet beregnes ved hjelp av formlene som ble introdusert i kapittel 6. Rentedekningsgraden er forskjøvet med et år for å unngå endogenitet, noe som fører til at verdiene i steady state og de to påfølgende periodene kan avvike. Oppsummeringen av den syntetiske ratingen er presentert i tabell 10-5.

År	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Likviditetsgrad 1	1,51	1,49	1,46	1,44	1,41	1,38	1,36	1,33	1,30	1,28	1,25	1,23	1,20	1,20	1,20
Rating	BBB	BBB	BBB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB
Rentedekningsgrad	7,42	7,05	6,76	6,47	6,21	6,18	6,00	5,85	5,70	5,57	5,45	5,34	5,24	5,16	5,16
Rating	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA	AA
Egenkapitalprosent	0,32	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Rating	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB	BB
Netto driftsrentabilitet	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Rating	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB
Gjennomsnittrating	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB	BBB

Tabell 10-5 Syntetisk rating Statoil i budsjettperioden

Som vi kan se er det lite endringer i de forskjellige komponentene gjennom perioden, og den gjennomsnittlige ratingen er stabil på BBB. En BBB-rating tilsvarer en langsiktig kredittrisikopremie på 1,4 %, som følgelig benyttes videre i beregninger av de finansielle kravene.

10.2.2 Finansielt gjeldskrav

I tillegg til kredittrisikopremien inngår risikofri rente etter skatt, som ble regnet ut i kapittel 10.1.1, i det finansielle gjeldskravet. En oversikt over utregningene er fremstilt i tabell 10-6 under.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Risikofriente etter skatt	(1-s)*rf	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018
Kredittrisikopremie selskap	ksp (L)	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032

Tabell 10-6 Finansielt gjeldskrav Statoil i budsjettperioden

Av tabell 10-6 kan man se at det finansielle gjeldskravet øker gjennom hele perioden. Ettersom kredittrisikopremien er den samme gjennom hele perioden kommer økningen utelukkende fra økningen i risikofri rente. Denne økningen ble forklart i foregående delkapittel.

10.2.3 Finansielt eiendelskrav

I utarbeidelsen av Statoil sitt fremtidsregnskap spesifiserer vi andelene av finansielle eiendeler som er hedge, kontanter, fordringer og investeringer. Vi har derfor funnet et vektet finansielt eiendelskrav hvor de ulike faktorene multipliseres med tilhørende krav. Resultatet av vektingen er fremstilt i tabell 10-7.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Hedgekrav	hk	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Hedgevekt	Hedge/FE	0,554	0,512	0,470	0,428	0,386	0,344	0,302	0,260	0,218	0,176	0,134	0,092	0,050	0,050	0,050
Kontantkrav	kk	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,018	0,018
Kontantvekt	KON/FE	0,167	0,180	0,192	0,205	0,217	0,230	0,242	0,255	0,267	0,280	0,292	0,305	0,317	0,317	0,317
Fordringkrav	fk	0,016	0,017	0,018	0,019	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,028	0,028
Fordringvekt	FOR/FE	0,237	0,268	0,300	0,331	0,363	0,394	0,426	0,457	0,489	0,520	0,552	0,583	0,615	0,615	0,615
Investeringskrav	ik	0,056	0,057	0,058	0,059	0,060	0,061	0,062	0,063	0,064	0,065	0,066	0,067	0,068	0,068	0,068
Investeringsvekt	INV/FE	0,000	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,017	0,017	0,017
Finansielt eiendelskrav	fek	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,024	0,024

Tabell 10-7 Finansielt eiendelskrav Statoil i budsjettperioden

En kan se at det finansielle eiendelskravet øker gjennom hele budsjettperioden, fra 0,5 % til 2,4 %. Årsaken til økningen skyldes en vridning i sammensetningen hvor de finansielle eiendelene med lave tilhørende krav utgjør en mindre del av vektene, og de med høye krav utgjør en større del. Samtidig øker alle kravene utenom kravet tilknyttet hedge ettersom man fortsatt ikke ønsker avkastning på disse finansielle eiendelene. Alle vektene av finansielle

eiendeler konvergerer mot bransjegjennomsnittet. Følgelig får vi betydelige endringer, hovedsakelig når det kommer til hedgevekt og fordringsvekt. Dersom man sammenlikner disse vektene mot historiske tall er de i 2018 ekstremverdier og en konvergering mot bransjegjennomsnittet bringer de ned på et nivå som står mer i stil med normalen for Statoil. Man kan også se en tilnærmet dobling i kontantvekten, og en konvergering til bransjegjennomsnittet bringer også denne vekten opp på et mer normalt nivå for Statoil.

10.2.4 Netto finansielt gjeldskrav

Nå som vi har estimert både finansielt gjelds- og eiendelskrav kan vi vekte disse for å finne netto finansielt gjeldskrav. Utregningen er vist i figur 10-8.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032
Finansiell gjeldsvekt	FG/NFG	11,366	10,286	8,750	9,762	11,111	13,000	11,444	10,200	9,182	8,333	7,615	7,000	6,467	6,000	6,000
Finansielt eiendelskrav	fek	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,024	0,024
Finansiell eiendelsvekt	FE/NFG	10,366	9,286	7,750	8,762	10,111	12,000	10,444	9,200	8,182	7,333	6,615	6,000	5,467	5,000	5,000
Netto finansielt gjeldskrav	nfgk	0,181	0,163	0,138	0,151	0,167	0,189	0,164	0,143	0,125	0,110	0,097	0,086	0,076	0,072	0,072

Tabell 10-8 Netto finansielt gjeldskrav Statoil i budsjettperioden

Som vi så under utregningen av finansielt eiendels- og gjeldskrav i avsnittene over så øker begge kravene. At netto finansielt gjeldskrav da faller gjennom hele perioden må skyldes en endring i gjelds- og eiendelsvekten. Nettopp disse vektene er årsaken til ekstremverdiene vi har fått i analyseperioden, samt i starten av budsjettperioden. Som vi diskuterte i kapittel 9.4.4 avviker petroleumsbransjen fra andre bransjer ved unormalt høy andel finansielle eiendeler, som videre fører til at netto finansiell gjeld blir marginalt positiv. Når vi deretter regner ut gjelds- og eiendelsvekter får vi unormalt høye verdier. Disse er som diskutert i kapittel 9.4.4 forventet å gå ned mot mer normale nivåer, men vil i steady state bli liggende godt over normalen med bakgrunn i bransjens natur.

Vi nevnte i kapittel 9.4.4 at den finansielle eiendelsdelen er noe overvurdert som følge av at alt av kontanter er inkludert som finansielle eiendeler og ikke noe som driftsrelatert. Følgene for netto finansielt gjeldskrav er at vektene blir større, som igjen fører til at netto finansielt gjeldskrav blir høyere. En overestimering av netto finansielt gjeldskrav vil i siste instans påvirke verdiestimatet vårt med en negativ effekt. Med bakgrunn i forutsetningen om at alle kontanter er finansielle eiendeler er det altså fare for at vårt verdiestimat er noe undervurdert.

10.2.5 Finansiell gjeldsbeta, finansiell eiendelsbeta og netto finansiell gjeldsbeta

Vi skal nå finne betaene som er helt sentrale i konvergeringsprosessen av Statoil sitt verdiestimat. Vi starter med å estimere implisitt finansiell gjeldsbeta, hvor fremgangsmåten vi

benytter oss av er den samme som i kapittel 7.2.4.1. Finansiell gjeldsbeta for fremtiden er vist i tabell 10-9 og vi kan se at vi har benyttet oss av samme markedsrisikodel som i analysen av historiske tall.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Markedsrisikodel FG	mrd FG	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Kreditrisikopremie selskap	kpr (L)	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Markedsrisikopremie	mnp	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Finansiell gjeldsbeta	βFG	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024

Tabell 10-9 Finansiell gjeldsbeta Statoil i budsjettperioden

Når vi estimerer finansiell eiendelsbeta tar vi utgangspunkt i de samme forutsetningene som i kapittel 7.2.4.2 når det gjelder de spesifikke betaene koblet til de ulike underkategoriene av finansielle eiendeler. Dermed må vi kun estimere fordringsbetaen før vi kan finne finansiell eiendelsbeta. Fordringsbetaen består, som tidligere, av komponentene kreditrisikopremie, markedsrisikopremie og markedsrisikodelen. Ettersom alle komponentene holdes konstante i fremtiden vil fordringsbetaen også være konstant. Utregningen av finansiell eiendelsbeta er fremstilt i tabell 10-10.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Hedgebeta	βHED	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hedgevekt	Hedge/FE	0,554	0,512	0,470	0,428	0,386	0,344	0,302	0,260	0,218	0,176	0,134	0,092	0,050	0,050	0,050
Kontantbeta	βKON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kontantvekt	KON/FE	0,167	0,180	0,192	0,205	0,217	0,230	0,242	0,255	0,267	0,280	0,292	0,305	0,317	0,317	0,317
Fordringsbeta	βFOR	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Fordringsvekt	KON/FE	0,237	0,268	0,300	0,331	0,363	0,394	0,426	0,457	0,489	0,520	0,552	0,583	0,615	0,615	0,615
Investeringsbeta	βINV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Investeringsvekt	INV/FE	0,000	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,017	0,017	0,017
Finansiell eiendelsbeta	βFE	0,004	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,026	0,028	0,028	0,028

Tabell 10-10 Finansiell eiendelsbeta Statoil i budsjettperioden

Nå som vi har estimert finansiell gjelds- og eiendelsbeta kan vi benytte oss av vektene som fremkommer av tabell 10-11 til å estimere fremtidens netto finansielle gjeldsbeta.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Finansiell gjeldsbeta	βFG	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
Finansiell gjeldsvekt	FG/NFG	11,366	10,286	8,750	9,762	11,111	13,000	11,444	10,200	9,182	8,333	7,615	7,000	6,467	6,000	6,000
Finansiell eiendelsbeta	βFE	0,004	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,026	0,028	0,028	0,028
Finansiell eiendelsvekt	FE/NFG	10,366	9,286	7,750	8,762	10,111	12,000	10,444	9,200	8,182	7,333	6,615	6,000	5,467	5,000	5,000
Netto finansiell gjeldsbeta	βNFG	0,232	0,193	0,150	0,149	0,148	0,148	0,111	0,083	0,060	0,042	0,027	0,015	0,005	0,007	0,007

Tabell 10-11 Netto finansiell gjeldsbeta Statoil i budsjettperioden

10.3 Selskapskrav

Nå som vi har regnet ut de ulike fremtidskravene kan vi benytte disse til å estimere selskapskravet. Selskapskravet kan regnes ut ved å benytte både sysselsatt kapital og netto driftskapital. Dette er årsaken til at vi i det videre vil estimere både krav til sysselsatt kapital og netto driftskrav. Kravene estimeres ved å vekte kravene til de som finansierer

selskapskapitalen. Sysselsatt kapitalkrav er estimert ved å vekte avkastningskravet til egenkapitalen, minoriteten og finansiell gjeld, og resultatet er vist i tabell 10-12. Det sysselsatte kapitalkravet øker gjennom perioden vi predikerer til 5,4 %. Økningen skyldes i hovedsak en økning i samtlige krav, men en vridning i vektene er også medvirkende.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Egenkapitalkrav	ekk	0,051	0,053	0,054	0,055	0,056	0,057	0,058	0,060	0,062	0,063	0,065	0,067	0,068	0,069	0,069
Egenkapitalvekt	EK/SSK	0,541	0,563	0,567	0,575	0,583	0,591	0,592	0,592	0,593	0,593	0,594	0,595	0,595	0,596	0,596
Minoritetskrav	mik	0,072	0,073	0,075	0,076	0,077	0,078	0,079	0,081	0,083	0,085	0,087	0,088	0,090	0,091	0,091
Minoritetsvekt	MI/SSK	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032
Finansiell gjeldsvekt	FG/SSK	0,459	0,436	0,432	0,424	0,415	0,406	0,406	0,405	0,404	0,403	0,402	0,402	0,401	0,400	0,400
Sysselsatt kapitalkrav	ssk	0,037	0,039	0,040	0,042	0,043	0,044	0,045	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	0,054	0,054	0,054

Tabell 10-12 Sysselsatt kapitalkrav Statoil i budsjettperioden

Netto kapitalkravet estimeres gjennom samme fremgangsmåte som sysselsatt kapitalkrav, men i stedet for avkastningskrav for finansiell gjeld benytter vi oss av avkastningskrav for netto finansiell gjeld. Netto driftskrav øker over perioden og ender som man kan se i tabell 10-13 på 6,9 % i steady state. Økningen er ikke like kraftig som for sysselsatt kapitalkrav, noe som skyldes reduksjonen i netto finansielt gjeldskrav kombinert med en vridning i vektene.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Egenkapitalkrav	ekk	0,051	0,053	0,054	0,055	0,056	0,057	0,058	0,060	0,062	0,063	0,065	0,067	0,068	0,069	0,069
Egenkapitalvekt	EK/NDK	0,930	0,929	0,918	0,927	0,937	0,946	0,939	0,933	0,926	0,920	0,913	0,907	0,900	0,894	0,894
Minoritetskrav	mik	0,072	0,073	0,075	0,076	0,077	0,078	0,079	0,081	0,083	0,085	0,087	0,088	0,090	0,091	0,091
Minoritetsvekt	MI/NDK	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Netto finansielt gjeldskrav	nfgk	0,181	0,163	0,138	0,151	0,167	0,189	0,164	0,143	0,125	0,110	0,097	0,086	0,076	0,072	0,072
Netto finansiell gjeldsvekt	NFG/NDK	0,069	0,070	0,080	0,070	0,060	0,050	0,056	0,063	0,069	0,075	0,081	0,088	0,094	0,100	0,100
Netto driftskrav	ndk	0,060	0,060	0,061	0,062	0,062	0,063	0,064	0,065	0,066	0,067	0,068	0,068	0,069	0,069	0,069

Tabell 10-13 Netto driftskrav Statoil i budsjettperioden

Alle fremtidskravene er nå estimert og er fremstilt i tabell 10-14 under.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Egenkapitalkrav	ekk	0,051	0,053	0,054	0,055	0,056	0,057	0,058	0,060	0,062	0,063	0,065	0,067	0,068	0,069	0,069
Minoritetskrav	mik	0,072	0,073	0,075	0,076	0,077	0,078	0,079	0,081	0,083	0,085	0,087	0,088	0,090	0,091	0,091
Finansielt gjeldskrav	fgk	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,031	0,032	0,032	0,032
Finansielt eiendelskrav	fek	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014	0,016	0,018	0,020	0,022	0,024	0,024	0,024
Netto finansielt gjeldskrav	nfgk	0,181	0,163	0,138	0,151	0,167	0,189	0,164	0,143	0,125	0,110	0,097	0,086	0,076	0,072	0,072
Sysselsatt kapitalkrav	ssk	0,037	0,039	0,040	0,042	0,043	0,044	0,045	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	0,054	0,054	0,054
Netto driftskrav	ndk	0,060	0,060	0,061	0,062	0,062	0,063	0,064	0,065	0,066	0,067	0,068	0,068	0,069	0,069	0,069

Tabell 10-14 Fremtidskravene Statoil i budsjettperioden

10.4 Strategisk fordel

Vi skal nå vurdere Statoil sin strategiske fordel i fremtiden basert på utregninger av krav som er gjennomført i dette kapitlet, sammen med fremtidsregnskapet som ble utarbeidet i kapittel 10. Nullhypotesen angående fremtidig strategisk fordel er en reversering til likevekt hvor den

langsiktige strategiske fordelene er null (Knivsflå, 2017o). Alternativhypotesen er en langsiktig strategisk fordel som kan begrunnes i effektive systemer for å utestenge nyetableringer eller dersom selskapet besitter unik kjernekompetanse. Ettersom begge disse faktorene til en viss grad er til stede for Statoil kan man forvente en langsiktig strategisk fordel. Den kvantitative analysen gjennomføres ved en dekomponering av den strategiske fordelene i henhold til teori som vi benyttet oss av i kapittel 8. Dekomponeringen er fremstilt i tabell 10-15 under.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Netto driftsrentabilitet	ndr	0,111	0,100	0,097	0,093	0,090	0,090	0,090	0,089	0,089	0,089	0,089	0,088	0,088	0,088	0,088
Netto driftskrav	ndk	0,060	0,060	0,061	0,062	0,062	0,063	0,064	0,065	0,066	0,067	0,068	0,068	0,069	0,069	0,069
Ren driftsfordel	RFD	0,050	0,040	0,036	0,032	0,028	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,021	0,020	0,019	0,019	0,019
Gearingfordel drift	GFD	0,004	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Driftsfordel	DF	0,054	0,043	0,039	0,034	0,029	0,028	0,027	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,021	0,021	0,021
Finansieringsfordel	FF	0,000	0,000	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Strategisk fordel drift	SF	0,054	0,043	0,038	0,033	0,029	0,027	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,022	0,021	0,021	0,021

Tabell 10-15 Dekomponering strategisk fordel Statoil i budsjettperioden

Av tabell 10-16 kan man se en langsiktig strategisk fordel på 2,1 % i steady state. Man kan også se at finansieringsfordelen gjennom hele budsjettperioden er tilnærmet lik 0 % og at gearingfordelen i samme periode er under 0,5 %. Følgelig stammer den strategiske fordelene hovedsakelig fra en ren driftsfordel, noe som også var tilfellet da vi foretok den historiske analysen. Fordelen skyldtes da en stor bransjefordel som ble noe redusert av en netto negativ ressursfordel. Ressursfordelen er forventet å være tilnærmet null som følge av en liten negativ omløpsfordel og en liten positiv marginfordel, som nevnt i kapittel 9.4. Dermed er det forventet at den strategiske fordelene i fremtiden også skyldes en positiv bransjefordel.

År	Symbol	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Egenkapitalrentabilitet	ekr	0,106	0,095	0,092	0,088	0,084	0,084	0,084	0,085	0,085	0,086	0,087	0,088	0,089	0,090	0,090
Egenkapitalkrav	ekkk	0,051	0,053	0,054	0,055	0,056	0,057	0,058	0,060	0,062	0,063	0,065	0,067	0,068	0,069	0,069
Strategisk fordel	SF	0,054	0,042	0,038	0,033	0,028	0,027	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,021	0,020	0,021	0,021

Tabell 10-16 Strategisk fordel Statoil i budsjettperioden

For investorene er det særlig interessant å se på selskapets evne til å generere en egenkapitalrentabilitet som er større enn egenkapitalkravet i fremtiden. Tabell 10-16 viser at Statoil har en strategisk fordel som er fallende over hele budsjettperioden og ender på 2,1 % i steady state. Som nevnt i forrige avsnitt skyldtes denne fordelene i regnskapsanalyseperioden en bransjefordel, som vi i kapittel 4.3 konkluderte med at vil reduseres i fremtiden. Ettersom vi ikke har utarbeidet fremtidsregnskap og –krav for bransjen har vi ikke mulighet til å analysere bransjefordelen ytterligere. Det er nok en gang viktig å påpeke at Statoil sine inntekter, og følgelig resultatet, er sterkt korrelert med oljeprisen. Dette gjør oljeprisen til den viktigste driveren for langsiktig strategisk fordel. Vi konkluderte i kapittel 4 med at Statoil

kun har paritet når det gjelder ressursfordel i fortiden og at det ikke var forventet noe fordel i fremtiden.

Som nevnt tidligere i dette kapitlet er det i tillegg forventet en langsiktig strategisk fordel med bakgrunn i faktorene som støtter oppunder alternativanalysen. Dette begrunnes i at vi i analysen av Porters fem krefter i kapittel 4.1.2 konkluderte med at det er lav trussel for nyetableringer med bakgrunn i høye etableringsbarrierer gjennom avhengighet av å få tildelt utvinningskonsesjoner og store kapitalinvesteringer for å starte drift. Dermed forkaster vi nullhypotesen til fordel for alternativhypotesen som tilsier at Statoil vil ha en langsiktig strategisk driftsfordel som følge av en fremtidig bransjefordel. Den fremtidige strategiske fordelene er oppsummert i tabell 10-17 nedenfor.

Strategisk fordel oppsummert	2017T	Budsjettperiode 2018-2030	Steady state
Bransjefordel	Stor	Avtakende	Moderat
(+) Ressursfordel	Paritet	Stabil	Paritet
(=) Strategisk fordel	Stor	Avtakende	Moderat

Tabell 10-17 Fremtidig strategisk fordel

11. Fundamental verdsettelse

Verdien på egenkapitalen i Statoil kan vi i henhold til rammeverket for fundamental verdsettelse som Knivsflå (2017p) presenterer, fastsette gjennom en direkte og en indirekte metode. Den direkte metoden omtales som egenkapitalmetoden og fastsetter verdien på egenkapitalen direkte gjennom kontantstrømmen til egenkapitalen neddiskontert med tilhørende avkastningskrav. Den indirekte metoden omtales som selskapskapitalmetoden som tar utgangspunkt i at verdien av egenkapitalen tilsvarer verdien av selskapskapitalen minus verdien av gjelden neddiskontert med netto driftskrav eller sysselsattkapitalkrav.

Med utgangspunkt i fremtidsregnskapet og fremtidskravene utarbeidet i de to foregående kapitlene vil vi nå utarbeide et verdiesimat på egenkapitalen i Statoil. Det første verdiesimatet vil ikke være likt for egenkapitalmetoden og selskapskapitalmetoden ettersom kravene som ligger til grunn ikke anvendes på en konsistent måte. Følgelig vil vi ved hjelp av en konvergeringsprosess endre vektingen av kravene fra budsjetterte vekter til verdivektete vekter, og dermed få et sammenfallende resultat fra begge metodene. Det er viktig å påpeke at ettersom verdiesimatet vil bygge på kvalitativ innsikt fra den strategiske analysen samt

kvantitativ innsikt fra lønnsomhetsanalysen vil aksjekursen vi beregner kunne avvike fra gjeldende aksjekurs for Statoil på Oslo Børs. Usikkerheten rundt vårt verdiesimat og tilhørende budsjett drivere i fremtidsregnskapet vil analyseres nærmere i slutten av dette kapitlet gjennom en såkalt Monte Carlo-simulering.

11.1 Egenkapitalmetoden

Egenkapitalmetoden består i henhold til Knivsflå (2017p) av fire ulike modeller som vil gi samme verdiesimat ved konsistent bruk. De fire modellene er utbyttmodellen, fri kontantstrøm-modellen, superprofittmodellen og superprofittvekstmodellen. I de påfølgende delkapitlene følger en gjennomgang av de ulike modellene, formlene er gjengitt i det fundamentale rammeverket for verdsettelse som Knivsflå (2017p) presenterer.

11.1.1 Utbyttmodellen

Som det fremgår av formelen under tar utbyttmodellen utgangspunkt i fremtidig netto betalt utbytte og neddiskonterer dette med kravet til egenkapitalen for å finne verdien av egenkapitalen. Veksten er konstant på 3 % for Statoil i steady state og følgelig beregnes verdien av egenkapitalen på horisonten ved hjelp av Gordons vekstformel.

$$VEK_0 = \sum_{t=1}^T \frac{NBU_t}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_t)} + \frac{NBU_{T+1}}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_T) * (ekk - ekv)}$$

Vek = verdien av egenkapitalen, NBU = netto betalt utbytte, ekk = egenkapitalkrav, ekv = egenkapitalvekst

11.1.2 Fri kontantstrøm-modellen

Fri kontantstrøm-modellen sammenfaller med utbyttmodellen ved at netto betalt utbytte tilsvarer den frie kontantstrømmen til egenkapitalen. I likhet med utbyttmodellen beregnes verdiesimatet i denne modellen ved å neddiskontere den fremtidige kontantstrømmen til egenkapitalen med egenkapitalkravet. For Statoil sin del er veksten i terminalleddet satt til 3 %. Likt som i utbyttmodellen er veksten konstant i steady state og følgelig beregnes verdien av egenkapitalen på horisonten ved hjelp av Gordons vekstformel. Som følge av at fri kontantstrøm-modellen er sammenfallende med utbyttmodellen vises utregningene samlet og ikke separat i det videre.

$$VEK_0 = \sum_{t=1}^T \frac{FKE_t}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_t)} + \frac{FKE_{T+1}}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_T) * (ekk - ekv)}$$

Vek = verdien av egenkapitalen, FKE = fri kontantstrøm til egenkapitalen, ekk = egenkapitalkrav, ekv = egenkapitalvekst

11.1.3 Superprofittmodellen

Superprofittmodellen tar som vist i formelen under utgangspunkt i at verdien av egenkapitalen i Statoil tilsvarer verdien av balanseført egenkapital i dag pluss nåverdien av fremtidig superprofitt til egenkapitalen i selskapet. I likhet med de to foregående modellene er veksten konstant på 3 % i steady state for Statoil.

$$VEK_0 = EK_0 + \sum_{t=1}^T \frac{SPE_t}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_t)} + \frac{SPE_{T+1}}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_T) * (ekk - ekv)}$$

Vek = verdien av egenkapitalen, EK = egenkapitalen, SPE = superprofitt til egenkapitalen, ekk = egenkapitalkrav, ekv = egenkapitalvekst

11.1.4 Superprofittvekstmodellen

Superprofittvekstmodellen beregner verdien av egenkapitalen som kapitalisert verdi av kommende nettoresultat til egenkapitalen uten vekst pluss nåverdien av fremtidig vekst. Den fremtidige veksten er definert som superprofittvekst og unormal resultatvekst. Fremtidig vekst gir dermed kun verdi dersom den er lønnsom, altså at den fører til økt superprofitt, eller dersom den unormale resultatveksten er større enn normalt. Formelen for superprofittvekstmodellen er gjengitt under.

$$VEK_0 = \frac{NRE_1}{ekk_1} + \frac{1}{ekk_1} * \sum_{t=2}^{T+1} \frac{\Delta SPE_t}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_{t-1})} + \frac{\Delta SPE_{T+2}}{(1 + ekk_1) * \dots * (1 + ekk_{T+1}) * (ekk - ekv)}$$

Vek = verdien av egenkapitalen, EK = egenkapitalen, ΔSPE = superprofittvekst til egenkapitalen, NRE = nettoresultat til egenkapitalen,

ekk = egenkapitalkrav, ekv = egenkapitalvekst

11.2 Selskapskapitalmetoden

Selskapskapitalmetoden tar som nevnt innledningsvis utgangspunkt i at verdien av egenkapitalen fastsettes indirekte, altså gjennom differansen mellom selskapskapitalen og gjelden og minoritetsinteresser som deretter neddiskonteres med netto driftskrav eller sysselsatt kapitalkrav (Knivsflå, 2017q). Som det fremgår av de to sistnevnte avkastningskravene består selskapskapitalmetoden av en sysselsattkapitalmetode og en nettodriftskapitalmetode. I de to påfølgende delkapitlene følger en kort gjennomgang av hver av metodene. De samme fire modellene som ble brukt under egenkapitalmetoden i de forrige delkapitlene kan også brukes i selskapskapitalmetoden.

11.2.1 Sysselsatt kapital-metoden

I henhold til Knivsflå (2017q) beregner sysselsatt kapital-metoden verdien av egenkapitalen som dagens verdi av sysselsatt kapital minus dagens verdi av finansiell gjeld og minoritetsinteressene, som vist i formelen under. Differansen neddiskonteres deretter med tilhørende sysselsatt kapital-krav. Som nevnt i delkapitlet over kan verdien av sysselsatt kapital, finansiell gjeld og minoritetsinteressene finnes ved hjelp av de samme modellene som ble introdusert under egenkapitalmetoden.

$$VEK_0 = VSSK_0 - VFG_0 - VMI_0$$

VEK = verdien av egenkapital, VSSK = verdien av sysselsatt kapital, VFG = verdi av finansiell gjeld, VMI = verdi minoriteter

11.2.2 Netto driftskapital-metoden

Netto driftskapital-metoden beregner verdien av egenkapitalen som dagens verdi av netto driftskapital minus dagens verdi av netto finansiell gjeld og minoritetsinteressene (Knivsflå, 2017q), som vist i formelen under. Netto driftskrav benyttes som diskonteringsfaktor. Verdien på de ulike komponentene kan som tidligere påpekt finnes med de samme modellene som under egenkapitalmetoden.

$$VEK_0 = VNDK_0 - VNFG_0 - VMI_0$$

VEK = verdien av egenkapital, VNDK = verdien av netto driftskapital, VNFG = verdi av netto finansiell gjeld, VMI = verdi minoritet

11.3 Første verdiestimat på egenkapitalen i Statoil

I tabellene 11-1, 11-2, 11-3 og 11-4 presenterer vi det første verdiestimatet på egenkapitalen i Statoil beregnet ved egenkapitalmetoden, minoritetsmetoden, sysselsatt kapital-metoden og netto driftskapital-metoden. Siden det er de budsjetterte vektene som ligger til grunn i denne omgang vil ikke verdiestimatene fra egenkapitalmetoden, sysselsatt kapital-metoden og netto driftskapital-metoden sammenfalle, men de tre ulike modellene vil gi samme estimat innenfor hver metode. Konvergeringen mot et felles verdiestimat for de tre ulike metodene vil presenteres i delkapittel 11.4. Som nevnt tidligere vil vi da benytte oss av verdivektede vekter for avkastningskravene istedenfor budsjetterte vekter. Estimater fra minoritetsmetoden benyttes ikke i en konvergering, men er sentral i utregning av balanseposter, fri kontantstrøm, krav og i utregningen av egenkapitalens verdi ved selskapskapitalmetodene.

Egenkapitalmetoden – verdiesimat egenkapital Statoil, tall i millioner USD

NBU-/FKE-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
NBU/FKE		4181	4684	3084	2398	3487	3914	3688	3487	3307	3146	3001	2870	2631	2407	2480
/Diskoteringsfaktor		1,064	1,133	1,207	1,287	1,372	1,464	1,566	1,676	1,797	1,929	2,075	2,234	2,409	2,597	2,800
Nåverdi av FKE 1 til T+1	30358	3931	4136	2555	1864	2542	2673	2356	2080	1840	1631	1447	1285	1092	927	885
Nåverdi av horisontverdi T+2	19788															
VEK	50146															

SPE-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Balansefort EK	39263															
SPE		1637	1185	1036	870	721	640	597	559	526	497	471	448	427	457	471
/Diskoteringsfaktor		1,064	1,133	1,207	1,287	1,372	1,464	1,566	1,676	1,797	1,929	2,075	2,234	2,409	2,597	2,800
Nåverdi av SPE 1 til T+1	7127,0	1539	1047	858	676	525	437	381	333	293	257	227	200	177	176	168
Nåverdi av horisontverdi T+2	3756,0															
VEK	50146															

Endring SPE-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2	T+3
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nettoreultat i år 1		4132															
Kapitalisert verdi	65025																
Superprofittvekst til EK		- 453	- 152	- 168	- 151	- 83	- 46	- 41	- 37	- 34	- 31	- 29	- 27	24	7	8	
/Diskoteringsfaktor		1,064	1,133	1,207	1,287	1,372	1,464	1,566	1,676	1,797	1,929	2,075	2,234	2,409	2,597	2,800	
Nåverdi av endring SPE 1 til T+2	-1005	-426	-134	-139	-117	-61	-32	-26	-22	-19	-16	-14	-12	10	3	3	
Kapitalisert verdi	-15822																
Horisontverdi	60																
Kapitalisert verdi	943																
VEK	50146																

VEK egenkapitalmetoden	50146																
------------------------	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabell 11-1 Verdi av egenkapital Statoil – egenkapitalmetoden

Minoritetsmetoden–verdiesimat minoritet Statoil, tall i millioner USD

FKMI-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
FKMI		1	-22	5	9	16	35	34	32	29	25	22	17	11	26	27
/Diskoteringsfaktor		1,084	1,177	1,279	1,391	1,513	1,649	1,801	1,970	2,158	2,368	2,604	2,868	3,164	3,491	3,851
Nåverdi av FKMI 1 til T+1	109	1	-19	4	6	11	21	19	16	13	11	8	6	3	7	7
Nåverdi av horisontverdi T+2	105															
VMI	214															

SPMI-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Balansefort MI	29															
SPMI		12	15	26	29	30	31	29	26	23	20	15	10	5	5	5
/Diskoteringsfaktor		1,084	1,177	1,279	1,391	1,513	1,649	1,801	1,970	2,158	2,368	2,604	2,868	3,164	3,491	3,851
Nåverdi av SPMI 1 til T+1	165	11	13	20	21	20	19	16	13	11	8	6	4	1	1	1
Nåverdi av horisontverdi T+2	20															
VMI	214															

Endring SPMI-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2	T+3
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nettoreultat i år 1		15															
Kapitalisert verdi	173																
Superprofittvekst til MI			3	11	3	1	1	2	3	3	4	5	5	6	0	0	
/Diskoteringsfaktor			1,084	1,177	1,279	1,391	1,513	1,649	1,801	1,970	2,158	2,368	2,604	2,868	3,164	3,491	3,851
Nåverdi av endring SPMI 1 til T+2	3		3	9	2	0	1	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0	0	0
Kapitalisert verdi	39																
Horisontverdi	0																
Kapitalisert verdi	3																
VMI	214																

VIM	214																
-----	-----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabell 11-2 Verdi av minoritet Statoil

Nettodriftskapitalmetoden – verdiesimat egenkapital Statoil, tall i millioner USD

FKD	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Fri kontantstrøm fra drift		4689	4764	3962	3225	4380	4104	3853	3623	3411	3214	3029	2852	2547	2624	2702
/Diskoteringsfaktor		1,072	1,149	1,231	1,319	1,415	1,519	1,632	1,755	1,888	2,033	2,189	2,359	2,544	2,742	2,955
Nåverdi av endring SPE 1 til T+1	32346	4375	4147	3219	2445	3096	2702	2360	2064	1807	1581	1383	1209	1001	957	915
Horisontverdi T+2	20625															
Verdi av NDK	52971															
-Netto finansiell gjeld	2933															
-Verdi minoritet	214															
VEK	49824															

SPD-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Balanseført NDK	42225															
SPD		1649	1201	1062	899	750	671	626	585	549	516	486	458	431	462	476
/Diskoteringsfaktor		1,072	1,149	1,231	1,319	1,415	1,519	1,632	1,755	1,888	2,033	2,189	2,359	2,544	2,742	2,955
Nåverdi av SPD 1 til T+1	7116	1538	1045	863	682	531	442	383	334	291	254	222	194	170	168	161
Nåverdi av horisontverdi T+2	3631															
Verdi av NDK	52971															
-Netto finansiell gjeld	2933															
-Verdi minoritet	214															
VEK	49824															

Endring SPD-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2	T+3
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nettoreultat fra NDE i år 1		4676															
Kapitalisert verdi	65219																
Superprofitvekst til NDK			- 448	- 139	- 163	- 149	- 81	- 47	- 42	- 38	- 35	- 33	- 31	- 29	28	11	12
/Diskoteringsfaktor			1,072	1,149	1,231	1,319	1,415	1,519	1,632	1,755	1,888	2,033	2,189	2,359	2,544	2,742	2,955
Nåverdi av endring SPD 2 til T+2	-966		-418	-121	-132	-113	-57	-31	-26	-22	-19	-16	-14	-12	11	4	4
Kapitalisert verdi	-13472																
Horisontverdi T+3	87,8																
Kapitalisert verdi horisont	1224,3																
-Netto finansiell gjeld	2933																
-Verdi minoritet	214																
VEK	49824																

VEK NDK metoden	49824																
-----------------	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabell 11-3 Verdi av egenkapital Statoil – netto driftskapitalmetoden

Sysselsattkapitalmetoden – verdiesimat egenkapital Statoil, tall i millioner USD

FKS-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Fri kontantstrøm SSK		7764	6521	4378	3308	5249	5109	4759	4442	4152	3886	3639	3407	2987	2497	2572
/Diskoteringsfaktor		1,037	1,078	1,121	1,168	1,218	1,271	1,328	1,390	1,457	1,530	1,608	1,692	1,783	1,880	1,982
Nåverdi av endring SPS 1 til T+1	48050	7485	6051	3904	2832	4311	4020	3583	3195	2849	2541	2263	2013	1675	1328	1298
Horisontverdi T+2	56582															
Verdi av SSK	104633															
-Finansiell gjeld	33294															
-Verdi minoritet	214															
VEK	71124															

SPS-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Balanseført SSK	72586															
SPS		2123	1684	1490	1319	1168	1107	1050	1000	957	918	885	856	830	856	882
/Diskoteringsfaktor		1,037	1,078	1,121	1,168	1,218	1,271	1,328	1,390	1,457	1,530	1,608	1,692	1,783	1,880	1,982
Nåverdi av SPS 1 til T+1	12641	2046	1563	1329	1129	959	871	790	719	656	601	551	506	465	456	445
Nåverdi av horisontverdi T+2	19405															
Verdi av SSK	104633															
-Finansiell gjeld	33294															
-Verdi minoritet	214															
VEK	71124															

Endring SPS-modellen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	T	T+1	T+2	T+3
År	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Nettoreultat fra SSK i år 1		4826															
Kapitalisert verdi	129567																
Superprofitvekst til EK			- 441	- 199	- 176	- 157	- 68	- 65	- 59	- 53	- 49	- 45	- 42	- 39	13	12	12
/Diskoteringsfaktor			1,037	1,078	1,121	1,168	1,218	1,271	1,328	1,390	1,457	1,530	1,608	1,692	1,783	1,880	1,982
Nåverdi av endring SPS 1 til T+2	- 1 190		- 425	- 185	- 157	- 134	- 56	- 51	- 44	- 38	- 34	- 29	- 26	- 23	7	6	6
Kapitalisert verdi	-31944																
Horisontverdi	261																
Kapitalisert verdi	7010																
Verdi av SSK	104633																
-Finansiell gjeld	33294																
-Verdi minoritet	214																
VEK	71124																

VEK SSK metoden	71124																
-----------------	-------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabell 11-4 Verdi av egenkapital Statoil – sysselsattkapitalmetoden

11.3.1 Oppsummering første verdiestimat egenkapital Statoil

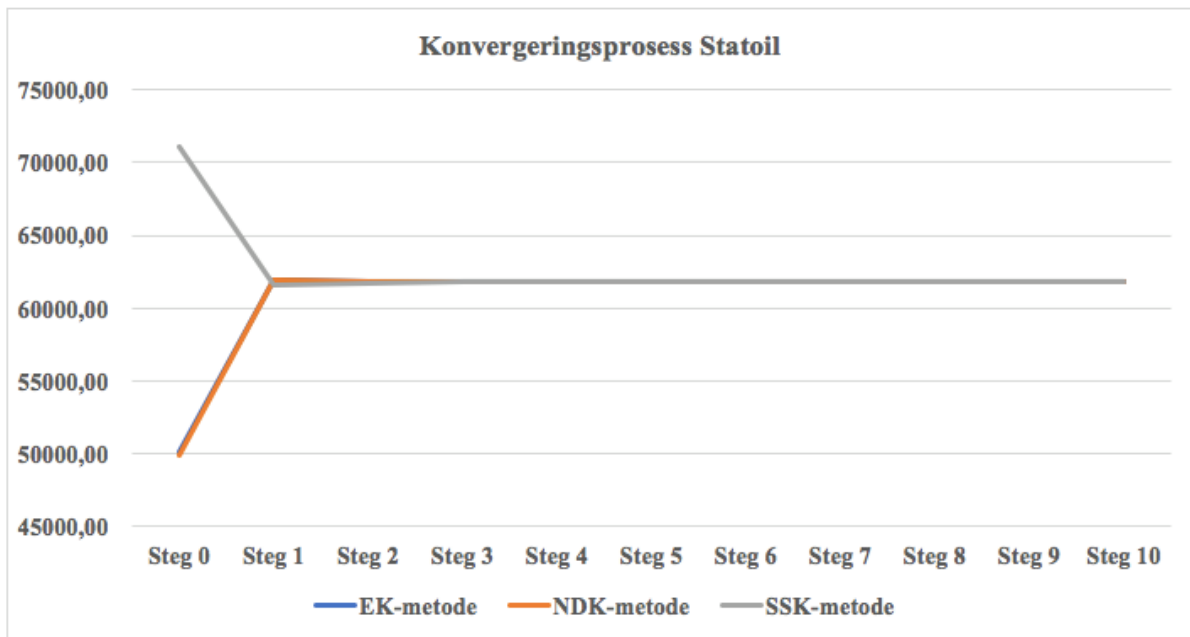
Som vi leste av tabellene i forrige delkapittel gir egenkapitalmetoden, nettodriftskapitalmetoden og sysselsattkapitalmetoden ulike verdier på egenkapitalen i Statoil. En stor del av verdien på egenkapitalen ligger i horisontleddet, og grunnet den store usikkerheten knyttet til budsjettdriverne gir dette en relativt stor usikkerhet rundt verdiestimatet. Som tidligere påpekt vil vi i slutten av dette kapitlet gjennomføre en analyse av usikkerheten knyttet til verdiestimatet ved hjelp av en Monte Carlo-simulering. Tabell 11-5 sammenfatter de foreløpige resultatene fra de tre metodene. Vi legger merke til at egenkapitalmetoden og nettodriftskapitalmetoden gir ganske lik verdi på egenkapitalen i Statoil, mens sysselsattkapitalmetoden gir en verdi som er mye høyere enn de to andre metodene. I gjennomsnitt ligger det første verdiestimatet på ca. 57031 millioner USD, som med en vekslingskurs på 8,1358 NOK/USD (Norges Bank, 2017c) pr 23 november 2017 gir et estimat pr aksje på 143,48 NOK. Statoil har 3.233.910.521 registrerte utestående aksjer pr 31.12.2016 (Statoil, 2016).

Verdi av egenkapital	FK-modell	SP-modell	Endring SP-modell	Gjennomsnitt
EK-metoden	50146	50146	50146	50146
NDK-metoden	49824	49824	49824	49824
SSK-metoden	71124	71124	71124	71124
Gjennomsnitt	57031	57031	57031	57031

Tabell 11-5 Oppsummering første verdiestimat Statoil

11.4 Konvergering mot et felles estimat på verdien av egenkapitalen i Statoil

Ettersom de tre metodene i forrige delkapittel returnerte ulike verdier på egenkapitalen i Statoil gjennomfører vi i det følgende en konvergering av estimatene mot et felles verdiestimat. Konvergeringen gjennomføres i ti steg, der forskjellen på verdiestimatet reduseres utover i stegene. Handlingsmønsteret er imidlertid likt i hvert steg. I henhold til Knivsflå (2017q) gjennomføres konvergeringen ved å beregne nye verdivekter og avkastningskrav basert på det gjennomsnittlige verdiestimatet på egenkapitalen og minoriteten fra forrige steg, og deretter legges de nye verdivektene og kravene til grunn for å beregne et nytt estimat på egenkapitalen og minoriteten i inneværende steg. Etter hvert vil gjennomføringen av det samme handlingsmønsteret i hvert steg føre til at alle tre metoder konvergerer mot et felles verdiestimat på egenkapitalen i Statoil. Figur 11-1 og tabell 11-6 viser konvergeringen mot et felles verdiestimat på egenkapitalen i Statoil.



Figur 11-1 Konvergeringsprosess Statoil

	Steg 0	Steg 1	Steg 2	Steg 3	Steg 4	Steg 5	Steg 6	Steg 7	Steg 8	Steg 9	Steg 10
EK-metode	50146,02	61924	61778	61772	61773	61773	61773	61773	61773	61773	61773
NDK-metode	49824,16	61863	61782	61771	61773	61773	61773	61773	61773	61773	61773
SSK-metode	71123,83	61533	61720	61783	61773	61775	61775	61775	61775	61775	61775
Gjennomsnitt	57031,34	61773	61760	61775	61773	61773	61773	61773	61773	61773	61773
Avvik	16,473 %	0,259 %	0,043 %	0,008 %	0,000 %	0,001 %	0,001 %	0,001 %	0,001 %	0,001 %	0,001 %

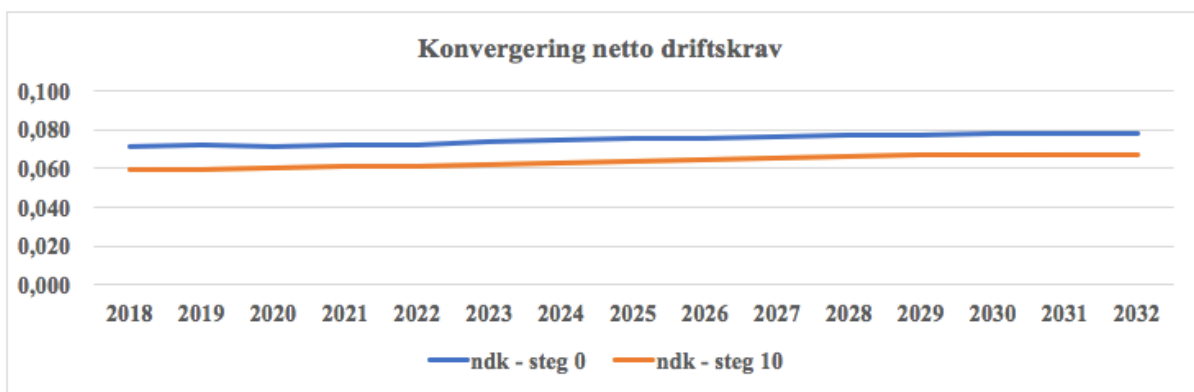
Tabell 11-6 Konvergeringsprosess Statoil

Som det fremgår er avviket i steg 0 på 16,47 %, før det allerede i steg er 1 redusert betydelig ned til kun 0,259 %. Fra og med steg 4 ser vi at konvergeringen har gitt et felles verdiestimat på 61773 millioner USD og avviket mellom de tre metodene er følgelig på 0 %. Dermed ender verdiestimatet på egenkapitalen i Statoil omtrent midt imellom de opprinnelige anslagene som metodene returnerte før konvergeringen. Opprinnelig verdiestimat pr aksje var 143,48 kr, mens det nye estimatet ligger på 155,41 NOK pr aksje. Etersom det er justeringen av verdivekten og dermed avkastningskravene som er den store driveren i konvergeringsprosessen ønsker vi å vise utviklingen i egenkapitalkrav, nettodriftskapitalkrav og sysselsattkapitalkrav i egne figurer.

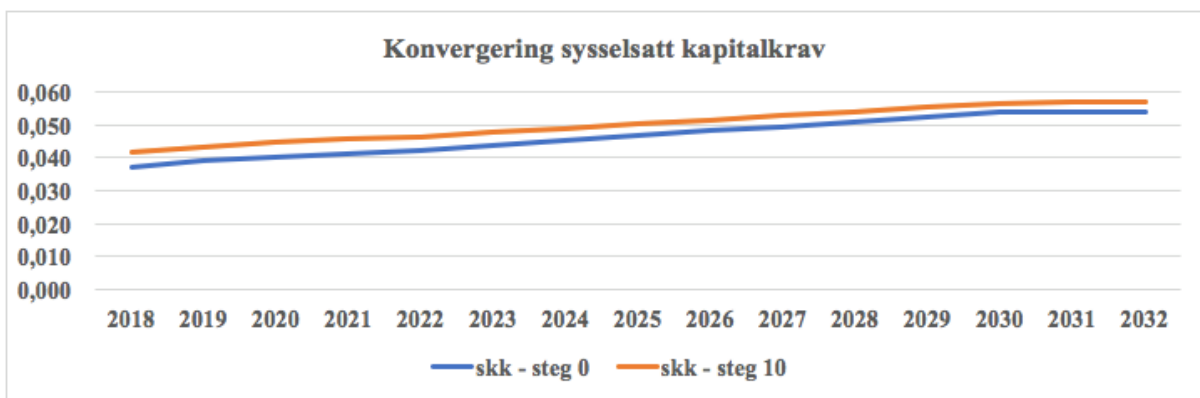
Som vi ser av figur 11-2, 11-3 og 11-4 er utviklingen i differansen mellom kravene i steg 0 og steg 10 tilnærmet lik for alle tre avkastningskrav. Dette stemmer godt overens med analysen i forrige delkapittel der vi fastslo at verdiestimatet etter konvergeringen ender omtrent midt i mellom de opprinnelige anslagene. Dermed er justeringen i verdiestimatet gjennom konvergeringen tilnærmet lik for de tre metodene. Vi legger også merke til at netto driftskrav

og egenkapitalkravet var noe overvurdert i steg 0, mens sysselsatt kapitalkrav var noe undervurdert i steg 0. Som et resultat av justeringene på vektene til kravene blir følgelig verdierestimatet økt for netto driftskapitalmetoden og egenkapitalmetoden, mens verdierestimatet etter sysselsattkapitalmetoden ble redusert gjennom konvergeringen.

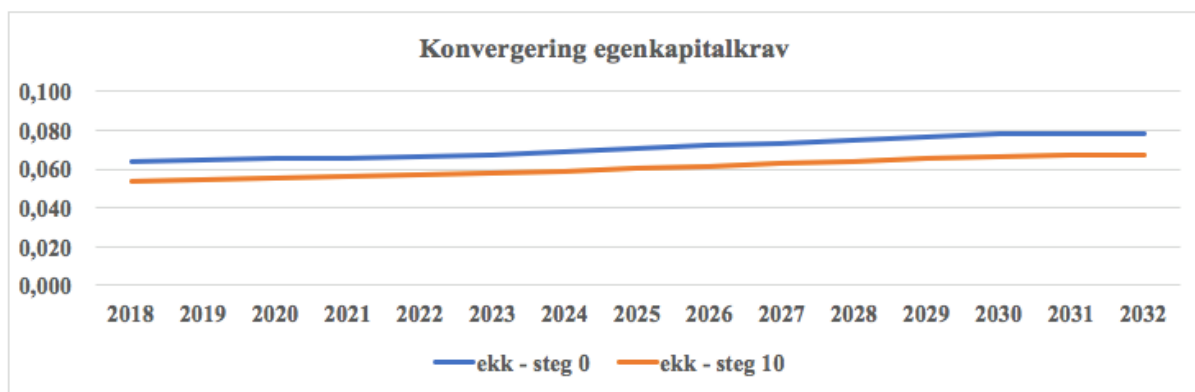
At netto driftskrav reduseres gjennom konvergeringsprosessen er noe unormalt, men i vårt tilfelle helt naturlig. Årsaken skyldes nemlig at egenkapitalkravet er mindre enn netto finansielt gjeldskrav, og følgelig får vi en tilsvarende reduksjon i egenkapitalkravet. At egenkapitalkravet er mindre enn netto finansielt gjeldskrav skyldes bransjens natur som diskutert i kapittel 10.2.



Figur 11-2 Konvergering netto driftskrav Statoil



Figur 11-3 Konvergering netto sysselsatt kapitalkrav Statoil



Figur 11-4 Konvergering egenkapitalkrav Statoil

Selv om vi gjennom konvergeringsprosessen har eliminert noe av usikkerheten ved estimatet på egenkapitalen i Statoil, gjenstår det fortsatt en viss risiko for at verdiestimatet er under- eller overvurdert. Derfor vil i de påfølgende delkapitlene analyserer usikkerheten tilknyttet vårt verdiestimat nærmere.

11.5 Analyse av usikkerhet

Som tidligere påpekt er det forventet utvikling i de underliggende budsjettdriverene i fremtidsregnskapet som er grunnlaget for verdiestimatene på egenkapitalen i Statoil presentert i de foregående delkapitlene. Imidlertid er det relativt stor usikkerhet tilknyttet den forventede utviklingen i budsjettdriverene. For å håndtere usikkerheten i budsjettdriverene gjennomfører vi en såkalt Monte Carlo-simulering med et tilleggsprogram i Excel kalt Crystal Ball. I henhold til Knivsflå (2017r) medfører simuleringen at vi synliggjør usikkerheten i verdiestimatene gjennom å gjøre kritiske verdidrivere til usikre stokastiske variabler hvilket resulterer i en fordeling over verdiestimatet istedenfor et punkttestimat. Gjennom simuleringen får vi dermed analysert hvordan ulike scenarioer vil påvirke budsjettdriverene.

Gjennomgangen av simuleringen følger i delkapittel 11.5.2. Før gjennomgangen av Crystal Ball ønsker vi imidlertid å justere verdiestimatet på 155,41 NOK for konkurrisikoen til Statoil.

11.5.1 Konkursrisiko

Knivsflå (2017r) presiserer at det er to måter å håndtere konkurrisikoen på. Den første metoden innebærer at man inkluderer en eventuell konkurrisiko i fremtidsregnskapet. Den andre metoden innebærer at man utarbeider fremtidsregnskapet under forutsetning om fortsatt drift og følgelig behandler konkurrisikoen separat.

I delkapittel 6.3 konkluderte vi med at Statoil sin syntetiske rating over analyseperioden lå på BBB, hvilket innebærer at selskapet har en konkursrisiko på beskjedne 0,26 %. Dermed har vi utarbeidet femtidsregnskapet under antakelsen om fortsatt drift og må derfor inkludere konkursrisikoen separat i det fundamentale verdiestimatet. Knivsflå (2017r) presenterer formelen for verddivurdering med isolert konkursrisiko:

$$VEK = (1 - p) * FVEK + p * LVEK$$

VEK = verdi av egenkapital, FVEK = fundamentalverdi gitt fortsatt drift, LVEK = likvidasjonsverdi av egenkapitalen,

p = konkurssannsynlighet

I henhold til Knivsflå (2017r) medfører en konkursavvikling som regel at gjenværende eiendeler selges raskt unna og til en lavere pris enn det man kunne fått i andre tilfeller. Derfor er det rimelig å legge til grunn at det ikke er noen likvidasjonsverdi igjen av egenkapitalen etter at avviklingen er gjennomført. Eierne av selskapet vil dermed ikke sitte igjen med noen verdier. Med dette som bakgrunn settes LVEK til 0 og vi sitter igjen med følgende konkursjusterte verdi pr aksje i Statoil:

$$VEK = (1 - 0,0026) * 155,41 \text{ NOK} + 0,0026 * 0 = 155,00 \text{ NOK pr aksje}$$

Det konkursjusterte verdiestimatet pr aksje i Statoil blir dermed **155,00 NOK**.

11.5.2 Crystal ball - simuleringsanalyse

For å analysere usikkerheten i verdiestimatet vi har kommet frem til for Statoil ønsker vi å gjennomføre en sensitivitetsanalyse gjennom programmet Crystal ball. En slik sensitivitetsanalyse innebærer at vi gjør om de kritiske budsjett- og verdidrivere til stokastiske variabler (Knivsflå, 2017r). Følgelig går vi som sagt innledningsvis i kapittel 11.5 fra et punkttestimat til en fordeling over verdiestimatet. De ulike driverne vil deretter korreleres med bakgrunn i historisk korrelasjon og en kvalitativ analyse av sammenhengen mellom variablene. Verdiestimatet vi vil benytte oss av i dette kapitlet er verdiestimat korrigert for konkursrisiko – altså 155,00 NOK.

11.5.2.1 Kritiske risikofaktorer

Kritiske budsjett- og verdidrivere er alle usikre ettersom det er vanskelig å predikere deres fremtidige verdi. Endringen i ulike faktorer påvirker verdiestimatet vårt på ulik måte, og det er normalt sett utviklingen i faktorer tilknyttet driften som har størst påvirkning på

verdiestimatet. Dermed er det mest hensiktsmessig å ha hovedfokus på disse faktorene. Det er allikevel verdt å nevne at de finansielle faktorene også kan påvirke verdiestimatet, men da hovedsakelig gjennom gearingfordelen fra drift. Vi har valgt å analysere de seks faktorene driftsinntektsvekst, netto driftsmargin, omløpet til netto driftseiendeler, egenkapitalbeta, markedets risikopremie og langsiktig risikofri rente.

En kan i teorien gjøre alle budsjett- og verdidrivere til usikre, stokastiske, prosesser. Ettersom dette ville gjort modellen veldig krevende å håndtere i praksis er det normalt å forenkle prosessen. Nettopp dette er årsaken til at vi i kapittel 9 utarbeidet fremtidsregnskapet med lineære utviklinger mellom budsjettpunktene. Med dette grunnlaget kan vi sette budsjettpunktene som stokastiske variabler med en tilhørende sannsynlighetsfordeling. Den lineære utviklingen mellom punktene vil dermed endres ettersom budsjettpunktene endres, og vi får følgelig muligheten til å analysere den totale effekten av endringer i de forskjellige budsjettpunktene.

Hovedkilden til Statoil sine driftsinntekter er som nevnt tidligere oljeprisen. Ettersom oljeprisen og driftsinntektene gjennom perioden med regnskapsanalyse har en korrelasjon på 95 % velger vi å ikke legge inn oljepris som en egen variabel.

Driftsinntektsvekst:

Driftsinntektsveksten er på kort og mellomlang sikt basert på oljefutures (CME Group, 2017) med bakgrunn i nevnte korrelasjon mellom oljepris og driftsinntekter. Som følge av iboende begrensninger i bransjen er veksten på kort og mellomlang sikt begrenset av utvinningskonsesjoner og tiden det tar fra oppstart av et nytt felt er bestemt til det er i faktisk drift. Følgelig er oljeprisen hoveddriveren på kort til mellomlang sikt og driftsinntektsveksten settes lik endringen i oljepris. I følge Knivsflå (2017r) sitt rammeverk kan man estimere standardavviket til driftsinntektsveksten ved å basere seg på historiske regnskapstall. Ettersom oljeprisen har vært volatil i perioden for regnskapsanalyse kan man forvente et stort standardavvik. Standardavviket vi har regnet ut over perioden er på 26,65 %. Dette anses som urimelig høyt da det er forventet mer stabile oljepriser i fremtiden, hovedsakelig med bakgrunn i produksjonsavtalen i OPEC som ble nevnt i delkapittel 2.1.9.1. Rammeverket til Knivsflå (2017r) påpeker at dersom man får urimelig høye verdier ved utregning av historisk standardavvik kan man overstyre og sette standardavvik etter beste skjønn.

På kort sikt har vi i budsjettpunkt 1 og 2 valgt å sette standardavviket til 5 %. Av tidligere utregninger utgjør 5 % en femtedel av standardavviket, noe vi anser som en mer naturlig verdi

å benytte seg av i fremtidspredikeringene. Videre har vi satt standardavviket til 10 % på mellomlangtsikt ettersom usikkerheten øker jo flere år frem i tid man predikerer verdier for. På lang sikt er usikkerheten lavere som følge av at man minsker risikoer for å kun få med oppgangstider eller nedgangstider. Vi har valgt å benytte oss av en uniform sannsynlighetsfordeling i budsjettpunkt T hvor sannsynlighet fordeles over intervallet 2-4 %. Dette intervallet tilsvarer et standardavvik på 0,6 %. Det er verdt å merke seg at øvre grense av intervallet er på 4 %, noe som er godt under egenkapitalkravet. I tabell 11-7 er en oppstilling av kriteriene for sensitivitetsanalysen tilknyttet driftsinntektsveksten.

Budsjettpunkt	År	Forventet verdi	Standardavvik	Sannsynlighetsfordeling
Budsjettpunkt 1	2018	15,00 %	5,00 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt 2	2019	-5,00 %	5,00 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt M	2022	-1,00 %	10,00 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt T	2030	3,00 %	U(2%;4%)	Uniformt fordelt

Tabell 11-7 Kriterier driftsinntektsvekst

Nå som vi har satt kriteriene for driftsinntektsveksten må vi undersøke om det er andre faktorer som korrelerer, positivt eller negativt, med driftsinntektsveksten. Korrelasjon innebærer at trekningene ikke er uavhengige av hverandre men til en viss grad påvirker hverandre. Eventuelle korrelasjoner bør være basert på økonomisk teori eller kjente empiriske sammenhenger (Knivsflå, 2017r). I følge økonomisk teori vil høy økonomisk vekst føre til et høyere avkastningskrav som videre fører til at alternativkostnader for kapitalbruk blir høy. Vi har antatt en vekst i steady state på 3 % for Statoil, og det er følgelig rimelig å anta at det er en liten positiv korrelasjon mellom driftsinntektsveksten og markedspremien. Denne korrelasjonen settes til 0,2.

$$Kor(div_T, mrp) = 0,2$$

kor= korrelasjon, div=driftsinntektsvekst, mrp=markedets risikopremie

Innledningsvis i delkapitlet trakk vi frem korrelasjonen mellom driftsinntektene og oljeprisen. Følgelig vil vi forvente at driftsinntektsveksten i tillegg til å korrelere med markedets risikopremie på lang sikt også korrelerer med netto driftsmargin. Historisk sett har korrelasjonen mellom driftsinntektsveksten og netto driftsmargin vært på hele 0,471. Med slik sterk positiv korrelasjon er det naturlig å forvente en positiv korrelasjon også i fremtiden. Vi forventer allikevel at korrelasjonen blir mindre på sikt blant annet som følge av at Statoil er forventet å endre produktmiksen sin mot større andel fornybar energi. Dermed har vi satt en fremtidig korrelasjon mellom faktorene på 0,3.

$$Kor(div, ndm) = 0,3$$

Kor=korrelasjon, div=driftsinntektsvekst, ndm=netto driftsmargin

Netto driftsmargin:

Netto driftsmargin avhenger som driftsinntektsveksten i stor grad av oljeprisen på kort og mellomlang sikt. På kort sikt er usikkerheten relativt liten, mens den på mellomlang sikt er betydelig mer usikker. Som for driftsinntektsveksten vil vi starte med å vurdere standardavviket for perioden vi tidligere har foretatt regnskapsanalyse av. Historisk har standardavviket for netto driftsmargin vært på 2,68 % som er betydelig mer stabilt enn driftsinntektsveksten. Vi har valgt å benytte oss av det historiske standardavviket på kort sikt i budsjettpunktene 1 og 2. På mellomlang sikt har vi valgt å skalere lineært fra kort sikt med bakgrunn i den økte usikkerheten i estimatet, med en faktor på 1,5. Følgelig ender standardavviket i budsjettpunkt M på 4,02 %. På lang sikt er det forventet mer stabilitet tilknyttet netto driftsmargin, noe som medfører en mindre usikkerhet. Vi benytter oss av en uniform fordeling over intervallet 4-7 %, som tilsvarer et standardavvik på 0,8 %. En oppsummering av kriteriene for netto driftsmargin tilknyttet sensitivitetsanalysen er vist i tabell 11-8 under.

Budsjettpunkt	År	Forventet verdi	Standardavvik	Sannsynlighetsfordeling
Budsjettpunkt 1	2018	0,065	2,68 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt 2	2019	0,062	2,68 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt M	2022	0,060	4,02 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt T	2030	0,055	U(4%;7%)	Uniformt fordelt

Tabell 11-8 Kriterier netto driftsmargin

Det er som hos driftsinntektsveksten viktig å vurdere om andre kritiske faktorer korrelerer. Økonomisk teori trekker frem en korrelasjon mellom netto driftsmargin og omløpet til netto driftseiendeler. Teorien påpeker at selskaper med høy netto driftsmargin har en tendens til å ha et lavt omløp til netto driftseiendeler. I perioden for regnskapsanalysen observerer vi en positiv korrelasjon mellom faktorene på 0,84. En så høy positiv korrelasjon bryter med økonomisk teori, men gir for petroleumsbransjen god mening. Oljeprisen fører nemlig til en økning i både driftsinntekter og netto driftsresultat som er to viktige komponenter i utregningen av disse forholdstallene. En vekst i driftsinntektene fører til en direkte økning i omløpet til netto driftseiendeler, mens en tilsvarende økning har en mer sammensatt påvirkning hos netto driftsmargin. For at denne marginen skal bedre seg må nemlig netto driftsresultat ha en større prosentvis endring enn driftsinntektene. Altså må forholdet mellom driftsinntektene og kostnadene bedre seg, og nettopp dette ser ut til å være tilfellet for Statoil.

Ettersom vi forventer at driftsinntektene også i fremtiden vil avhenge av oljeprisen mener vi at det vil fortsette å være en positiv korrelasjon mellom netto driftsmargin og omløpet til netto driftseiendeler i fremtiden. Det er derimot forventet at denne blir noe redusert i fremtiden, og vi har følgelig valgt å sette korrelasjonen lik 0,5.

$$Kor(ndm, onde) = 0,5$$

Kor=korrelasjon, ndm=netto driftsmargin, onde= omløpet til netto driftseiendeler

Omløpet til netto driftseiendeler:

Som vi påpekte i kapittel 9 vedrørende fremtidig omløp til netto driftseiendeler avhenger nevnte omløp i stor grad av oljeprisen. Følgelig er det forventet et relativt høyt nivå på standardavviket tilknyttet denne faktoren fra prognoseperioden ettersom oljeprisen er volatil. Utregninger av historisk standardavvik gir en verdi på 104 % som må sies å være høyere enn hva man kunne forvente av fortiden og høyere enn hva som virker logisk for fremtiden. Vi har valgt å sette et standardavvik på 10 % på kort sikt for budsjettpunktene 1 og 2 da vi mener at usikkerheten fortsatt er stor tilknyttet fremtidig omløp til netto driftseiendeler. På mellomlang sikt har vi nok en gang skalert med en faktor på 1,5 med bakgrunn i økt usikkerhet, som gir verdien 15 %. Det er som tidligere knyttet lavere usikkerhet til langsiktig omløp, og verdien settes følgelig til 7,5 % i budsjettpunkt T. En oppstilling av kriteriene for sensitivitetsanalysen er vist i tabell 11-9 under.

Budsjettpunkt	År	Forventet verdi	Standardavvik	Sannsynlighetsfordeling
Budsjettpunkt 1	2018	1,704	10 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt 2	2019	1,619	10 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt M	2022	1,500	15 %	Normalfordelt
Budsjettpunkt T	2030	1,600	7,50 %	Normalfordelt

Tabell 11-9 Kriterier omløpet netto driftseiendeler

Andre kritiske faktorer:

Vi har som sagt innledningsvis i kapittelet valgt å analysere seks kritiske risikofaktorer. De resterende faktorene er langsiktig risikofri rente, markedets risikopremie og egenkapitalbetaen. Faktorene er valgt med bakgrunn i en antakelse om særlig tilknyttet usikkerhet ved disse faktorene og vi ønsker å undersøke virkningen av endringer i estimatene deres. Kriteriene er vist i tabell 11-10 under. Vi har for langsiktig risikofri rente og markedets risikopremie valgt en uniform fordeling over intervallene vi anser som mest sannsynlige.

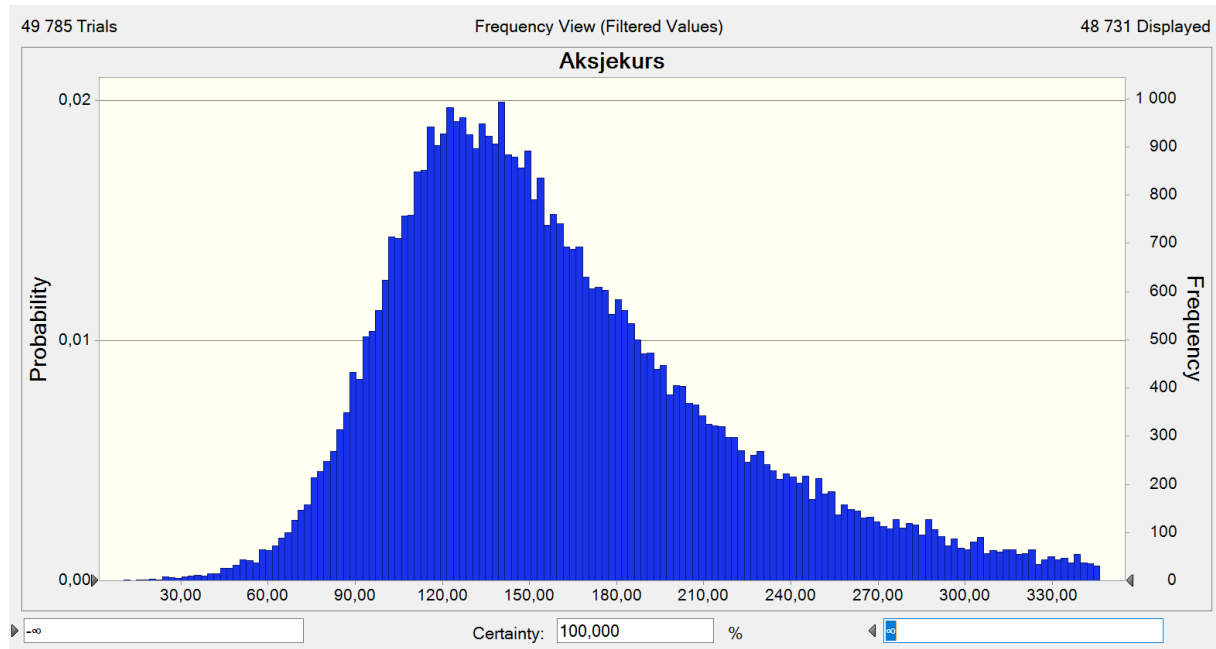
Egenkapitalbetaen er justert egenkapitalbeta for år 2017T fra kapittel 7, og tilhørende standardavvik er hentet fra analyseperioden.

Andre kritiske faktorer	År	Forventet verdi	Standardavvik	Sannsynlighetsfordeling
Langsiktig risikofri rente	2030	3 %	U(2%;4%)	Uniformt fordelt
Markedets risikopremie	2030	5 %	U(4,5%;5,5%)	Uniformt fordelt
Egenkapitalbeta	2018	0,952	10,70 %	Normalfordelt

Tabell 11-10 Kriterier andre kritiske risikofaktorer

11.5.2.2 Simuleringsanalyse

Vi kan nå gjennomføre en Monte Carlo-simulering ved hjelp av Crystal ball, basert på faktorene som ble drøftet i foregående delkapittel og deres tilhørende kriterier. Vi har gjennomført en simulering med 50 000 trekninger og begrenset intervallet til [0,500]. Ved å avgrense med øvre og nedre grenser filtrerer vi bort de mest ekstreme verdiene, som i vårt tilfelle førte til at 215 trekninger ble filtrert bort. Ettersom eierne har begrenset ansvar gir det ikke mening å sette grensen under null. Å sette den til nettopp null er det derimot god verdi i da det vil inkludere konkursrisikoen til Statoil. Den øvre grensen er satt som ca. tre ganger forventet verdi da vi mener at verdier over dette nivået ikke gir mening. Utfallet av simuleringen er vist i figur 11-5 og tabell 11-11 under.



Figur 11-5 Monte Carlo-simulering aksjekurs Statoil

Statistikk	Prediksjonsverdi	Statistikk	Prediksjonsverdi
Trials	49785,000	Skewness	1,380
Base Case	155,000	Kurtosis	5,690
Mean	164,130	Coeff. of Variation	0,397
Median	149,680	Minimum	10,220
Mode		Maximum	499,540
Standard Deviation	65,100	Mean Std. Error	0,290
Variance	4238,150	Filtered Values	215,000

Tabell 11-11 Monte Carlo-simulering aksjekurs Statoil

Av tabell 11-11 kan vi lese av en estimert gjennomsnittlig kurs på 164,13 NOK per aksje. Denne kursen er en del høyere enn verdien vi har estimert gjennom den fundamentale verdsettelsen, som altså er base case med 155,00 NOK per aksje. Medianen er på den andre siden litt under verdiestimatet vårt med en verdi på 149,68 NOK per aksje. Ellers ser vi at fordelingen har en topp i intervallet 110-150, og en tydelig høyreforskyvning av halen som fremkommer av figur 11-5, hvor skewness er på 1,38. En skewness på null tilsvarer en perfekt normalfordeling. En direkte effekt av denne forskyvningen er at gjennomsnittlig kurs ender til høyre for toppen.

Videre kan vi se av tabellen at variasjonskoeffisienten er på 0,397. Variasjonskoeffisienten forteller oss hva det prosentvise standardavviket er årlig, altså forholdet mellom det gjennomsnittlige verdiestimatet og standardavviket til verdiestimatet. Med bakgrunn i de historiske svingningene i oljeprisen er det forventet et relativt høyt standardavvik og 0,397 gir fint bilde på dette. Man kan sammenlikne dette estimatet med tilsvarende variasjonskoeffisient for historisk utvikling i aksjekursen til Statoil. En slik analyse gjennom prognoseperioden gir en gjennomsnittlig aksjekurs på 141 og et standardavvik på 0,147. Tilsvarende variasjonskoeffisient blir dermed 0,10, og 0,397 kan dermed virke noe høyt.

Av tabell 11-11 kan man også se at registrert minimumsverdi er 10,22, som gir sannsynligheten for konkurs lik null, noe som er gunstig ettersom konkurrisikoen allerede er tatt hensyn for. Av figur 11-5 kan man se at det er særdeles få trekninger (0,056 %) som gir aksjekurs under 30 NOK per aksje, og man kan stille spørsmål ved om sannsynligheten for konkurs faktisk bør være lavere enn satt sannsynlighet på 0,26 %. Det er samtidig mulig at de kritiske budsjettdriverne innledningsvis er tildelt lavere usikkerhet enn de burde og at modellen derfor ikke får med seg ekstremverdier. Med bakgrunn i diskusjonen rundt de ulike budsjettdriverne mener vi allikevel at disse forutsetningene tar tilstrekkelig høyde for

usikkerheter, og velger å analysere resultatet av simuleringen ytterligere uten å foreta justeringer.

11.5.2.3 Forklaring av usikkerhet

Monte Carlo-simuleringen kan gi utdypende forklaringer på hvor stor del av variansen hver enkelt variabel bidrar med. Tabell 11-12 viser en slik oversikt, og vi kan dermed analysere i hvor stor grad de ulike variablene påvirker verdiestimatet av Statoil.

Budsjettvariabler	Bidrag til varians
Netto driftsmargin i budsjettpunkt M	25,60 %
Netto driftsmargin i budsjettpunkt T	20,01 %
Driftinntektsvekst i budsjettpunkt M	16,88 %
Omløpet til netto driftseiendeler i budsjettpunkt M	8,54 %
Omløpet til netto driftseiendeler i budsjettpunkt T	8,19 %
Egenkapitalbeta	8,01 %
Langsiktig risikofri rente	3,91 %
Netto driftsmargin i budsjettpunkt 2	2,18 %
Driftinntektsvekst i budsjettpunkt T	2,03 %
Markedets risikopremie	1,97 %
Driftinntektsvekst i budsjettpunkt 2	1,05 %
Omløpet til netto driftseiendeler i budsjettpunkt 2	0,76 %
Netto driftsmargin i budsjettpunkt 1	0,63 %
Omløpet til netto driftseiendeler i budsjettpunkt 1	0,17 %
Driftinntektsvekst i budsjettpunkt 1	0,06 %

Tabell 11-12 Ulike budsjettvariablers bidrag til variansen

Av utskriften ovenfor kan vi se at det er endringer i budsjettpunktene M og T som påvirker verdiestimatet i størst grad. At budsjettpunkt T påvirker verdiestimatet i stor grad er ikke overraskende ettersom dette punktet er grunnlaget for terminalverdien i verdsettelsen.

Terminalverdien utgjør ca. 50 % av verdiestimatet i den fundamentale verdsettelsen.

Budsjettpunktet M påvirker også verdiestimatet i stor grad da endringer i dette punktet vil føre til endringer i den lineære utviklingen fra kort til mellomlang sikt.

Simuleringsutskriften viser at netto driftsmargin påvirker verdiestimatet i størst grad.

Kumulativt utgjør netto driftsmargin på mellomlang sikt og i steady state tett opptil 46 % av variansen i verdiestimatet. At driftsmarginen er essensiell for verdiestimatet er helt naturlig da faktoren er direkte relatert til selskapets driftsresultat og følgelig påvirker selskapets lønnsomhet.

Simuleringen har også avdekket at driftsinntektsveksten i budsjettpunkt M står for 16,88 % av variansen i verdiestimatet til Statoil. Sett i lys av tidligere analyser er det forventet at

driftsinntektsveksten vil ha stor påvirkning på verdiestimatet da driftsinntekten korrelerer godt med oljeprisen som er den underliggende driveren for selskapets lønnsomhet.

Videre utgjør omløpet til netto driftseiendeler ca. 17 % av variansen til verdiestimatet dersom man ser på mellomlang sikt og steady state akkumulert. Med bakgrunn i forutsetningene som legges til grunn gir dette god mening. Forutsetningen vil utdypes i den utvidede sensitivitetsanalysen i kapittel 11.5.3.

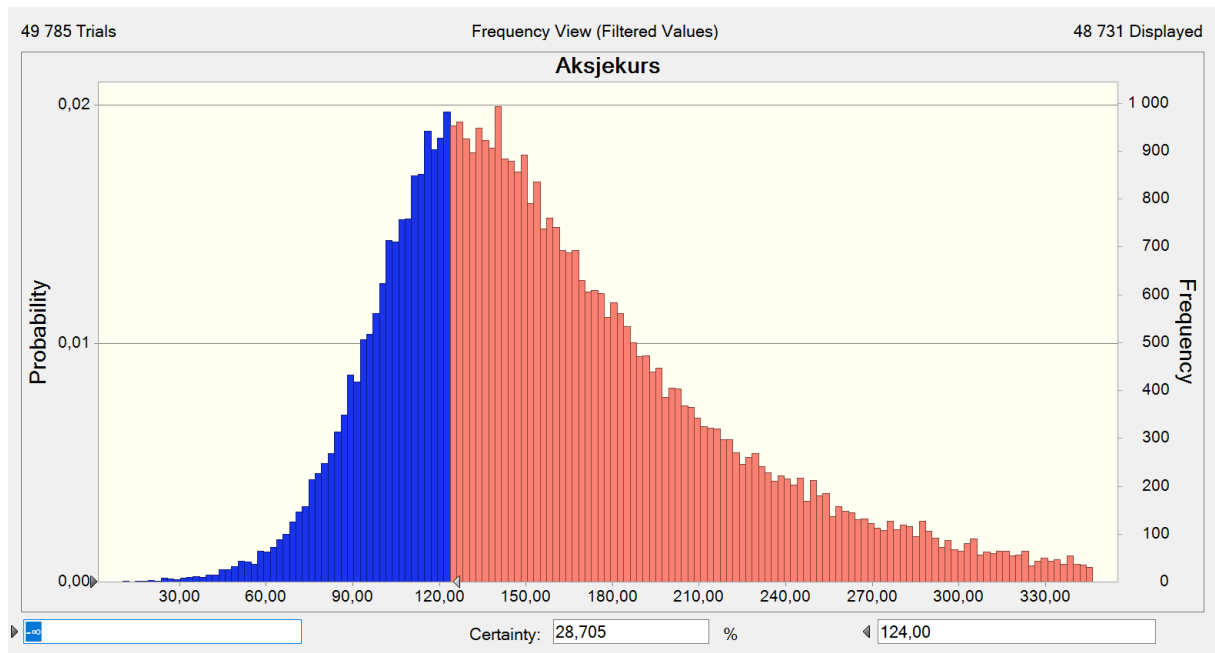
Av de andre faktorene vi har valgt å analysere ser vi at egenkapitalbetaen er den som påvirker variansen i verdiestimatet i størst grad med 8,01 %. At egenkapitalbetaen påvirker verdiestimatet viser at det ikke bare er driftsdriverne som påvirker verdiestimatet, men også kravdriverne. I tillegg til å se på egenkapitalbetaen valgte vi to kravdrivere til; markedets risikopremie og langsiktig risikofri rente. Akkumulert bidrar disse to faktorene med 5,88 % av variansen i verdiestimatet. At de tre kravdriverne påvirker resultatet har sitt grunnlag i at de alle direkte inngår i utregningen av egenkapitalkravet som benyttes i neddiskonteringen av fremtidige verdier.

11.5.2.4 Oppside- og nedsiderisiko

Vi kan videre benytte Monte Carlo-simuleringen til å analysere Statoil sin oppside- og nedsiderisiko (Knivsflå, 2017r). Nedsiderisikoen defineres vanligvis som sannsynligheten for at selskapets verdi er mindre enn 80 % av estimert verdiestimat, som i vårt tilfelle er 155,00 NOK per aksje. Vice versa vil vi undersøke selskapets oppsiderisiko som er sannsynligheten for at selskapets verdi er 120 % eller høyere enn estimert selskapsverdi.

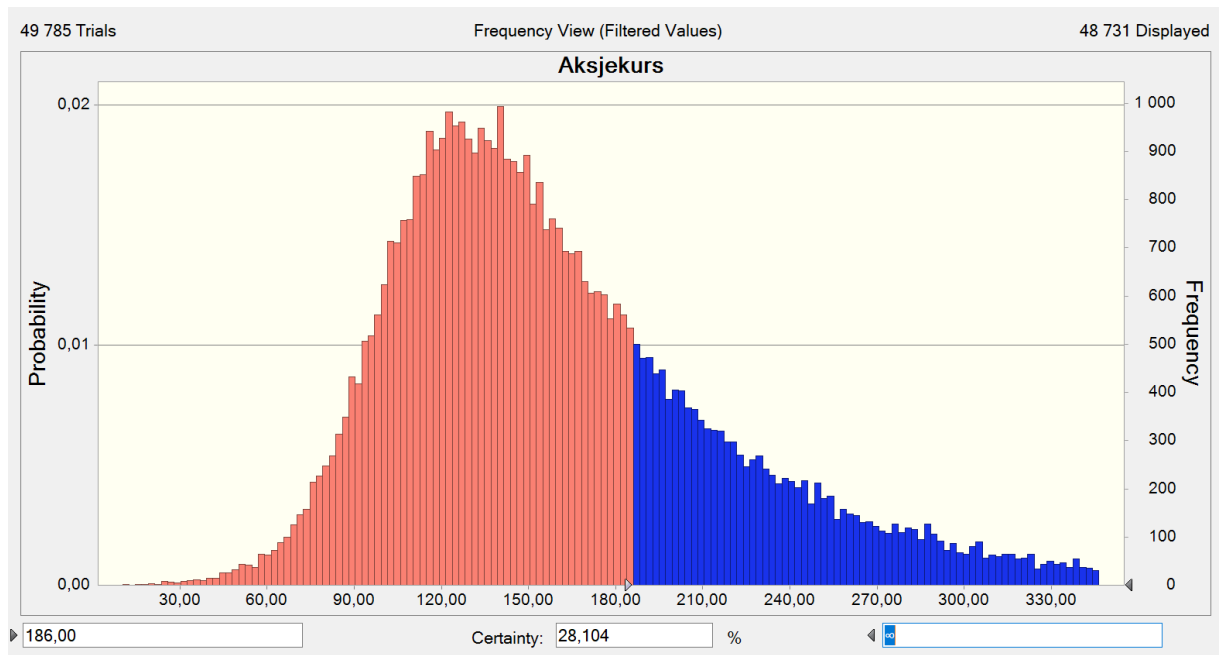
Vi skal først se på selskapets nedsiderisiko, hvor 80 % av estimatet utgjør en verdi på 124,00 NOK per aksje. Av figur 11-6 kan man se at sannsynligheten for en verdi på mindre enn

124,00 NOK per aksje er på 28,705 %, noe som ansees som et moderat nivå.



Figur 11-6 Nedsiderisiko Statoil

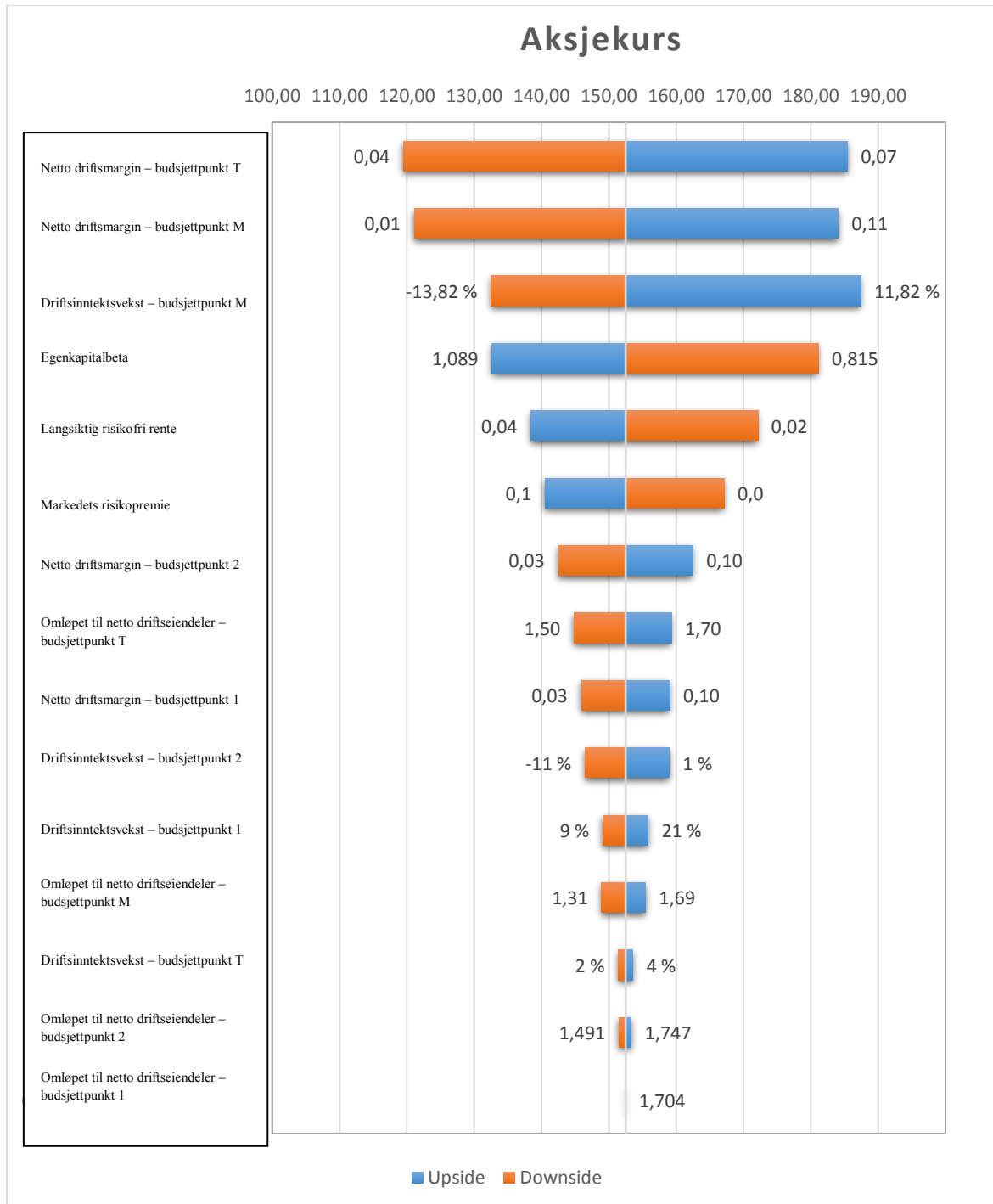
Oppsiderisikoen i verdiestimatet utgjør som sagt de verdiene som ligger 120 % eller mer over estimert verdiestimat. 120 % av verdiestimatet utgjør en verdi på 186,00 NOK per aksje. Utfallet av analysen av oppsiderisikoen gir en oppside på 28,104 % og er vist i figur 11-7 under.



Figur 11-7 Oppsiderisiko Statoil

11.5.2.5 Tornadoanalyse

Monte Carlo-simuleringen gir oss videre muligheten til å illustrere effekten de ulike kritiske faktorene har på verdiestimatet gjennom et tornadodiagram som er vist i figur 11-8 under. I diagrammet er følgene av endringer i de ulike faktorene vist, hvor reduksjon i faktorene er fremstilt med oransje farge og økninger i faktorene er fremstilt med blå.



Figur 11-8 Tornadoanalyse Statoil

11.5.2.6 Oppsummering simuleringsanalyse

Simuleringsanalysen viser at verdsettelsen har betydelig usikkerhet knyttet til seg gjennom de ulike variablene som er estimert. Slik usikkerhet er løpende påpekt gjennom hele denne oppgaven, og man kan nå se virkningene av denne usikkerheten for de faktorene vi har valgt å analysere ytterligere. Det er som diskutert tidligere netto driftsmargin på mellomlang sikt og i terminalleddet som har størst innvirkning på verdiestimatet. Selv om vi har valgt de faktorene som vi har antatt at vil ha størst påvirkning på verdiestimatet er det ikke gitt at vi har truffet med de mest sentrale. Dermed foreligger det ytterligere usikkerheter i variabler som ikke er inkludert i sensitivitetsanalysen.

Analysen viser at sannsynligheten for oppside- og nedsiderisiko er tilnærmet like store på rett over 28 %. Simuleringsanalysen gav oss et gjennomsnittsestimat på 164,13 NOK per aksje og en median på 149,68 NOK per aksje. Utarbeidet verdiestimat gjennom den fundamentale analysen gav et konkursjustert estimat på 155,00 NOK per aksje, og følgelig virker verken median eller gjennomsnitt å være urimelige verdier.

11.5.3 Utvidet sensitivitetsanalyse

Etter å ha gjennomført en sensitivitetsanalyse gjennom en Monte Carlo-simulering kan det være lurt å foreta en ytterligere sensitivitetsanalyse av de kritiske verdi- og budsjettdriverne som påvirker verdiestimatet i størst grad. Derfor vil vi gjennomføre en analyse hvor det gjennomføres stegvise endringer i en enkelt faktor som kobles direkte mot påvirkningen endringen har på verdiestimatet. Den påfølgende analysen vil gjennomføres med de faktorene som påvirket verdiestimatet i størst grad og vi har derfor valgt å utelukke samtlige variabler som er tilknyttet budsjettpunkt 1 og 2. Tilsvarende analyser er allikevel gjennomført og vurdert for disse budsjettpunktene for å forsikre oss om at sensitivitetsanalysen ved Monte Carlo-simuleringen samsvarte med den utvidede sensitivitetsanalysen.

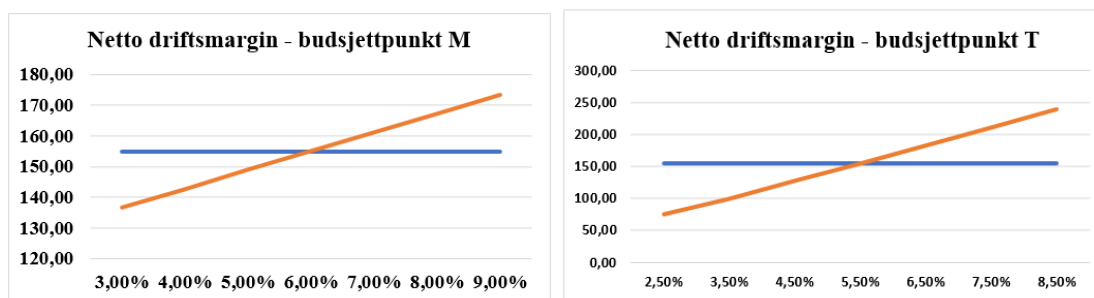
11.5.3.1 Netto driftsmargin

Basert på sensitivitetsanalysen fra Monte Carlo-simuleringen kan man forvente store endringer i verdiestimatet ved endringer i netto driftsmargin på mellomlang sikt og i steady state ettersom de stod for henholdsvis 25,6 % og 20,01 % av den totale variansen i verdiestimatet. For hver prosentvise endring i budsjettpunkt M får vi en endring i verdiestimatet på 3,94 %, og følgelig underbygger den utvidede sensitivitetsanalysen viktigheten av å opprettholde en høy netto driftsmargin. Budsjettpunktet M er tildelt et

standardavvik på 4 % som innebærer at simuleringen vil variere i mellom verdier fra 1 % til 11 %, som man kan se av tornadodiagrammet i figur 11-8.

Fra variasjonsanalysen hentet ut fra Monte Carlo-simuleringen så vi at variansen stor også er stor på lang sikt, selv om den er noe mindre enn på mellomlang sikt. Ved å endre netto driftsmargin i steady state med én prosent får vi en endring i verdierestimatet på rett i overkant av 18 %. Dette er mye høyere enn endringen ved tilsvarende analyse for mellomlang sikt, og henger sammen med forskjellen i sannsynlighetsfordelingen i punktene. For mens budsjett punktet på mellomlang sikt er normalfordelt og får verdier fra 1 % til 11 % har vi valgt å benytte oss av en uniform fordeling i steady state i intervallet 4-7 %.

Analysen viser at netto driftsmargin på lang sikt den mest sensitive variabelen for verdierestimatet til Statoil, og Statoil bør så langt det lar seg gjøre utføre strategiske handlinger med et fokus på å opprettholde en høy netto driftsmargin. Som nevnt tidligere avhenger denne faktoren i stor grad av oljeprisen og det er begrenset hvor mye Statoil kan påvirke faktoren. Det er allikevel verdt å påpeke at Statoil i hvert år utenom 2016 har hatt en netto driftsmargin som er høyere enn bransjen, noe som tyder på at de har en klar tendens til å oppnå høyere marginer enn konkurrentene. Dette ble utdypet i kapittel 8.4.3. Figur 11-9 viser en grafisk fremstilling av analysen av netto driftsmargin på mellomlang sikt og i steady state.

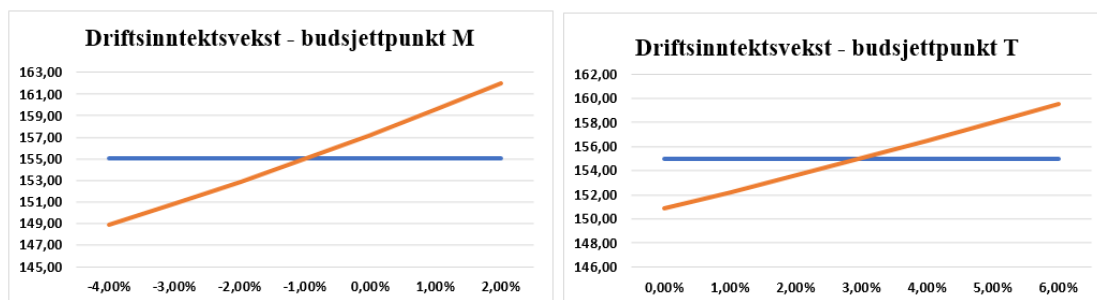


Figur 11-9 Utvidet sensitivitetsanalyse – Netto driftsmargin

11.5.3.2 Driftsinntektsvekst

Driftsinntektsveksten bidrar lite til å forklare variansen i verdierestimatet både på kort sikt ved budsjett punkt 1 og 2 og i steady state. Selv om bidraget til variansen i steady state reduseres av at vi har benyttet en uniform sannsynlighetsfordeling mellom 2 % og 4 % ser vi at en endring i 1 % fører til en endring i verdierestimatet 0,9 %. Dette gir god mening opp mot simuleringsanalysen som ble gjennomført ved hjelp av Monte Carlo-simuleringen.

På mellomlang sikt er det derimot forventet en større endring i verdiestimatet ved en prosentvis endring i faktoren som følge av at faktoren forklarer 16,88 % av variansen i verdiestimatet fra simuleringsanalysen. Som man kan se av grafen i figur 11-10 er ikke dette tilfellet da en én prosents endring i driftsinntektsveksten fører til en endring i verdiestimatet på kun 1,37 %. Årsaken til faktorens bidrag til varians i verdiestimatet må derfor skyldes forventningene som er lagt inn i Monte Carlo-simuleringen. Driftsinntektsveksten er lagt inn med et standardavvik på 10 % som gjennom simuleringen har ført til variasjoner i budsjettpunkt M mellom verdiene -13,82 % og 11,82 %. Dette kan leses ut av tornadodiagrammet i figur 11-8. At driftsinntektsveksten forklarer en så stor del av variasjonen i verdiestimatet må derfor skyldes at standardavviket gir muligheter for ekstremverdier. Det kan derfor argumenteres for at standardavviket er satt for høyt, men med bakgrunn i argumentasjonen under kapittel 11.5.2.1 mener vi at 10 % standardavvik er en rimelig verdi. I figur 11-10 er en grafisk fremstilling av den utvidede sensitivitetsanalysen av driftsinntektsveksten presentert. Driftsinntektsveksten i steady state har en sensitivitet som er rimelig tilsvarende driftsinntektsveksten på mellomlang sikt. Følgelig er resultatet fra den utvidede sensitivitetsanalysen i tråd med variasjonsanalysen som ble gjennomført tidligere.

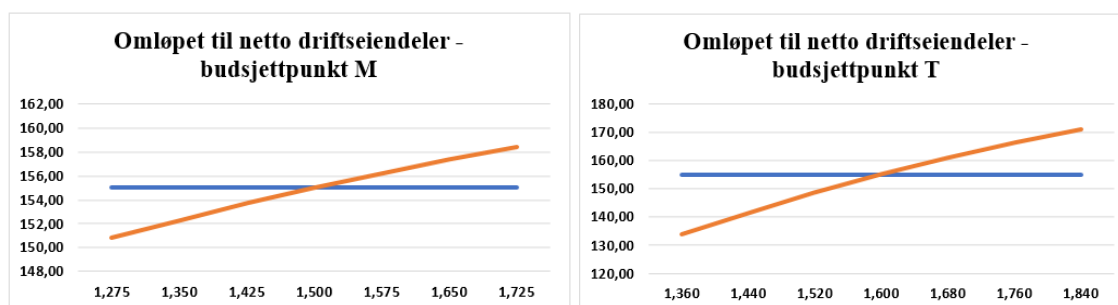


Figur 11-10 Utvidet sensitivitetsanalyse - Driftsinntektsvekst

11.5.3.3 Omløpet til netto driftseiendeler

Neste budsjettvariabel vi skal analysere ytterligere er omløpet til netto driftseiendeler. Variasjonsanalysen med utgangspunkt i Monte Carlo-simuleringen viser at omløpet til netto driftseiendeler bidrar med like stor del av variansen til verdiestimatet på mellomlang sikt og i steady state med litt over 8 %. I figur 11-11 kan man se utfallet av en utdypet sensitivitetsanalyse for omløpet til netto driftseiendeler hvor verdiene på x-aksen har et intervall seg imellom tilsvarende 5 % endring fra utgangspunkt. En slik endring påvirker verdiestimatet med 0,8 % og 4,1 % for endringer i henholdsvis budsjettpunktene M og T. Dette begrunnes nok en gang med forutsetningene som ligger til grunn for faktorene som kan

forklare hvorfor de bidrar med omtrentlig like stor del av variansen i verdiestimatet i den opprinnelige sensitivitetsanalysen. Som nevnt i kapittel 11.5.2.1 er det knyttet stor usikkerhet til omløpet til netto driftseiendeler da faktoren avhenger av oljeprisen. Ettersom oljeprisen ikke kan kontrolleres av Statoil er det nok en gang viktig at Statoil gjør det de kan for å opprettholde et høyt omløp til netto driftseiendeler. I dekomponeringen av Statoil sin ressursfordel kom vi frem til at de har en omløpsulempe i forhold til bransjen, og det er muligens noe forbedringspotensial på tross av forskjeller i produksjonsmetoder.

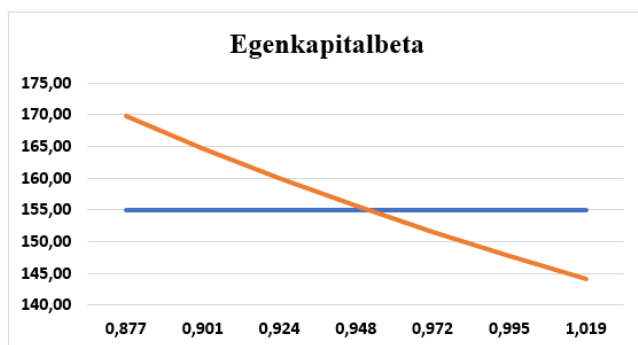


Figur 11-11 Utvidet sensitivitetsanalyse – omløpet til netto driftseiendeler

11.5.3.4 Andre kritiske faktorer

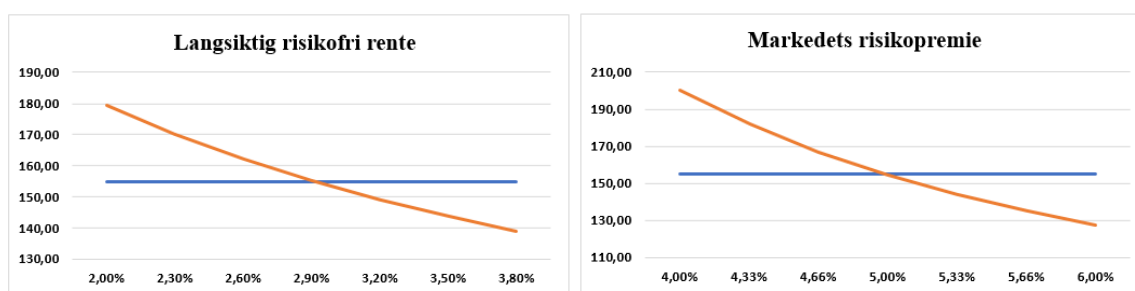
Vi har videre valgt å gjennomføre supplerende sensitivitetsanalyse for de resterende kritiske faktorene også. De resterende faktorene er som tidligere egenkapitalbetaen, langsiktig risikofri rente og markedets risikopremie. Disse faktorene påvirker som sagt verdiestimatet gjennom å påvirke kravene, fremfor driften direkte. Ettersom en økning i faktorene fører til økt usikkerhet for investorene har de variable grafene i figur 11-12 og 11-13 en fallende kurve fremfor en stigende. Dermed vil en økning i kravene føre til økt usikkerhet som igjen fører til redusert verdiestimat for Statoil gjennom høyere premie, rente og beta.

En kan se av variasjonsanalysen presentert i kapittel 11.5.2.3 at det er egenkapitalbetaen som forklarer størst andel av variasjonen i verdiestimatet med 8 %. Ettersom sannsynlighetsfordelingen tilknyttet egenkapitalbetaen er satt som normalfordelt med et standardavvik på 10,7 % får vi verdier som varierer mellom 0,815 og 1,089 som man kan se av tornodiagrammet presentert i kapittel 11.5.2.5. Gjennom vår utvidede sensitivitetsanalyse har vi avdekket endringer på 2,8 % i verdiestimatet ved å gjennomføre endringer fra utgangspunktet med intervall på 2,5 %. Følgelig er det et tilnærmet én-til-én forhold mellom faktoren og verdiestimatet og forklaringen på verdiestimatet skyldes dermed forutsetningene som ligger til grunn fremfor sensitiviteten i selve faktoren.



Figur 11-12 Utvidet sensitivitetsanalyse – egenkapitalbeta

Av nevnte variasjonsanalyse ser vi at langsiktig fremtidig rente og markedets risikopremie forklarer variasjonen i verdiestimatet med henholdsvis 3,91 % og 1,97 %. Begge disse faktorene er tildelt en uniform sannsynlighetsfordeling med bakgrunn i et snevrere sannsynlighetsområde enn de andre usikre faktorene som er analysert i sensitivitetsanalysen. I denne utvidede sensitivitetsanalysen har vi avdekket at en endring med 1 % i langsiktig fremtidig rente og markedets risikopremie påvirker verdiestimatet med henholdsvis 13,5 % og 22,9 %. Dette er høyere enn hva man kunne forvente med bakgrunn i variasjonsanalysen, men gir god mening med bakgrunn i forutsetningene som er lagt til grunn for sensitivitetsanalysen som ble gjennomført ved hjelp av Crystal ball. Statoil har ingen mulighet til å påvirke noen av disse faktorene, men det er allikevel å være klar over effekten slike endringer vil ha på verdiestimatet. En visuell fremstilling av den utvidede sensitivitetsanalysen for langsiktig risikofri rente og markedets risikopremie er vist i 11-13.



Figur 11-13 Utvidet sensitivitetsanalyse – langsiktig risikofri rente og markedets risikopremie

11.6 Oppsummering verdiestimat og usikkerhet

Vi har i kapittel 11 kommet frem til et konkursjustert verdiestimat for Statoil på 155,00 NOK per aksje gjennom en fundamental verdsettelse, og analysert iboende usikkerheten ved dette estimatet. Verdiestimatet ble utarbeidet ved å estimere verdien av egenkapitalen ved EK-metoden, NDK-metoden og SSK-metoden. En konvergering av disse estimatene i 10 steg gav

oss til slutt et verdiestimat på 155,41 NOK per aksje. Deretter konkursjusterte vi estimatet med bakgrunn i en BBB-rating som gav oss et endelig estimat på 155,00 NOK per aksje.

Sensitivitetsanalysen som ble utført ved en Monte Carlo-simulering avdekket stor usikkerhet ved estimatet, og da særlig i budsjettdriveren netto driftsmargin på mellomlang sikt og i steady state. Videre analyserte vi oppside- og nedsiderisikoen i verdiestimatet som gav oss en sannsynlighet på 44,2 % for at estimatet ligger mellom 80 % og 120 % av verdiestimatet på 155,00 NOK per aksje. Etersom vi konkursjusterte verdiestimatet etter den fundamentale verdsettelsen med bakgrunn i en BBB-rating gir det god mening at konkurrisikoen er 0 % i sensitivitetsanalysen. Det er allikevel observert svært få lave verdier i analysen, og det er muligheter for at konkurrisikoen er mindre enn hva en BBB-rating oppgir.

Vi avdekket ved hjelp av en variasjonsanalyse med bakgrunn i Monte Carlo-simuleringen at de faktorene som påvirket verdiestimatet i størst grad var de kritiske driftsdriverne på mellomlang sikt og i steady state, samt kravdriverne. En utvidet sensitivitetsanalyse ble derfor gjennomført for disse faktorene, hvor det ble noen avvikende funn fra den opprinnelige sensitivitetsanalysen. De avvikende funnene var særlig relatert til netto driftsmargin i steady state og driftsinntektsveksten på mellomlang sikt, og grunner ut i forutsetningene som ble lagt til grunn for faktorene. Når det gjelder netto driftsmargin i steady state, så ble denne lagt inn med en uniform sannsynlighetsfordeling ettersom netto driftsmarginen er mer predikerbar på lang sikt enn mellomlang sikt. Allikevel er sensitiviteten ved små endringer større på lang sikt enn mellomlang sikt – noe som ikke kommer like tydelig frem av variasjonsanalysen fra Monte Carlo-simuleringen som ved den supplerende sensitivitetsanalysen. En sammenlikning av resultatene fra sensitivitetsanalysene tyder på at driftsinntektsveksten kan ha en noe overvurdert påvirkning på verdiestimatet i variasjonsanalysen. Dette skyldes at faktoren er langt inn i modellen med et stort standardavvik som en forutsetning, noe som skyldes den volatile oljeprisen. Totalt sett får sensitivitetsanalysene frem viktigheten av gode estimater for budsjettpunktene M og T da de i vil ha mest å si for verdiestimatet vårt. Et viktig funn i den utvidede sensitivitetsanalysen er sensitiviteten i terminalleddet som tydeliggjøres i mye større grad gjennom denne analysen enn gjennom den opprinnelige sensitivitetsanalysen.

Monte Carlo-simuleringen gav oss et gjennomsnittlig verdiestimat på 164,13 NOK per aksje og en median på 149,68 NOK per aksje. Verdiestimatet vi har kommet frem til ved den fundamentale er som sagt 155,00 NOK per aksje, noe som er 9,13 NOK per aksje under gjennomsnittlig estimat og 5,32 NOK per aksje over medianen. Verdiestimatet på 155,00

NOK per aksje er litt pessimistisk i forhold til gjennomsnittlig estimat, samt konsensus som er på 166 NOK per aksje per dags dato (Yahoo Finance, 2017b). Det mest nærliggende å anta er at det er ulike forventninger av oljeprisen som skaper avviket mellom verdiestimatet vårt og konsensus. Som vi var inne på innledningsvis i dette kapitlet korrelerer de fleste budsjettdriverne positivt med oljeprisen, og følgelig vil små endringer i forventet oljepris gjøre store utslag på verdiestimatet. En slik korrelasjon er hensyntatt i sensitivitetsanalysen og taler for å inkludere gjennomsnittlig verdiestimat fra Monte Carlo-simuleringen som en andel av vårt endelige estimat. Allikevel er det betydelige usikkerheter tilknyttet forutsetningene som legges til grunn for budsjett- og kravdriverne i simuleringen, og vi har derfor valgt å opprettholde vårt opprinnelige estimat på 155,00 NOK per aksjer. Nevnte usikkerhet er årsaken til at vi i neste kapittel vil gjennomføre en komparativ verdivurdering for å undersøke hvor robust verdiestimatet vårt er.

12. Komparativ verdivurdering

I kapittel 11 kom vi frem til at den fundamentale verdivurderingen av Statoil returnerte et konkursjustert verdiestimat på 155,00 NOK pr aksje. Imidlertid påpekte vi også i kapittel 11 at det er en del usikkerhet tilknyttet vårt verdiestimat. Spesielt den fremtidige utviklingen i budsjettdriverne som ligger til grunn for fremtidsregnskapet er preget av en del usikkerhet. For å øke robustheten på vårt verdiestimat utledet gjennom anvendelse av Knivsflå (2017a) sitt rammeverk for fundamental verdivurdering ønsker vi i dette kapitlet å gjennomføre en komparativ verdivurdering som et supplement til den fundamentale verdivurderingen. Årsaken til at vi valgte komparativ verdivurdering fremfor opsjonsbasert verdivurdering ble forklart i kapittel 3 og skyldes hovedsakelig at opsjonsverdien ble inkludert i vekstleddet fremfor å verdsette dette separat. Knivsflå (2017u) fremhever at det finnes to metoder innenfor den komparative verdivurderingen, nemlig multiplikatormodeller og substansverdimodeller og at valg av metode disse to imellom bør avgjøres på bakgrunn av hvor i livssyklusen selskapet befinner seg.

I henhold til Damodaran (2012) finnes det for selskaper som befinner seg i en moden vekstfase som regel mange sammenlignbare selskaper. Ettersom Statoil befinner seg i en moden fase som påpekt i kapittel 3, taler dette for at vi i den komparative verdivurderingen benytter oss av den såkalte multiplikatormodellen. Dette er også i tråd med det Knivsflå (2017u) presenterer.

Kaldestad & Møller (2016) presenterer komparativ verdivurdering gjennom multipler (altså multiplikatormodellen), som den relative prisingen av sammenliknbare selskaper. Verdivurderingen med multipler innebærer at man tar utgangspunkt i et tall i resultatoppstillingen, balansen, eiendeler, sysselsatt kapital eller egenkapital som deretter multipliseres med en tilhørende faktor. Multiplene baseres på erfaring og kunnskap om bransjen eller tilsvarende selskaper. Fordelene ved bruk av multipler er at det er en enkel og lite tidkrevende metode, det er en nyttig benchmark i forhold til den kontantstrømbaserte verdivurderingen, og metoden er mye brukt i praksis. Imidlertid fremhever forfatterne også at det foreligger en del svakheter ved bruk av multipler. Disse ulempene relaterer seg blant annet til at det kan være vanskelig å finne sammenliknbare selskaper, metoden har et kortsiktig fokus ved at den ikke tar hensyn til at for de fleste selskapene ligger verdien i kontantstrømmer langt frem i tid og metoden kan være lett å misbruke.

12.1 Komparative selskap

Kaldestad & Møller (2016) fremhever at det er viktig å finne sammenliknbare selskaper som har de samme egenskapene som selskapet vi ønsker å analysere gjennom anvendelse av multiplene. I den fundamentale verdsettelsen av Statoil benyttet vi oss av ExxonMobil, BP, Shell og Total som komparative selskap. Alle disse selskapene er notert på børs og alle selskap er i likhet med Statoil integrerte olje- og gasselskap. Som sammenligningsgrunnlag i den komparative verdivurderingen har vi imidlertid valgt å utelukke ExxonMobil ettersom selskapet som tidligere påpekt fører regnskap etter USGAAP og ikke IFRS. Etter vår mening er det dermed for stor usikkerhet knyttet til anvendelsen av ExxonMobil fordi enkelte forhold kan prises ulikt grunnet andre regnskapsregler sammenlignet med øvrige selskap, i tillegg til at selskapet har en kapitalstruktur som avviker i større grad fra øvrige selskap. Som sammenligningsgrunnlag i multiplikatormodellen har vi derfor tatt utgangspunkt i BP, Shell og Total.

12.2 Multipler

I henhold til Knivsflå (2017u) finnes det to ulike metoder innenfor multiplikatormodellen. Den ene metoden er den såkalte egenkapitalmetoden som verdsetter egenkapitalen til selskapet direkte. Verdien av egenkapitalen beregnes da ved å multiplisere multiplikatoren med en basis som gjerne er et nøkkeltall som balanseført egenkapital eller fortjeneste. Den andre metoden er den såkalte selskapskapitalmetoden som tar utgangspunkt i at verdien av egenkapitalen beregnes ved å subtrahere netto finansiell gjeld fra selskapskapitalen.

Selskapskapitalmetoden verdsetter dermed egenkapitalen indirekte. De to metodene er gjengitt i formlene:

$$\text{Egenkapitalmetoden: } VEK = m_k * \text{basis}$$

VEK = verdien til egenkapitalen, m_k = komparativ multiplikator

$$\text{Selskapskapitalmetoden: } VEK = VSK - NFG = m_k * \text{basis} - NFG$$

VSK = verdien av selskapskapitalen, NFG = netto finansiell gjeld

Knivsflå (2017u) anbefaler bruk av selskapskapitalmetoden fordi egenkapitalmetoden ikke justerer for kapitalstrukturen ved de ulike selskapene. Dermed kan sammenligningsgrunnlaget være inkonsistent på tvers av de komparative selskapene. Vi vil i beregningene ta utgangspunkt i å benytte selskapskapitalmetoden, men i de tilfellene det er mer hensiktsmessig med egenkapitalmetoden vil det forklares sammen med utregningene.

I de påfølgende delkapitlene følger en gjennomgang av multiplene vi har valgt å analysere nærmere. Multiplene som analyseres er Pris/Bok, Pris/Fortjeneste samt EV/SALG, EV/EBIT og EV/EBITDA. Som det fremgår av tabell 12-1 har vi hentet aksjekurser for BP, Total, Shell og Statoil pr 23 november 2017 som er datoen for vårt estimat på Statoil sin aksjekurs utledet i den fundamentale verdsettelsen. Ettersom selskapene er notert på internasjonale børser har vi også tatt utgangspunkt i valutakursen for NOK/USD, EURO/USD og GBP/USD pr 23 november 2017 (Norges Bank, 2017d) for å få aksjekursen i samme valuta som utregnede regnskapstall. Tallgrunnlaget for multiplervurderingene er gjengitt i tabell 12-1. Tallene i tabell 12-1 er oppgitt i millioner USD med unntak av tall tilknyttet valutakursen.

	Statoil	BP	Total	Shell
Aksjekurs 23.11.17	166,30	492,65	47,53	27,09
Valutakurs 23.11.17	8,13	0,75	0,85	0,85
Aksjekurs i Dollar 23.11.17	20,29	653,84	55,95	31,89
Antall aksjer	3 233 910 521	210 496 960	2 430 365 862	8 174 390 544
Netto driftskapital	42 221,10	116 258,00	120 210,30	225 044,20
Netto finansiell gjeld	2 929,10	17 797,00	10 250,30	28 787,20
Minoritetsinteresser	29,00	1 658,00	2 772,00	3 215,00
Markedsverdi	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77

Tabell 12-1 Tallgrunnlag multiplereberegninger

12.2.1 Pris/Bok - multiplikatoren

Vi har valgt å beregne Pris/Bok-multiplikatoren slik den er gjengitt i Kaldestad & Møller (2016), altså ved bruk av egenkapitalmetoden da denne metoden kan gi en god indikasjon på Statoil sin evne til verdiskapning. Pris/Bok-multiplikatoren beregnes som markedsverdi av

egenkapitalen dividert på bokført verdi av egenkapitalen. Jo høyere P/B-multiplikatoren er, jo mer forventer markedet at selskapet vil skape merverdier på selskapets eiendeler. En P/B multiplikator lavere enn 1 innebærer at markedet forventer at selskapet vil ødelegge verdier for aksjonærene. Forfatterne fremholder også at en ulempe ved metoden er at ulike regnskapsmessige effekter kan føre til at to relativt like selskaper får ulike multiplikatorer ved anvendelse av denne metoden.

$$\text{Pris/Bok-multiplikatoren} = \frac{\text{Markedsverdi av egenkapital}}{\text{Bokført verdi av egenkapital}}$$

P/B	Statoil	BP	Total	Shell	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Implisitt
Markedsverdi EK	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77			
Bokført EK	39 263,00	96 803,00	107 188,00	193 042,00			
P/B	1,67	1,42	1,27	1,35	1,38	1,43	1,57

P/B	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Verdiestimat
Multiplikator	1,38	1,43	1,41
Bokført EK	39 263,00	39 263,00	39 263,00
Markedsverdi EK	54 286,37	56 069,20	55 177,78
Aksjer	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00
Aksjekurs	16,79	17,34	17,06

Tabell 12-2 Pris/Bok-multiplikator

Tabell 12-2 viser at multiplikatoren i Statoil er på 1,67 mens gjennomsnittlig multiplikator med bransjen er 1,43. De komparative selskapene trekker altså gjennomsnittet noe ned. Gjennom anvendelse av P/B-multiplikatoren får vi et estimat på Statoil sin aksjekurs på 17,06 USD gir et estimat i NOK på 139,72 NOK som er ca. 16 NOK under estimatet utledet gjennom den fundamentale verdsettelsen. Forskjellene i estimat kan eksempelvis relateres til at bokført egenkapital er trailert med utgangspunkt i tall fra Q2 – 2017, mens markedsverdien er hentet pr 23 november 2017 hvilket er betydelig senere enn Q2. Følgelig kan balansepostene ha endret seg i nyere kvartalsrapporter for Statoil.

Avslutningsvis kan det kommenteres at den implisitte multiplikatoren som er multiplikatoren beregnet med tallgrunnet fra den fundamentale verdsettelsen er noe lavere enn multiplikasjonen basert på markedsverdien av egenkapitalen til Statoil i dag. Dette stemmer godt ettersom det fundamentale verdiestimatet er ca. 11 kr lavere enn det aksjekursen står i på Oslo Børs pr 23 november 2011.

12.2.2 Pris/Fortjeneste - multiplikatoren

Kaldestad & Møller (2016) definerer Pris/Fortjeneste-multiplikatoren som markedsverdien av egenkapitalen dividert på resultat etter skatt, og dette er en av de mest anvendte multiplikatorer i

praksis. Dermed benytter vi oss av egenkapitalmetoden også i beregningen av denne multiplikatoren. For selskaper som Statoil som har nådd en antatt stabil vekstfase er pris/fortjeneste multiplikalet et godt mål på kontantstrømmen til egenkapitalen. Imidlertid påpeker Kaldestad & Møller (2016) også at pris/fortjeneste-multiplikalet bør benyttes som en sekundær multiplikalet i tillegg til EV/EBITDA og EV/EBIT -multiplikalet. Grunnen til dette er at pris/fortjeneste-multiplikalet påvirkes av selskapets kapitalstruktur. EV/EBITDA og EV/EBIT presenteres i delkapitlene 12.2.4 og 12.2.5.

$$\text{Pris/Fortjeneste-multiplikalet} = \frac{\text{Markedsverdien av egenkapital}}{\text{Resultat etter skatt}}$$

P/E	Statoil	BP	Total	Shell	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Implisitt
Markedsverdi EK	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77			
Resultat etter skatt	5 117,00	7 019,00	11 952,00	19 618,50			
P/E	12,83	19,61	11,38	13,29	14,86	14,27	12,04

P/E	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Verdiestimat
Multiplikalet	14,86	14,27	14,57
Resultat etter skatt	5 117,00	5 117,00	5 117,00
Markedsverdi EK	76 017,78	73 042,16	74 529,97
Aksjer	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00
Aksjekurs	23,51	22,59	23,05

Tabell 12-3 Pris/Fortjeneste-multiplikalet

Pris/fortjeneste-multiplikalet for Statoil ligger på 12,83, mens den i gjennomsnitt medberegnet bransjen ligger på 14,27 (Tabell 12-3). Bransjen trekker altså snittet noe opp, og dermed vil vi få en noe høyere aksjekurs enn det vi fikk i den fundamentale verdsettelsen. Vi legger også merke til at den implisitte multiplikalet i dette tilfellet er lavere enn multiplikalet beregnet med markedsverdien av egenkapitalen til Statoil. Dette skyldes som nevnt i forrige delkapittel at vårt fundamentale verdiestimat er lavere enn markedsverdien av egenkapitalen til Statoil.

I beregningen av multiplikalet benytter vi oss av det omgrupperte og justerte normaliserte resultatet til Statoil og komparative selskaper som analysert i kapittel 5 – regnskapsanalyse. Vi får et verdiestimat pr aksje i Statoil på 23,05 USD som tilsvarer 188,78 NOK, hvilket er ca. 30 NOK høyere enn verdiestimatet i den fundamentale verdsettelsen. Det er viktig å påpeke at pris/fortjeneste-multiplikalet baserer seg på resultatet for 2017 som vi har traillet, mens vårt fundamentale verdiestimat baserer seg på den fremtidige utviklingen i Statoil sin inntjening. Som vist i kapittel 9, fremtidsregnskapet, har vi lagt til grunn en svak nedgang i netto

driftsmargin på sikt, og følgelig gir det mening at pris/fortjeneste-multiplikatoren gir et verdiesimat som er noe høyere enn det den fundamentale verdsettelsen gir.

12.2.3 EV/Salg - multiplikatoren

EV/salg multiplikatoren defineres i henhold til Kaldestad & Møller (2016) som summen av markedsverdien av egenkapital og netto rentebærende gjeld dividert på driftsinntekter. En svakhet ved metoden er ifølge forfatterne at den er en grov sammenligning og at den implisitt forutsetter at selskapene som sammenlignes har omtrent samme margin. Imidlertid har vi gjennom common size-analysen i kapittel 8 avdekket marginfordelen i Statoil som minimal og dermed har vi konkludert at marginen i Statoil er relativt lik bransjen totalt sett. Derfor anvender vi EV/Salg-multiplikatoren i denne sammenhengen.

$$\text{EV/salg multiplikatoren} = \frac{\text{Markedsverdi egenkapital + netto rentebærende gjeld}}{\text{Driftsinntekter}}$$

EV/S	Statoil	BP	Total	Shell	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Implisitt
Markedsverdi EK	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77			
Bokført NFG	2 929,10	17 797,00	10 250,30	28 787,20			
Driftsinntekter	62 554,40	242 076,19	152 420,22	314 297,15			
EV/S	1,10	0,64	0,96	0,92		0,86	0,90

EV/S	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Verdiesimat
Multiplikator	0,86	0,90	0,88
Driftsinntekter	62 554,40	62 554,40	62 554,40
Markedsverdi EK	53 497,29	56 585,95	55 041,62
Aksjer	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00
Aksjekurs	16,54	17,50	17,02

Tabell 12-4 EV/Salg-multiplikator

EV/Salg multiplikatoren i Statoil ligger på 1,10, mens den i gjennomsnitt medberegnet bransjen ligger på 0,90 (Tabell 12-4). Den implisitte multiplikatoren er også i dette tilfellet lavere enn multiplikatoren beregnet med bakgrunn i markedsverdien av egenkapitalen til Statoil. Vi får et verdiesimat på aksjekursen til Statoil på 17,02 USD som gir et estimat på 139,39 NOK. Dette er ca. 15 NOK lavere enn estimatet utledet gjennom den fundamentale verdsettelsen.

12.2.4 EV/EBIT - multiplikatoren

Kaldestad & Møller (2016) definerer EV/EBIT multiplikatoren som summen av markedsverdien av egenkapital og netto rentebærende gjeld dividert på driftsresultat. I likhet med EV/EBITDA-multiplikatoren kan man gjennom anvendelse av denne multiplikatoren sammenligne den underliggende driften i selskapene.

$$\text{EV/EBIT-multiplikatoren} = \frac{\text{Markedsverdi av egenkapital+netto rentebærende gjeld}}{\text{Driftsresultat}}$$

EV/EBIT	Statoil	BP	Total	Shell	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Implisitt
Markedsverdi EK	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77			
Bokført NFG	2 929,10	17 797,00	10 250,30	28 787,20			
EV	68 557,76	155 428,66	146 225,83	289 453,97			
EBIT	12 904,69	6 828,13	10 421,55	24 052,39			
EV/EBIT	5,31	22,76	14,03	12,03	15,25	13,54	5,00

EV/EBIT	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Verdiestimat
Multiplikator	15,25	13,54	14,39
EBIT	12 904,69	12 904,69	12 904,69
EV	196 807,01	174 668,34	185 737,68
Bokført NFG	2 929,10	2 929,10	2 929,10
Markedsverdi EK	193 877,91	171 739,24	192 674,80
Aksjer	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00
Aksjekurs	59,95	53,11	59,58

Tabell 12-5 EV/EBIT-multiplikator

Vi ser av tabellen over at Statoil har en EV/EBIT-multiplikator som er langt lavere enn bransjen for øvrig. Bransjegjennomsnittet ligger på 13,54, mens Statoil har en multiplikator på 5,31, altså trekker bransjen multiplikatoren veldig opp. Den implisitte multiplikatoren ligger på 5,00. Vi får et verdiestimat pr aksje som ligger på nesten 60USD, noe som tilsvarer en aksjekurs i NOK på 487 NOK hvilket er tre ganger høyere enn estimatet beregnet gjennom den fundamentale verdsettelsen. Kaldestad & Møller (2016) påpeker at en svakhet ved denne multippelen er at den ikke tar høyde for forskjeller i avskrivninger. Som vi påpekte i kapittel 8 har Statoil grunnet sin virksomhet offshore et stort kapitalbehov, og følgelig analyserte vi at Statoil har høyere avskrivninger enn bransjen forøvrig. Dette kan være en av forklaringene på hvorfor multippelen til Statoil er såpass forskjellig fra bransjen. I tillegg legger vi merke til at Statoil har en god del lavere bokført netto finansiell gjeld relativt til øvrige selskaper, hvilket også gir forskjeller i multiplene. På bakgrunn av usikkerheten rundt EV/EBIT-multiplikatoren bør ikke verdiestimatet på ca. 487 NOK tillegges for mye vekt.

12.2.5 EV/EBITDA - multiplikatoren

Kaldestad & Møller (2016) definerer EV/EBITDA-multiplikatoren som summen av markedsverdien av egenkapitalen og netto rentebærende gjeld dividert på driftsresultat før avskrivninger. Gjennom anvendelse av denne multippelen får man sammenlignet den underliggende driften blant selskapene.

$$\text{EV/EBITDA-multiplikator} = \frac{\text{Markedsverdi av egenkapital+netto rentebærende gjeld}}{\text{Driftsresultat før avskrivninger}}$$

EV/EBITDA	Statoil	BP	Total	Shell	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Implisitt
Markedsverdi EK	65 628,66	137 631,66	135 975,53	260 666,77			
Bokført NFG	2 929,10	17 797,00	10 250,30	28 787,20			
EV	68 557,76	155 428,66	146 225,83	289 453,97			
EBITDA	21 603,32	21 860,80	23 843,62	46 001,39			
EV/EBITDA	3,17	7,11	6,13	6,29	6,26	5,68	2,99

EV/EBITDA	Vektet gjennomsnitt	Gjennomsnitt	Verdiestimat
Multiplikator	6,26	5,68	5,97
EBITDA	21 603,32	21 603,32	21 603,32
EV	135 332,47	122 644,19	128 988,33
Bokført NFG	2 929,10	2 929,10	2 929,10
Markedsverdi EK	132 403,37	119 715,09	126 059,23
Aksjer	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00	3 233 910 521,00
Aksjekurs	40,94	37,02	38,98

Tabell 12-6 EV/EBITDA-multiplikator

Statoil har en mye lavere multiplikator enn øvrig bransje (Tabell 12-6). Gjennomsnittet medregnet bransjen ligger på 6,26, mens Statoil har en multiplikator på 3,17. Den implisitte multiplikatoren er på 2,99, altså noe lavere enn multiplikatoren beregnet med utgangspunkt i markedsverdien til egenkapitalen i Statoil. Vi ser at bransjen trekker gjennomsnittet veldig opp. Dette resulterer i at EV/EBITDA gir et verdiestimat på 38,98 USD pr aksje som tilsvarer 319,25 NOK pr aksje. Dette er et veldig mye høyere estimat enn det vi kom frem til gjennom den fundamentale verdsettelsen.

Kaldestad og Møller (2016) påpeker at høy grad av operasjonell leasing kan være en årsak til feilprising gjennom anvendelse av EV/EBITDA-multiplikatoren. Da selskapene i den komparative bransjen i varierende grad innregner leasingavtaler som finansiell leasing vil mye av forskjellen i verdiestimatet sammenlignet med den fundamentale verdsettelsen ligge i inkonsistent balanseføring mellom selskapene. Som vi påpekte i kapittel 5.5 gir ikke notene i konsernregnskapene til Statoil og den komparative bransjen nok informasjon til at vi kunne justere innregningen av operasjonelle leasingavtaler konsistent blant selskapene. På bakgrunn av usikkerheten rundt EV/EBITDA-multiplikatoren bør heller ikke verdiestimatet på 319,25 NOK tillegges for mye vekt.

12.3 Komparativt verdiestimat

Komparativ verdsettelse - Statoil	P/B	P/E	EV/S	EV/EBIT	EV/EBITDA	Gjennomsnitt	Gjennomsnitt i NOK
Verdiestimat 1	17,06	23,05	17,02	59,58	38,98	31,14	255,16
Verdiestimat 2	17,06	23,05	17,02			19,04	156,05

Tabell 12-7 Oppsummering komparativt verdiestimat Statoil

Vi har foretatt en komparativ verddivurdering for å øke robustheten til vårt estimat på 155,00 NOK pr aksje i Statoil pr 23.november 2017, gjennom å analysere 5 ulike multiplikatorer. Resultatene fra den komparative vurderingen er sammenfattet i tabell 12-7 over. Ettersom

verdiestimatene utregnet ved bruk av EV/EBIT og EV/EBITDA gav veldig mye høyere verdier har vi valgt å se bort i fra disse på grunnlag av svakhetene ved multiplene som drøftet i de to foregående delkapitlene. De tre andre multiplikatorene gir i gjennomsnitt et komparativt verdiestimat på 156,05 NOK hvilket er svært nærme verdiestimat utledet gjennom den fundamentale verdsettelsen. At den komparative verdsettelsen gir omtrent samme estimat som den fundamentale verdsettelsen er som forventet da Statoil ikke besitter en betydelig ressursfordel. Ved beregning av det endelige verdiestimatet ser vi dermed bort i fra EV/EBIT og EV/EBITDA-multiplikatoren. At den komparative verddivurderingen gir et estimat som er relativt likt den fundamentale verdsettelsen er ikke overraskende. Likheten skyldes at vi i fremtiden forventer nivåer som er relativt like dagens. Det er allikevel forventet at den komparative verdsettelsen skal gi et litt høyere verdiestimat ettersom vi forventer en lavere strategisk fordel i fremtiden. Dette tas det hensyn til i den fundamentale verdsettelsen, men ikke i den komparative verdsettelsen.

13. Konklusjon og handlingsstrategi

Nå som vi har verdsatt egenkapitalen i Statoil ved hjelp av en fundamental og komparativ verdsettelse skal vi presentere de viktigste funnene vi har gjort i denne oppgaven. Vi vil deretter vekte verdiestimatene fra de ulike metodene med bakgrunn i funnene, som gjennom en endelig verdi vil legge grunnlaget for vår anbefalte handlingsstrategi for Statoilaksjen.

13.1 Oppsummering av viktige funn

Etter å ha introdusert bransjen og Statoil i kapittel 2 vurderte vi ulike verdsettelsesteknikker i kapittel 3. Denne vurderingen endte med valget om å verdsette Statoil med fundamental verdsettelse som hovedmetode støttet opp av en supplerende verdsettelse gjennom komparativ verddivurdering ved multiplikatormodellen. Den fundamentale verdsettelsen startet med en strategisk analyse av petroleumsbransjen og Statoil. Utfallet av analysen ble at det foreligger en stor bransjefordel, som er forventet å bli mindre i fremtiden som følge av et gradvis skift i produktsammensetning fra oljeprodukter med høy margin til fornybar energi med lavere margin. Ressursanalysen avdekket at Statoil har konkurransemessig paritet overfor bransjen og at selskapet dermed ikke besitter en betydelig ressursfordel.

Videre avdekket den strategiske analysen også vekstmuligheter og potensiale for kostnadsbesparelser gjennom omleggingen av industrien mot fornybar energi. I tillegg er det forventet at petroleumsprodukter også i fremtiden fortsatt vil utgjøre en viktig energikilde, selv om fornybare energikilder på sikt vil utgjøre en betydelig større andel av

energisammensetningen enn i dag. Samtidig avdekket den strategiske analysen trusler for bransjen gjennom økende fokus på fornybar energi. Spesielt omleggingen av energiforbruket i transportsektoren vil kunne redusere etterspørselen etter petroleumsprodukter betydelig i fremtiden.

I neste steg i analysen gjennomførte vi en regnskapsanalyse av historiske tall for Statoil og bransjen. For å skape et godt sammenlikningsgrunnlag med bransjen ble Statoil og de komparative selskapene sine regnskaper normalisert og omgruppert. Med dette tallgrunnlaget ble det i kapittel 6 foretatt en risikoanalyse fordelt på en likviditets- og soliditetsanalyse. Begge analysene viste at det er marginale forskjeller mellom Statoil og bransjen, og oppsummeringen gjennom en syntetisk rating førte til en lik rating på BBB.

Videre analyserte vi i kapittel 7 historiske avkastningskrav som dannet grunnlaget for kapittel 8 hvor vi gjennomførte en lønnsomhetsanalyse. Som kommentert under oppsummeringen i kapittel 7.6 er Nibor3M rente lagt til grunn for risikofri rente fremfor renten på 10-årige statsobligasjoner. Konsekvensen av dette kan være en undervurdering av avkastningskravene som igjen kan føre til en overvurdering av lønnsomheten som vi estimerte i kapittel 8. Dette kan igjen føre til et overvurdert verdiestimat i kapittel 11. Lønnsomhetsanalysen i kapittel 8 viste at Statoil besitter en stor strategisk fordel som skyldes en veldig stor bransjefordel. Samtidig er det en minimal negativ ressursfordel, og utfallet fra lønnsomhetsanalysen står følgelig i stil med konklusjonen fra VRIO-analysen i den strategiske analysen som konkluderte med konkurranseparitet for Statoil overfor bransjen.

Neste steg i den fundamentale analysen var å utarbeide fremtidsregnskapet og fremtidskravene som la grunnlaget for den fundamentale verdsettelsen som ble gjennomført i kapittel 11. Verdsettelsen ble gjennomført gjennom de tre metodene egenkapitalmetoden, netto driftskapital-metoden og sysselsatt kapital-metoden. Verdiestimatene fra de ulike metodene ble estimert og konverget ved hjelp av verdivekter over 10 steg som til slutt gav et sammenfallende estimat på 155,41 NOK per aksje. Deretter ble estimatet konkursjustert med en sannsynlighet på 0,26% som gav et nytt estimat på 155,00 NOK per aksje. Dette verdiestimatet ble så benyttet i to sensitivitetsanalyser som avdekket usikkerheten i estimatet. Usikkerheten ble ansett som relativt høy og det ble derfor gjennomført en komparativ verdivurdering ved multiplikatormodellen i kapittel 12. Den komparative verdivurderingen ble gjennomført ved hjelp av fem ulike multiplmetoder, hvorav to av disse ble filtrert bort

med bakgrunn i at de gav urimelige estimater. Til slutt endte vi opp med et gjennomsnittlig estimat fra den komparative verdsettelsen på 156,05 NOK per aksje.

13.2 Vekting av verdiestimater

Ved verdiestimatet fra den fundamentale verdsettelsen fra kapittel 11 og verdiestimatet fra den komparative verdsettelsen utført i kapittel 12 har vi nå to ulike estimater på verdien av egenkapitalen i Statoil. Estimatenes er relativt like, men for å få et endelig samlet verdiestimat skal vi nå komme frem til en vekting av estimatene.

Ettersom den fundamentale verdsettelsen er hovedmetoden i denne oppgaven er det naturlig at det tilhørende verdiestimatet illegges en større vekt enn verdiestimatet fra den komparative metoden. Samtidig som den fundamentale verdsettelsen er betydelig mer omfattende og nøyaktig enn den komparative verdsettelsen er det også mer rom for subjektive vurderinger som igjen øker usikkerheten i estimatet. Vi har tidligere trukket frem en risiko for underestimering av kravene som ble utarbeidet i kapittel 7, men det er også stor usikkerhet tilknyttet fremtidskravene som ble utarbeidet i kapittel 10. Det er også betydelig usikkerhet tilknyttet de underliggende budsjettdriverne som kom tydelig frem av sensitivitetsanalysen som ble gjennomført i kapittel 11. Derfor mener vi at vi ikke kan belage 100 % av verdiestimatet på den fundamentale verdsettelsen, men også må ta den komparative verdsettelsen i betraktning.

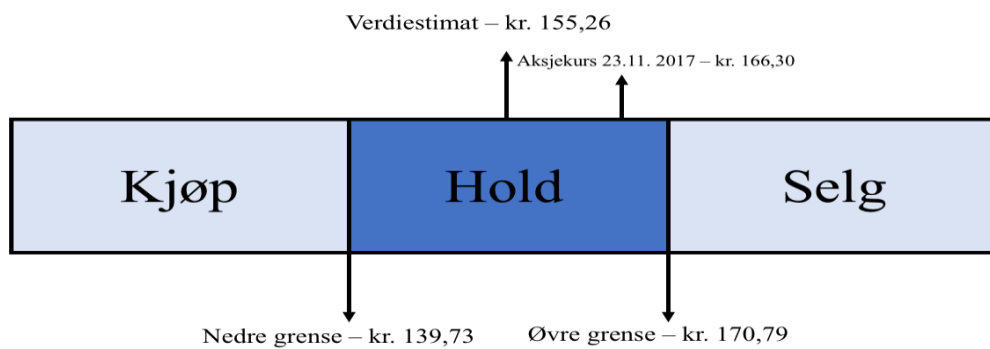
Hovedsvakheten ved den komparative verdsettelsen er betydningen av ulikheter mellom de komparative selskapene. Nettopp dette er årsaken til at vi valgte å utelate ExxonMobil fra den komparative verdsettelsen, siden vi anså sannsynligheten for vesentlige ulikheter med bakgrunn i ulik regnskapspraksis for å være for stor. Videre endres markedsverdien av egenkapitalen, og dermed selskapsverdien, løpende ved endringer i aksjekursen. De resterende verdiene som benyttes i utregningen av verdiestimatene rapporteres kvartalsvis fra selskapene og følgelig oppdateres aksjekursen hyppigere enn de resterende verdiene. Aksjekursen samvarierer som sagt innledningsvis i oppgaven i veldig stor grad med oljeprisen, og det er dermed god grunn til å tro at verdiestimatene man kommer frem til påvirkes av oljeprisen. Ettersom oljeprisen har forholdt seg stabil over en periode mener vi allikevel at den komparative verdsettelsen på tross av sine begrensninger kan gi et relativt godt estimat på verdien av egenkapitalen i Statoil. Følgelig velger vi å vekte den fundamentale verdsettelsen med 75 % og den komparative verdsettelsen med 25 %.

Basert på estimatene fra de to metodene og fordelingen nevnt ovenfor ender vi opp med et endelig verdiestimat på Statoil på 155,26 NOK per aksje. Kursen er dermed et godt stykke under dagens konsensus som ligger på 166 NOK per aksje. Å trekke frem en konkret årsak til at vårt verdiestimat er litt lavere enn konsensus er vanskelig da det som sagt er mange faktorer som ved små endringer kan gjøre et stort utslag på kursen. Det mest nærliggende er allikevel å anta at markedet har forventninger om en høyere oljepris på sikt enn vi har lagt til grunn.

En aksjepris på 155,26 NOK per aksje medfører et pris/bok-forhold på 1,56. Historisk sett har Oslo Børs i perioden 1999-2015 hatt et verdivektet pris/bok-forhold på 1,5. Samtidig har Statoil over perioden for regnskapsanalysen hatt et historisk gjennomsnitt på 1,45, og et pris/bok-forhold på 1,56 er derfor ikke urimelig. Et pris/bok-forhold på 1,56 tilsier at Statoil besitter en strategisk fordel på 56 %, og som vi konkluderte med i kapittel 8 stammer denne fordelen hovedsakelig fra en bransjefordel. Dette stemmer overens med pris/bok-forholdet i bransjen som i 2017 har et gjennomsnitt på 1,49. Avviket i forholdet skyldes, som vi kom frem til i kapittel 8, at Statoil i 2017 hadde en midlertidig ressursfordel. Med dette som grunnlag kan vi konkludere med at den strategiske fordelen ikke er særegen for Statoil, men skyldes en bransjefordel. Vi så i kapittel 10 at den strategiske fordelen er forventet å bli mindre i fremtiden, og følgelig er det forventet at pris/fortjeneste-forholdet er mindre enn forholdet $1/\text{egenkapitalkrav}_{2017}$. Ettersom disse henholdsvis har verdiene 11,97 og 18,67 ser vi at dette stemmer.

13.3 Handlingsstrategi

Med bakgrunn i verdiestimatet på 155,26 NOK per aksje kan vi nå utlede en handlingsstrategi for Statoil-aksjen. For å ta høyde for usikkerheten i verdiestimatet beregner vi øvre og nedre handlingsstrategigrenser, som blir satt til 10 % hver vei. Følgelig ender vi opp med en hold-anbefaling dersom kursen til Statoil befinner seg i intervallet [139,73-170,79]. Ettersom aksjekursen til Statoil var 166,30 per 23.11.2017 ender vi altså opp med en hold-anbefaling. Handlingsstrategien er presentert i figur 13-1.



Figur 13-1 Handlingsstrategi Statoil-aksjen pr. 23.november 2017

14. Litteraturliste

14.1 Faglitteratur

- Barney, J. B. (2011). *Gaining and Sustaining Competitive Advantage* (4th ed.). Boston: Person.
- Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation - Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. John Wiley & Sons, Inc.
- Gareth Jones, C. W. L. H. (2010). *Theory of Strategic Management*. South-Western Cengage Learning.
- Gunnar Dahl, K. B. (1997). *Verdsettelse i teori og praksis*. Oslo: Cappelen Akademisk
- Krishna Palepu, Paul Healy, V. B. (2004). *Business Analysis and Valuation: Using Financial Statements* (3rd Editio). South-Western - a division of Thomson Learning.
- Peek, K. G. P. P. M. H. E. (2013). *Business Analysis and Valuation - IFRS Edition*. Andover: Cengage Learning.
- Penman, S. H. (2013). *Financial Statement Analysis and Security Valuation* (5th ed.). McGraw-Hill.
- Tim Koller, Marc Goedhart, D. W. (2010). *Measuring and Managing the value of Companies*. John Wiley & Sons, Inc.
- Yngve Kaldestad, B. M. (2016). *Verdivurdering - Teoretiske modeller og praktiske teknikker for å verdsette selskaper*. Fagbokforlaget.
- S. David Young, S. F. O. (2000). *EVA and Value-Based Management - A Practical Guide to Implementation*. McGraw-Hill.

14.2 Forelesningsnotater MRR413A – Regnskapsanalyse og verdivurdering vår 2017

Forelesningsslidene til Kjell Henry Knivsflå, omtalt som Knivsflå (2017), er hentet fra:

<http://course.nhh.no/master/BUS440/plansjar/2017/BUS440 - 21 - 2017p.pdf>

- (2017a) Forelesning 1 – Introduksjon
- (2017b) Forelesning 2 – Strategi, regnskap og verdi
- (2017c) Forelesning 3 – Regnskapsanalyse → rammeverk og trailing
- (2017d) Forelesning 4 – Omgruppering av resultatregnskap for analyse
- (2017e) Forelesning 5 – Omgruppering av balanse og kotantstrøm
- (2017f) Forelesning 6 – Regnskapsbasert måling og målefeil
- (2017g) Forelesning 7 – Justering av målefeil
- (2017h) Forelesning 8 – Kredittvurdering og syntetisk rating
- (2017i) Forelesning 9 – Historiske avkastningskrav

- (2017j) Forelesning 10 – Strategisk rentabilitetsanalyse
- (2017k) Forelesning 11 – Strategisk driftsanalyse
- (2017m) Forelesning 13 – Fremtidsregnskap
- (2017n) Forelesning 14 – Fremtidsregnskap → budsjett drivere
- (2017o) Forelesning 15 – Fremtidskrav
- (2017p) Forelesning 16 – Fundamental verdivurdering → egenkapitalmetoden
- (2017q) Forelesning 17 – Fundamental verdivurdering → selskapskapitalmetoden
- (2017r) Forelesning 18 – Usikkerhet i verdiestimatet
- (2017u) Forelesning 21 – Komparativ verdivurdering

14.3 Litteraturliste

- Anfinn Fardal. (2007). IFRS og norske regnskapsregler. Retrieved from <https://www.magma.no/ifrs-og-norske-regnskapsregler>
- CME Group. (2017). Brent Last Day Financial Futures Quotes Globex. Retrieved December 23, 2017, from <http://www.cmegroup.com/trading/agricultural/grain-and-oilseed/corn.html>
- Dagens Næringsliv. (2017). DN: Børs & marked. Retrieved November 24, 2017, from <https://www.dn.no/finans/#/detaljer/STL.OSE>
- Damodaran, A. (2017). Damodaran Online. Retrieved from <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>
- Daniel Kurt. (2015). Understanding Benchmark Oils: Brent Blend, WTI and Dubai | Investopedia. Retrieved September 9, 2017, from <https://www.investopedia.com/articles/investing/102314/understanding-benchmark-oils-brent-blend-wti-and-dubai.asp>
- EIA. (2016). Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. Retrieved from <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>
- EIA. (2017). *What drives crude oil prices?* Retrieved from https://www.eia.gov/finance/markets/reports_presentations/eia_what_drives_crude_oil_prices.pdf
- Fagelund, L. (2014). OPEC – Store norske leksikon. Retrieved August 25, 2017, from <https://snl.no/OPEC>
- Finansdepartementet. (2016). Regjeringens forslag til skatte- og avgiftsopplegg for 2017. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringens-forslag-til-skatte--og-avgiftsopplegg-for-2017/id2514819/>
- Finansdepartementet. (2017). *Er olje- og gassaksjer spesielt påvirket av oljeprisen?* Retrieved from https://www.regjeringen.no/contentassets/a29211272fa447f398aba59bcd1d05b9/oljeoggassaksjer_utsatt_oljeprisen.pdf
- FN-sambandet. (2017). Befolkning, migrasjon og urbanisering. Retrieved September 15, 2017, from <http://www.fn.no/Tema/Fattigdom/Befolkning>

- Forlaget EBOK. (2017). FORLAGET EBOK - Samfunnslære. Retrieved August 22, 2017, from <http://www.its-learning.com/content/ebok/www.ebok.no/htmlbilder/img1908-994416182.html>
- Gard Oterholm. (2017). Mærsk selger oljevirkosomhet for 7,45 milliarder dollar - DN.no. Retrieved September 11, 2017, from <https://www.dn.no/nyheter/2017/08/21/0855/maersk-selger-oljevirkosomhet-for-745-milliarder-dollar>
- Gunnar Dahl. (2017a). Belåningsreserve (i %) - Verktøy og fagstoff - lederkilden.no. Retrieved October 10, 2017, from <https://www.lederkilden.no/tema/belaningsreserve-i->
- Gunnar Dahl. (2017b). Egenkapitalandel (bokført) - Økonomisk analyse - Økonomi og rapportering - Verktøy og fagstoff - lederkilden.no. Retrieved December 13, 2017, from https://www.lederkilden.no/tema/okonomi_og_rapportering/regnskap-analyse/egenkapitalandel-bokfort
- Gunnar Dahl. (2017c). Likviditetsreserve (i %) - Verktøy og fagstoff - lederkilden.no. Retrieved October 10, 2017, from <https://www.lederkilden.no/tema/likviditetsreserve-i->
- Helene Ryggvik. (2015). Statoil ASA – Store norske leksikon. Retrieved September 12, 2017, from https://snl.no/Statoil_ASA
- Hjemdal et al. (2017). *Representantforslag 128 Stortinget*. Retrieved from <https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/representantforslag/2016-2017/dok8-201617-128s.pdf>
- IEA. (2017). Key world energy statistics. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>
- Ingvild Ulrikke Jakobsen. (2017). Parisavtalen – Store norske leksikon. Retrieved September 1, 2017, from <https://snl.no/Parisavtalen>
- Investing. (2017). Brent Oil Futures Historical Prices - Investing.com. Retrieved November 20, 2017, from <https://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>
- Investopedia. (2017). What is the difference between upstream and downstream oil and gas operations? | Investopedia. Retrieved August 30, 2017, from <https://www.investopedia.com/ask/answers/060215/what-difference-between-upstream-and-downstream-oil-and-gas-operations.asp>
- Ivar Windheim. (2016). Hva bestemmer oljeprisen? - HHD Artikkel | NUPI. Retrieved August 30, 2017, from <http://www.nupi.no/Skole/HHD-Artikler/2016/Hva-bestemmer-oljeprisen>
- Jakobsen et al. (2016). Krav som kostnadsdriver i norsk petroleumsindustri. Retrieved from <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2016/39-Krav-som-kostnadsdriver-i-norsk-petroleumsnaering.pdf>
- Kent Moors. (2017). What the Fed's Interest Rate Hike Means For Oil Prices | OilPrice.com. Retrieved September 9, 2017, from <https://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/What-the-Feds-Interest-Rate-Hike-Means-For-Oil-Prices.html>
- Kjetil Malknes Hovland. (2016). Opec bekrefter kutt - Olje - Makro og politikk - E24. Retrieved September 20, 2017, from <https://e24.no/makro-og-politikk/olje/opec-bekrefter-kutt/23860685>
- Konkurransetilsynet. (2016). *Petroleumsnaeringen og kjøpermakt*. Retrieved from <http://www.konkurransetilsynet.no/globalassets/filer/aktuelt/vedlegg-til-nyheter/utredning---petroleumsnaeringen-og-kjopermakt.pdf>
- Kåre Olerud. (2016). Klimaforhandlingene – Store norske leksikon. Retrieved August 30, 2017, from <https://snl.no/Klimaforhandlingene>

- Lars Heltne. (2017). Kina varsler full brems i bilsalget - DN.no. Retrieved September 11, 2017, from <https://www.dn.no/nyheter/2017/09/11/1022/Utenriks/kina-varsler-full-brems-i-bilsalget>
- Liam Denning. (2017). The Long-Term Price of Oil Is ... - Bloomberg Gadfly. Retrieved November 21, 2017, from <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-06-15/oil-s-long-term-price-takes-new-math>
- Lovdata. (2017). Lov om aksjeselskaper (aksjeloven) - II. Krav til egenkapitalen - Lovdata. Retrieved December 13, 2017, from https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1997-06-13-44/KAPITTEL_3-2#§3-4
- Maichael Joy, S. D. (2016). Oil and gas regulation in the United States: overview | Practical Law. Retrieved August 30, 2017, from [https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)
- Michael Slaubaugh, Kathy Pollock, G. S. (2004). *Current and Quick Ratios Rule of Thumb*. Retrieved from http://college.cengage.com/accounting/resources/instructors/air/spring_2004/slaubaugh.html
- Modigliani, F., Miller, M. H., & Modigliani, F. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment THE COST OF CAPITAL, CORPORATION FINANCE AND THE THEORY OF INVESTMENT. *Source: The American Economic Review*, 48(3), 261–297. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/1809766>
- Nordnet. (2017). Mest omsatte aksjer - Nordnet. Retrieved November 10, 2017, from <https://www.nordnet.no/mux/web/marknaden/marknadsinformation/mestomsatta/mestomsatta.html>
- Norges Bank. (2017a). Statsobligasjoner årsgjennomsnitt. Retrieved October 25, 2017, from <http://www.norges-bank.no/statistikk/rentestatistikk/statsobligasjoner-rente-arsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/>
- Norges Bank. (2017b). Styringsrenten. Retrieved November 14, 2017, from <http://www.norges-bank.no/pengepolitikk/styringsrenten/>
- Norges Bank. (2017c). Valutakurs for USD. Retrieved November 23, 2017, from <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/USD>
- Norges Bank. (2017d). Valutakurser. Retrieved November 23, 2017, from <http://www.norges-bank.no/statistikk/valutakurser/>
- Norsk Industri. (2017). Konjunkturrapport 2017. Retrieved from https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/konjunkturrapporten_2017.pdf
- Norsk olje og gass. (2015). Krevende Tider. Retrieved from https://norskoljeoggass.no/Global/2015/dokumenter/Konjunkturrapporten_2015.pdf
- Norsk olje og gass. (2016). MOT BEDRE TIDER. Retrieved from [https://www.norskoljeoggass.no/Global/Konjunkturrapport_2016/NOROG_konjunktur_2016_NO\(ORIG\)_0812.pdf](https://www.norskoljeoggass.no/Global/Konjunkturrapport_2016/NOROG_konjunktur_2016_NO(ORIG)_0812.pdf)
- Odemis Beyazay-, B. (2015). *The Nature of the Firm in the Oil Industry*. Routledge. Retrieved from https://books.google.no/books?id=9OG9CgAAQBAJ&pg=PT44&lpg=PT44&dq=offshore+oil+v+s+onshore+capital+intensity&source=bl&ots=imN3LvJ_fL&sig=W2bEhwyLIasoXMv7RGrk2F5O4t4&hl=en&sa=X&ved=0ahUKEwi8_ZH89OPXAhUEJVAKHdRJCKIQ6AEIQjAE#v=onepage&q&f=false

- Oil and Gas Investing. (2014). Offshore Oil Drilling Vs. Onshore Oil Drilling | OilScams.org. Retrieved September 20, 2017, from <http://www.oilscams.org/offshore-vs-onshore-oil-drilling>
- Olje- og energidepartementet. (2017a). Eksport av norsk olje og gass - Norskpetroleum.no. Retrieved August 24, 2017, from <http://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>
- Olje- og energidepartementet. (2017b). Letepolitikk - Norskpetroleum.no. Retrieved September 2, 2017, from <http://www.norskpetroleum.no/leting/letepolitikk/#konsesjonssystemet>
- Olje- og energidepartementet. (2017c). Norsk petroleumshistorie på 5 minutter - Norskpetroleum.no. Retrieved August 21, 2017, from <http://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammevilkarpetroleumshistorie/>
- Olje- og energidepartementet. (2017d). Selskap med utvinningstillatelse i Norge - Norskpetroleum.no. Retrieved August 23, 2017, from <http://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/>
- Oljedirektoratet. (2017). Utvinningstillatelser - Oljedirektoratet. Retrieved September 2, 2017, from <http://www.npd.no/no/Tema/Utvinningstillatelser/>
- Oljeskattekontoret. (2016). *Petroleumssektoren og petroleumsskatten i tall og trender*. Retrieved from <http://www.skatteetaten.no/globalassets/pdf/orsk---oljeskattkontoret/petroleumssektoren-2016.pdf>
- Olsen, Ø. (2016). Økonomiske perspektiver - Øystein Olsen til Norges Banks representantskap. Retrieved from http://static.norges-bank.no/contentassets/8a46d5186b9b450b808ca84927099199/aarstale_2016.pdf?v=03/09/2017123320&ft=.pdf
- Oslo Børs. (2017). Nibor 3 mnd - Kursoversikt. Retrieved November 10, 2017, from <https://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/NIBOR3M.NIBOR/overview>
- Petroleum, N. (2016). Operating and Investment Costs. Retrieved from <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/investments-operating-costs/>
- Petroleumstilsynet. (2012). Operatører og rettighetshaveres ansvar - Petroleumstilsynet. Retrieved August 23, 2017, from <http://www.ptil.no/regelverk/operatorer-og-rettighetshaveres-ansvar-article8333-696.html>
- Porter et al. (2008). Strategy Development What Is Strategy? The Five Competitive Forces That Shape Strategy. Retrieved from https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/32580687/HBR_on_Strategy.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1512837450&Signature=nXOe0yuybY2ub%2BY6jXUBfIQgftw%3D&response-content-disposition=inline%3Bfilename%3DHBR_on_Strategy.pdf#page=25
- PwC. (2016). *Risikopremien i det norske markedet*. Retrieved from <https://www.pwc.no/no/publikasjoner/verdivurdering/risikopremien-2016.pdf>
- Ryan Carlyle. (2013). What are the cost and revenue drivers of Oil & Gas industry? Retrieved September 3, 2017, from <https://www.quora.com/What-are-the-cost-and-revenue-drivers-of-Oil-Gas-industry>
- Sean Ross. (2015). What extent do interest rate changes have on the profitability of the oil and gas sector? | Investopedia. Retrieved September 9, 2017, from <https://www.investopedia.com/ask/answers/060315/what-extent-do-interest-rate-changes-have-profitability-oil-and-gas-sector.asp>

Tordo, S., Tracy, B. S., & Arfaa, N. (2011). *WORLD BANK WORKING PAPER NO. 218 National Oil Companies and Value Creation*. Retrieved from <http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/9780821388310.pdf>

Tormod Haugstad. (2017). Har kuttet kostnadene på flytende havvind med 70 prosent. Retrieved September 15, 2017, from <https://www.tu.no/artikler/har-kuttet-kostnadene-pa-flytende-havvind-med-70-prosent/378227>

World Bank. (2017a). World GDP growth (annual %) | Data. Retrieved November 20, 2017, from <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?end=2016&locations=1W&start=1961&view=chart>

World Bank. (2017b). World Inflation, GDP deflator (annual %) | Data. Retrieved November 20, 2017, from <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.DEFL.KD.ZG>

Yahoo Finance. (2017a). OSEBX.OL 800.25 -0.68 -0.08% : OSE BENCH IDX GI - Yahoo Finance. Retrieved November 13, 2017, from <https://finance.yahoo.com/quote/OSEBX.OL/history?p=OSEBX.OL>

Yahoo Finance. (2017b). STL.OL 173.50 -0.50 -0.29% : STATOIL ASA - Yahoo Finance. Retrieved November 13, 2017, from <https://finance.yahoo.com/quote/STL.OL/history?p=STL.OL>

14.4 Årsrapporter og selskapsinformasjon

Statoil. (2016). Årsrapport Statoil. Retrieved from <https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annual-reports/2016/statoil-2016-aarsrapport-norsk.pdf>

Statoil. (2017). About us - Statoil. Retrieved September 10, 2017, from <https://www.statoil.com/en/about-us.html>

Øvrige årsrapporter Statoil år 2008 – 2015 hentet fra:

<https://www.statoil.com/en/investors.html#annual-reports>

ExxonMobil. (2016). *2016 ExxonMobil - Summary Annual Report*. Retrieved from http://cdn.exxonmobil.com/~/_media/global/files/summary-annual-report/2016_summary_annual_report.pdf

Øvrige årsrapporter ExxonMobil år 2008 – 2015 hentet fra:

<http://ir.exxonmobil.com/phoenix.zhtml?c=115024&p=irol-reportsFinancial>

Shell. (2016a). *Shell - Annual Report 2016*. Retrieved from file:///C:/Users/Student/Downloads/entire_shell_ar16.pdf

Shell. (2016b). Who we are | Shell Global. Retrieved September 11, 2017, from <http://www.shell.com/about-us/who-we-are.html#vanity-aHR0cDovL3d3dy5zaGVsbC5jb20vZ2xvYmFsL2Fib3V0c2h1bGwvYXQtYS1nbGFuY2UuaHRtbA>

Øvrige årsrapporter Shell år 2008 – 2015 hentet fra:

<http://www.shell.com/investors/financial-reporting/annual-publications/annual-reports-download-centre.html>

BP. (2016). *BP - Annual Report 2016*. Retrieved from
<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2016.pdf>

Øvrige årsrapporter BP år 2008 – 2015 hentet fra:

<https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting/annual-report/annual-reporting-archive.html>

Total SA. (2016). *Annual Report 2016 - Total S.A.* Retrieved from
https://www.total.com/sites/default/files/atoms/files/ddr2016_va_web_1.pdf

Øvrige årsrapporter Total år 2008 – 2015 hentet fra:

<https://www.total.com/en/investors/publications-and-regulated-information/regulated-information/annual-financial-reports>

15. Tabelloversikt

Tabell 2-1 Utvalgte regnskapsposter Statoil år 2014 – 2016 (Statoil, 2016).....	32
Tabell 2-2 Utvalgte regnskapsposter ExxonMobil år 2014 – 2016 (ExxonMobil, 2016).....	34
Tabell 2-3 Utvalgte regnskapsposter BP år 2014 – 2016 (BP, 2016).....	34
Tabell 2-4 Utvalgte regnskapsposter Shell år 2014 – 2016 (Shell, 2016a)	35
Tabell 2-5 Utvalgte regnskapsposter Total år 2014 – 2016 (Total SA, 2016)	36
Tabell 4-1 Oppsummering Porters fem krefter.....	64
Tabell 4-2 Rammeverk VRIO-analyse (Barney, 2011).....	65
Tabell 4-3 Oppsummering intern ressursbasert analyse.....	70
Tabell 4-4 Oppsummering strategisk fordel Statoil	71
Tabell 5-1 Tabulert årsregnskap Statoil år 2008 – 2017T	75
Tabell 5-2 Balanse Statoil år 2008 – 2017T.....	76
Tabell 5-3 Balanse Statoil år 2008 – 2017T.....	76
Tabell 5-4 Endring EK Statoil 2008 – 2017T	76
Tabell 5-5 Utrekning trailing år 2017T Statoil.....	82
Tabell 5-6 Fullstendig nettoresultat Statoil år 2008 - 2017T Statoil	84
Tabell 5-7 Fullstendig drifts- og finansresultat Statoil år 2008 – 2017T	86
Tabell 5-8 Unormalt driftsresultat Statoil år 2008 – 2017T	87
Tabell 5-9 Unormalt finansresultat Statoil år 2008 – 2017T.....	88
Tabell 5-10 Driftsskattesats Statoil år 2008 – 2017T	89
Tabell 5-11 Fordeling skattekostnad Statoil år 2008 – 2017T	89
Tabell 5-12 Omgruppering skyldig utbytte Statoil år 2008 – 2017T	90
Tabell 5-13 Analyse av kontantbeholdning i prosent av driftsinntekter Statoil år 2008 – 2017T.....	94
Tabell 5-14 Sysselsatt kapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T.....	95
Tabell 5-15 Netto driftskapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T	96
Tabell 5-16 Omgruppert kontantstrøm Statoil år 2009 – 2017T	97
Tabell 5-17 Justering i balanseposter etter justering av kostnader tilknyttet FoU	100
Tabell 5-18 Justering av resultatregnskapsoster etter justering av kostnader tilknyttet FoU	100
Tabell 5-19 Omgruppert og justert resultatregnskap Statoil år 2008 – 2017T	100
Tabell 5-20 Omgruppert og justert sysselsattkapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T.....	101
Tabell 5-21 Omgruppert og justert netto driftskapital-balanse Statoil år 2008 – 2017T.....	101
Tabell 5-22 Endring egenkapital Statoil år 2008 – 2017T	101
Tabell 5-23 Tidsvekting	103
Tabell 6-1 Vekting basert på driftsinntekter.....	104
Tabell 6-2 Omgruppert kontantstrøm Statoil år 2009 – 2017T	111
Tabell 6-3 Prosentssats sikkerhet ulike driftseiendeler Statoil	113
Tabell 6-4 Kapitalstruktur Statoil 2017T absolutte tall	119
Tabell 6-5 Kapitalstruktur 2017T Statoil i prosent.....	119

Tabell 6-6 Kapitalstruktur bransje 2017T i prosent.....	120
Tabell 6-7 Syntetisk rating Knivsflå (2017h).....	121
Tabell 6-8 Syntetisk rating Statoil år 2009 – 2017T	121
Tabell 6-9 Syntetisk rating Bransje år 2009 – 2017T.....	121
Tabell 7-1 Risikofri rente år 2009 – 2017T.....	125
Tabell 7-2 Markedets risikopremie år 2009 – 2017T	126
Tabell 7-3 Egenkapitalbeta Statoil	127
Tabell 7-4 Justert egenkapitalbeta Statoil og bransje	128
Tabell 7-5 Kortsiktig og langsiktig kredittrisikopremie (Knivsflå, 2017i).....	129
Tabell 7-6 Krav til finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T	129
Tabell 7-7 Krav til finansielle eiendeler Statoil år 2009 – 2017T	130
Tabell 7-8 Krav til netto finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T	131
Tabell 7-9 Finansiell gjeldsbeta Statoil år 2009 – 2017T.....	132
Tabell 7-10 Finansiell eiendelsbeta Statoil år 2009 – 2017T	133
Tabell 7-11 Netto finansiell gjeldsbeta Statoil år 2009 – 2017T.....	134
Tabell 7-12 Netto driftsbeta Statoil år 2009 – 2017T.....	135
Tabell 7-13 Egenkapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T	135
Tabell 7-14 Minoritetskrav Statoil år 2009 – 2017T.....	136
Tabell 7-15 Netto driftskrav Statoil år 2009 – 2017T	136
Tabell 7-16 Sysselsatt kapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T.....	137
Tabell 7-17 Oppsummering avkastningskrav Statoil år 2009 – 2017T.....	137
Tabell 8-1 Egenkapitalrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T	139
Tabell 8-2 Strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T	140
Tabell 8-3 Ekstern bransjefordel år 2009 – 2017T.....	141
Tabell 8-4 Rentabilitetsfordel Statoil år 2009 – 2017T.....	142
Tabell 8-5 Kravfordel Statoil år 2009 – 2017T	142
Tabell 8-6 Oppsummering strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T	143
Tabell 8-7 Ren driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T	145
Tabell 8-8 Bransjefordel drift år 2009 – 2017T	145
Tabell 8-9 Oppsummering bransjefordel drift Statoil år 2009 – 2017T	146
Tabell 8-10 Marginfordel Statoil år 2009 – 2017T	147
Tabell 8-11 Common size – analyse Statoil år 2009 – 2017T.....	148
Tabell 8-12 Oppsummering Common size-analyse år 2009 -2017T.....	154
Tabell 8-13 Omløpsfordel Statoil år 2009 – 2017T	154
Tabell 8-14 Oppsummering strategisk driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T.....	156
Tabell 8-15 Gearingfordel Statoil år 2009 – 2017T	157
Tabell 8-16 Oppsummering driftsfordel Statoil år 2009 – 2017T	158
Tabell 8-17 Finansieringsfordel finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T.....	159
Tabell 8-18 Finansieringsfordel finansielle eiendeler Statoil år 2009 – 2017T	161
Tabell 8-19 Finansieringsfordel netto finansiell gjeld Statoil år 2009 – 2017T.....	163
Tabell 8-20 Finansieringsfordel minoritet Statoil år 2009 – 2017T.....	164
Tabell 8-21 Oppsummering finansieringsfordel Statoil år 2009 – 2017T.....	164

Tabell 8-22 Oppsummering strategisk fordel Statoil år 2009 – 2017T	165
Tabell 9-1 Normalisert egenkapitalvekst Statoil år 2009 – 2017T	171
Tabell 9-2 Driftsinntektsvekst Statoil i fremtidsregnskapet	177
Tabell 9-3 Netto driftsresultat Statoil i fremtidsregnskapet	180
Tabell 9-4 Netto finansiell gjeld Statoil i budsjettperioden.....	184
Tabell 9-5 Netto finanskostnad Statoil i budsjettperioden	185
Tabell 9-6 Netto finansinntekt Statoil i budsjettperioden.....	185
Tabell 9-7 Netto finansresultat Statoil i budsjettperioden	185
Tabell 9-8 Minoritetsinteresser Statoil i budsjettperioden	186
Tabell 9-9 Netto minoritetsresultat Statoil i budsjettperioden.....	187
Tabell 9-10 Fremtidsregnskap Statoil	187
Tabell 9-11 Fremtidsbalanse Statoil – sysselsatt kapital	188
Tabell 9-12 Fremtidsbalanse Statoil – netto driftskapital.....	188
Tabell 9-13 Fremtidig kontantstrøm Statoil	188
Tabell 10-1 Risikofri rente i budsjettperioden.....	191
Tabell 10-2 Markedets risikopremie i budsjettperioden.....	191
Tabell 10-3 Egenkapitalbeta og minoritetsbeta Statoil i budsjettperioden	192
Tabell 10-4 Egenkapitalkrav og minoritetskrav Statoil i budsjettperioden	192
Tabell 10-5 Syntetisk rating Statoil i budsjettperioden	193
Tabell 10-6 Finansielt gjeldskrav Statoil i budsjettperioden	194
Tabell 10-7 Finansielt eiendelskrav Statoil i budsjettperioden	194
Tabell 10-8 Netto finansielt gjeldskrav Statoil i budsjettperioden	195
Tabell 10-9 Finansiell gjeldsbeta Statoil i budsjettperioden	196
Tabell 10-10 Finansiell eiendelsbeta Statoil i budsjettperioden	196
Tabell 10-11 Netto finansiell gjeldsbeta Statoil i budsjettperioden	196
Tabell 10-12 Sysselsatt kapitalkrav Statoil i budsjettperioden.....	197
Tabell 10-13 Netto driftskrav Statoil i budsjettperioden	197
Tabell 10-14 Fremtidskravene Statoil i budsjettperioden.....	197
Tabell 10-15 Dekomponering strategisk fordel Statoil i budsjettperioden.....	198
Tabell 10-16 Strategisk fordel Statoil i budsjettperioden	198
Tabell 10-17 Fremtidig strategisk fordel.....	199
Tabell 11-1 Verdi av egenkapital Statoil – egenkapitalmetoden.....	203
Tabell 11-2 Verdi av minoritet Statoil.....	203
Tabell 11-3 Verdi av egenkapital Statoil – netto driftskapitalmetoden.....	204
Tabell 11-4 Verdi av egenkapital Statoil – sysselsattkapitalmetoden	204
Tabell 11-5 Oppsummering første verdiestimat Statoil	205
Tabell 11-6 Konvergeringsprosess Statoil.....	206
Tabell 11-7 Kriterier driftsinntektsvekst	211
Tabell 11-8 Kriterier netto driftsmargin	212

Tabell 11-9 Kriterier omløpet netto driftseiendeler.....	213
Tabell 11-10 Kriterier andre kritiske risikofaktorer	214
Tabell 11-11 Monte Carlo-simulering aksjekurs Statoil	215
Tabell 11-12 Ulike budsjettvariablers bidrag til variansen	216
Tabell 12-1 Tallgrunnlag multiplereberegninger	228
Tabell 12-2 Pris/Bok-multiplikator	229
Tabell 12-3 Pris/Fortjeneste-multiplikator	230
Tabell 12-4 EV/Salg-multiplikator.....	231
Tabell 12-5 EV/EBIT-multiplikator	232
Tabell 12-6 EV/EBITDA-multiplikator	233
Tabell 12-7 Oppsummering komparativt verdiesimat Statoil	233

16. Figuroversikt

Figur 2-1 Deling av kontinentalsokkel etter midtlinjeprinsippet (Forlaget EBOK, 2017).....	13
Figur 2-2 Viktige næringer som andel av BNP i Norge (Forlaget EBOK, 2017)	14
Figur 2-3 Verdien av norsk petroleumseksport år 1971 -2016 (Olje- og energidepartementet, 2017a) 16	
Figur 2-4 Mulig energisammensetning i transportsektoren i fremtiden (Norsk olje og gass, 2015).....	19
Figur 2-5 Mulig sammensetning verdens energikonsum i fremtiden (Norsk olje og gass, 2016).....	20
Figur 2-6 Sammenhengen mellom riggrater og oljepris år 2002 – 2006 (Olsen, 2016)	25
Figur 2-7 Utviklingen i oljepris ulike referanseindekser år 1999 – 2017 (EIA, 2017)	26
Figur 2-8 Utviklingen ulike gasspriser år 2000 – 2016 (Norsk olje og gass, 2016).....	27
Figur 2-9 Sammenhengen mellom oljepris og egenkapitalavkastning store internasjonale oljeselskap (Finansdepartementet, 2017)	28
Figur 2-10 Oljepris Brent og aksjekurs Statoil på Oslo Børs år 2006 – 2017 (Yahoo Finance, 2017), (Investing, 2017)	33
Figur 3-1 Selskapers livssyklus (Damodaran, 2012).....	45
Figur 3-2 Rammeverk fundamental verdsettelse (Knivsflå, 2017a).....	47
Figur 4-1 PEST-rammeverk (Jones & Hill, 2010)	50
Figur 4-2 Porters fem krefter (Porter, 2008)	56
Figur 4-3 Oppsummering strategisk analyse SWOT-modell	70
Figur 5-1 Rammeverk regnskapsanalyse (Knivsflå, 2017c)	72
Figur 5-2 Fordeling av fullstendig nettoresultat (Knivsflå, 2017d).....	85
Figur 5-3 Samspillet mellom resultat før skatt og balansepostene (Knivsflå, 2017d).....	85
Figur 5-4 Fra kreditororientert til investororientert balanseoppstilling (Knivsflå, 2017e).....	91
Figur 5-5 Omgruppering fra total kapital til sysselsatt kapital (Knivsflå, 2017e).....	95

Figur 5-6 Omgruppering fra sysselsatt kapital til netto driftskapital (Knivsflå, 2017e).....	96
Figur 5-7 Rammeverk forholdstallsanalyse (Knivsflå, 2017h)	102
Figur 6-1 Likviditetsgrad 1 Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	105
Figur 6-2 Likviditetsgrad 2 Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	106
Figur 6-3 Likviditetsgrad 2 – Quick Ratio/Acid Test Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	107
Figur 6-4 Gjeldsdekningsgrad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	108
Figur 6-5 Rentedekningsgrad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T.....	110
Figur 6-6 Belåningsreserve i % Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	114
Figur 6-7 Likviditetsreserve i % av salgsinntekter Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	115
Figur 6-8 Egenkapitalprosent Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T.....	117
Figur 6-9 Netto driftsrentabilitet Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	118
Figur 7-1 Avkastning Statoil vs. Oslo Børs.....	127
Figur 8-1 Utvikling i egenkapitalrentabilitet og egenkapitalkrav Statoil år 2009 – 2017T.....	140
Figur 8-2 Rammeverk for dekomponering av strategisk fordel Knivsflå (2017k).....	144
Figur 8-3 Analyse av varekostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	150
Figur 8-4 Analyse av driftskostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T.....	150
Figur 8-5 Analyse av letekostnader Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	151
Figur 8-6 Analyse av salgs- og administrasjonskostnader Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T.....	152
Figur 8-7 Analyse av avskrivninger Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T.....	152
Figur 8-8 Analyse av driftsrelatert skattekostnad Statoil vs. Bransje år 2009 – 2017T	153
Figur 8-9 Utvikling finansielt gjeldskrav og finansiell gjeldsrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T	160
Figur 8-10 Utvikling finansiell eiendelsrentabilitet og eiendelskrav Statoil år 2009 – 2017T.....	162
Figur 8-11 Utvikling i minoritetskrav og minoritetsrentabilitet Statoil år 2009 – 2017T	164
Figur 8-12 Oppsummering strategisk fordel Statoil.....	166
Figur 9-1 Rammeverk fremtidsregnskap (Knivsflå 2017m)	167
Figur 9-2 Historisk driftsinntektsvekst Statoil år 2009 – 2017T	169
Figur 9-3 Historisk egenkapitalvekst Statoil år 2009 – 2017T.....	170
Figur 9-4 Driftsinntektsvekst Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet.....	177
Figur 9-5 Omløpet netto driftseiendeler Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet	179
Figur 9-6 Netto driftsmargin Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet	180
Figur 9-7 Finansiell eiendelsdel Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet	182
Figur 9-8 Finansiell gjeldsdel Statoil i analyseperioden og fremtidsregnskapet.....	183
Figur 11-1 Konvergeringsprosess Statoil	206
Figur 11-2 Konvergering netto driftskrav Statoil	207
Figur 11-3 Konvergering netto sysselsatt kapitalkrav Statoil	207

Figur 11-4 Konvergering egenkapitalkrav Statoil	208
Figur 11-5 Monte Carlo-simulering aksjekurs Statoil.....	214
Figur 11-6 Nedsiderisiko Statoil	218
Figur 11-7 Oppsiderisiko Statoil	218
Figur 11-8 Tornadoanalyse Statoil	219
Figur 11-9 Utvidet sensitivitetsanalyse – Netto driftsmargin.....	221
Figur 11-10 Utvidet sensitivitetsanalyse - Driftsinntektsvekst.....	222
Figur 11-11 Utvidet sensitivitetsanalyse – omløpet til netto driftseiendeler.....	223
Figur 11-12 Utvidet sensitivitetsanalyse – egenkapitalbeta	224
Figur 11-13 Utvidet sensitivitetsanalyse – langsiktig risikofri rente og markedets risikopremie	224
Figur 13-1 Handlingsstrategi Statoil-aksjen pr. 23.november 2017.....	238