



# Lønnsomhet i olje- og gassbransjen

*En studie av lønnsomhetsdrivere i operatørbransjen på norsk sokkel*

**Joakim Myklestad Bruder og Thomas Wilberg**

**Veileder: Associate Professor, dr. oecon Iver Bragelien**

Selvstending masterutredning innen økonomi og administrasjon

Hovedprofil: Økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

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



---

## Sammendrag

Operatørbransjen på norsk sokkel har de siste årene vært preget av betydelige omveltninger. Oljeprisfallet i 2014 førte til en vesentlig reduksjon i operatørenes omsetning, som har bidratt til økt kostnadsbevissthet i bransjen. Som en konsekvens av lavere lønnsomhet, har selskapene vært tvunget til å øke fokuset på nye teknologiske løsninger for å oppnå høyere effektivisering og utnyttelse av petroleumsreservoarer. Lavere lønnsomhet har også ført til at antall aktører i bransjen er blitt redusert, som delvis skyldes økt konsolidering. Identifisering av lønnsomhetsdrivere i operatørbransjen er dermed av stor betydning.

Utredningens formål har vært å avdekke hvilke forhold som er vesentlig for lønnsomheten i olje- og gassbransjen på norsk sokkel, og gjøre rede for hva som kan forklare lønnsomhetsvariasjoner på tvers av aktørene. For å besvare problemstillingen tar utredningen utgangspunkt i både kvantitative og kvalitative analyseteknikker, med hovedvekt på bruk av regresjonsanalyse. Studien tar for seg de 11 største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel i 2018, og har en tidshorisont som strekker seg fra 2007 til 2017.

Studien har vist at det foreligger betydelige lønnsomhetsforskjeller på tvers av operatørene på norsk sokkel. Lokalisering av utvinningslisenser har vist en signifikant sammenheng med variasjon i lønnsomhet, der høy andel utvinningslisenser i Barentshavet gir en negativ effekt på lønnsomheten. Videre har analysen vist at selskaper med høy eierandel i elefantfelt, presterer bedre sammenlignet med øvrige selskaper i utvalget. Erfaring i form av alder har også vist å være lønnsomt. Dette kommer hovedsakelig som følge av betydelige forskjeller i kostnadsstruktur, der nyetablerte selskaper presterer dårligere enn de etablerte. I tillegg har vi sett at operatørselskapene oppnår en diversifiseringseffekt gjennom økt kompleksitet i produktutvalget. Store deler av variasjonen i lønnsomhet har vist å komme av selskapsspesifikke forhold som ikke fanges opp av de overnevnte faktorene. I tillegg har eksogene makroøkonomiske variabler vist å ha en moderat påvirkning på selskapenes lønnsomhet.

## Forord

Denne masterutredningen er skrevet som et avsluttende ledd i masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole (NHH). Utredningen er gjennomført våren 2019, og utgjør totalt 30 studiepoeng. Forfatterne har begge hatt økonomisk styring (BUS) som sin hovedprofil.

Valg av utredningens tema ble gjort på bakgrunn av forfatternes interesse for olje- og gassindustrien på norsk sokkel. Som en av de viktigste bidragsyterne til norsk økonomi, står petroleumsindustrien i dag foran betydelige utfordringer knyttet til både teknologi og bærekraftige løsninger. Petroleumsforekomstene er ikke like tilgjengelige som tidligere, og det har vært interessant å se nærmere på hvilke faktorer som har hatt en vesentlig sammenheng med bransjens lønnsomhet. Bransjens kompleksitet har gjort arbeidet med utredningen både spennende og utfordrende.

Vi ønsker å rette en takk til Rystad Energy og Oljedirektoratet for nødvendige data og nyttige innspill gjennom arbeidet.

Til slutt vil vi takke vår veileder, Iver Bragelien, for interessante samtaler og konstruktive tilbakemeldinger gjennom semesteret. Hans gode råd og idéer har vært verdifulle i utarbeidelse av oppgaven.

Bergen, mai 2019

---

Joakim Myklestad Bruder

---

Thomas Wilberg

# Innholdsfortegnelse

<b>SAMMENDRAG.....</b>	<b>I</b>
<b>FORORD .....</b>	<b>II</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE .....</b>	<b>III</b>
<b>FIGUROVERSIKT.....</b>	<b>VII</b>
<b>TABELLOVERSIKT .....</b>	<b>VIII</b>
<b>FORMELOVERSIKT .....</b>	<b>X</b>
<b>1 INNLEDNING.....</b>	<b>1</b>
1.1 BAKGRUNN FOR UTREDNINGEN .....	1
1.2 FORMÅL, PROBLEMSTILLING OG FORSKNINGSSPØRSMÅL .....	2
1.3 AVGRENSNING .....	3
1.4 STRUKTURERING AV UTREDNINGEN .....	4
<b>2 TEORETISK RAMMEVERK.....</b>	<b>5</b>
2.1 TEORETISK RAMMEVERK FOR ANALYSE AV MAKROOMGIVELSENE.....	5
<i>PESTEL-rammeverket.....</i>	6
2.2 TEORETISK RAMMEVERK FOR ANALYSE AV INDUSTRIEN.....	9
<i>Porters femfaktormodell.....</i>	9
2.3 TEORETISK RAMMEVERK FOR ANALYSE AV KOSTNADSDRIVERE.....	14
<i>Porters kostnadsdrivere .....</i>	14
<i>Rileys kostnadsdrivere.....</i>	18
<i>Oppsummering og begrensninger ved kostnadsteorier.....</i>	20
2.4 OPPSUMMERING AV TEORETISKE RAMMEVERK .....	21
<b>3 METODE .....</b>	<b>22</b>
3.1 STUDIEOBJEKT .....	22
<i>Tidsperiode.....</i>	23
3.2 FORSKNINGSDESIGN .....	24
<i>Forskningsformål .....</i>	24
<i>Forskningstilnærming .....</i>	25
3.3 DATAINNHENTING .....	26
<i>Primær- og sekundærdata .....</i>	26
<i>Kvalitativ og kvantitativ metode.....</i>	27
3.4 EVALUERING AV DATAMATERIALET .....	27

---

<i>Reliabilitet</i> .....	28
<i>Validitet</i> .....	28
3.5    KVANTITATIV ANALYSE .....	29
<i>Common size-analyse</i> .....	29
<i>Korrelasjonsanalyse</i> .....	30
<i>Regresjonsanalyse</i> .....	31
<b>4    STRATEGISK ANALYSE .....</b>	<b>36</b>
4.1    BRANSJEBESKRIVELSE .....	36
<i>Petroleumsressurser på norsk sokkel</i> .....	36
<i>Historisk utvikling</i> .....	37
<i>Tildeling av utvinningslisenser</i> .....	39
<i>Operatør og partner</i> .....	40
<i>Antall aktører på norsk sokkel</i> .....	40
<i>Oppsummering</i> .....	41
4.2    PRESENTASJON AV UTVALGET .....	41
4.3    ANALYSE AV MAKROOMGIVELSENE .....	51
<i>Politiske og juridiske faktorer</i> .....	52
<i>Økonomiske faktorer</i> .....	53
<i>Sosiokulturelle og miljømessige faktorer</i> .....	56
<i>Teknologiske faktorer</i> .....	57
<i>Oppsummering av PESTEL-analysen</i> .....	58
4.4    ANALYSE AV BRANSJEN .....	59
<i>Trussel fra nye inntrengere</i> .....	59
<i>Trussel fra nære substitutter</i> .....	60
<i>Kundenes forhandlingsmakt</i> .....	62
<i>Leverandørenes forhandlingsmakt</i> .....	63
<i>Intern rivalisering</i> .....	65
<i>Oppsummering av Porters femfaktormodell</i> .....	66
4.5    DELKONKLUSJON .....	67
<b>5    LØNNSOMHET I DEN NORSKE PETROLEUMSNÆRINGEN .....</b>	<b>69</b>
5.1    SENTRALE POSTER I ÅRSREGNSKAPET .....	69
<i>Resultatregnskapet</i> .....	70
<i>Balansen</i> .....	74
5.2    ANALYSE AV NØKKELTALL .....	76
<i>Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE)</i> .....	76

<i>Egenkapitalrentabilitet etter skatt (EKR etter skatt)</i> .....	80
<i>EBITDA per kboepd</i> .....	82
5.3 ANALYSE AV SENTRALE POSTER I DRIFTSRESULTATET .....	85
<i>Vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt</i> .....	86
<i>Letekostnader i prosent av driftsinntekt</i> .....	88
5.4 KORRELASJONSANALYSE .....	90
5.5 UTFORDRINGER VED LØNNSOMHETSANALYSEN .....	91
5.6 DELKONKLUSJON .....	92
<b>6 LØNNSOMHETSFAKTORER</b> .....	<b>95</b>
6.1 SKALA .....	95
6.2 ERFARING .....	102
6.3 STRATEGISKE VALG .....	103
6.4 KOMPLEKSITET .....	105
6.5 LOKALISERING .....	106
6.6 KORRELASJONSANALYSE .....	109
6.7 DELKONKLUSJON .....	113
<b>7 SAMMENHENG MELLOM FAKTORER OG LØNNSOMHET</b> .....	<b>114</b>
7.1 DESKRIPTIV STATISTIKK .....	114
7.2 MULTIPPEL REGRESJONSANALYSE .....	117
7.3 REGRESJONSANALYSER MED KONTROLL FOR ÅRS- OG SELSKAPSSPESIFIKKE FORHOLD .....	119
7.4 HOVEDMODELL .....	123
7.5 OPPSUMMERING AV RESULTATER .....	126
<i>Skala</i> .....	127
<i>Lokalisering</i> .....	128
<i>Strategisk valg</i> .....	129
<i>Erfaring</i> .....	130
<i>Kompleksitet</i> .....	131
<i>Årsvariabler</i> .....	131
7.6 ROBUSTHET .....	132
<i>Kontroll for utelatte variabler</i> .....	132
<i>Oppsummering av robusthetstest</i> .....	134
7.7 TESTING AV OLS-FORUTSETNINGER .....	134
<i>Linearitet i parameterne</i> .....	134
<i>Multikollinearitet</i> .....	136
<i>Autokorrelasjon</i> .....	136

---

<i>Normalitet</i> .....	137
<i>Homoskedastisitet</i> .....	138
<i>Oppsummering av OLS-forutsetninger</i> .....	138
7.8    DELKONKLUSJON.....	139
<b>8    KONKLUSJON</b> .....	<b>142</b>
8.1    BESVARELSE AV PROBLEMSTILLING OG FORSKNINGSSPØRSMÅL .....	142
8.2    FORSLAG TIL VIDERE FORSKNING.....	146
<b>9    LITTERATURLISTE</b> .....	<b>147</b>



## Figuroversikt

<b>FIGUR 1:</b> ULIKE NIVÅET SOM DANNER GRUNNLAGET FOR LØNNSOMHETSANALYSEN .....	5
<b>FIGUR 2:</b> PORTERS FEMFAKTORMODELL (JOHNSON MFL., 2017, s. 64) .....	10
<b>FIGUR 3:</b> OVERSIKT OVER TEORETISKE RAMMEVERK SOM DANNER GRUNNLAGET FOR LØNNSOMHETSANALYSEN .....	21
<b>FIGUR 4:</b> HISTORISK PRODUKSJON AV PETROLEUMSRESSURSER MÅLT I MILLIARDER SM <sup>3</sup> OLJEEKVIVALENTER FRA 1971 - 2017 (NORSK PETROLEUM, 2019N) .....	38
<b>FIGUR 5:</b> TOTALKOSTNADER I MILLIONER NOK OG HISTORISK OLJEPRIS I USD, PERIODEN 2007 - 2017 (NORSK PETROLEUM, 2019N) .....	39
<b>FIGUR 6:</b> HISTORISK UTVIKLING AV ANTALL AKTØRER PÅ NORSK SOKKEL I PERIODEN 2007 – 2017 (NORSK PETROLEUM, 2019F) .....	41
<b>FIGUR 7:</b> UTVIKLING I PRISER FOR ULIKE TYPER RÅOLJE (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2019) .....	54
<b>FIGUR 8:</b> GJENNOMSNIITTLIG KAPITALSTRUKTUR FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 .....	75
<b>FIGUR 9:</b> BRANSJEVARIASJON I ROCE FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 .....	78
<b>FIGUR 10:</b> UTVIKLING I ROCE FOR HVERT SELSKAP I UTVALGET FRA 2007 – 2017 .....	79
<b>FIGUR 11:</b> BRANSJEVARIASJON I EKR ETTER SKATT FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 - 2017 .....	81
<b>FIGUR 12:</b> UTVIKLING I EKR ETTER SKATT FOR HVERT SELSKAP I UTVALGET FRA 2007 - 2017 .....	82
<b>FIGUR 13:</b> BRANSJEVARIASJON I EBITDA PER KBOEPD FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 ....	84
<b>FIGUR 14:</b> UTVIKLING I EBITDA PER KBOEPD FOR HVERT SELSKAP I UTVALGET FRA 2007 - 2017 ..	85
<b>FIGUR 15:</b> BRANSJEVARIASJON I VARE- OG PRODUKSJONSKOSTNADER I PROSENT AV DRIFTSINNTEKT FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 - 2017 .....	86
<b>FIGUR 16:</b> UTVIKLING I VARE- OG PRODUKSJONSKOSTNADER I PROSENT AV DRIFTSINNTEKT FOR HVERT SELSKAP I UTVALGET FRA 2007 - 2017 .....	87
<b>FIGUR 17:</b> BRANSJEVARIASJON I LETEKOSTNADER I PROSENT AV DRIFTSINNTEKT FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 - 2017 .....	88
<b>FIGUR 18:</b> UTVIKLING I LETEKOSTNADER I PROSENT AV DRIFTSINNTEKT FOR ETABLERTE SELSKAPER I UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 .....	89
<b>FIGUR 19:</b> UTVIKLING I LETEKOSTNADER I PROSENT AV DRIFTSINNTEKT FOR NYETABLERTE SELSKAPER I UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 .....	90
<b>FIGUR 20:</b> GJENNOMSNIITTLIGE TALL FOR ÅRSVERK, TOTALKAPITAL, UTVINNINGSLISENSER OG PRODUKSJONSVOLUM I PERIODEN 2007 – 2017 (ÅRSBERETNINGER, 2007 - 2017) .....	96
<b>FIGUR 21:</b> UTVIKLING I SAMLET PRODUKSJONSVOLUM PÅ NORSK SOKKEL MÅLT I KBOEPD FOR UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 (ÅRSBERETNINGER, 2007 – 2017) .....	97

<b>FIGUR 22:</b> UTVIKLING I TOTALKAPITAL I MILLIARDER NOK FOR HVERT SELSKAP I PERIODEN 2007 – 2017 (ÅRSBERETNINGER, 2007 – 2017) .....	99
<b>FIGUR 23:</b> GJENNOMSNIITTLIG ANTALL ÅRSVERK FOR UTVALGTE SELSKAPER I PERIODEN 2007 – 2017 (ÅRSBERETNINGER, 2007 – 2017) .....	100
<b>FIGUR 24:</b> UTVIKLING I ANTALL UTVINNINGSLISENSER FOR HVERT SELSKAP I UTVALGET FRA 2007 – 2017 (RYSTAD ENERGY) .....	101
<b>FIGUR 25:</b> ANTALL ÅR SIDEN ETABLERING PÅ NORSK SOKKEL, MÅLT I 2017 (ÅRSBERETNINGER, 2007 – 2017).....	102
<b>FIGUR 26:</b> GJENNOMSNIITTLIG ANDEL PRODUKSJON AV OLJE, GASS, NGL OG KONDENSAT (RYSTAD ENERGY) .....	106
<b>FIGUR 27:</b> UTVIKLING I GEOGRAFISK FORDELING AV UTVINNINGSLISENSER FRA 2007 – 2017 (RYSTAD ENERGY) .....	107
<b>FIGUR 28:</b> UTLYST, TILDELT OG IKKE TILDELT AREAL I PERIODEN 2007 – 2017, MÅLT I KM <sup>2</sup> (OLJEDIREKTORATET) .....	109
<b>FIGUR 29:</b> ACPRLOT FOR LISENSER/TOTALKAPITAL OG ELEFANTFELT .....	135
<b>FIGUR 30:</b> ACPRLOT FOR BARENTSHAVET OG OLJE.....	135
<b>FIGUR 31:</b> RESIDUALPLOT .....	137

## Tabelloversikt

<b>TABELL 1:</b> SAMMENLIGNING AV PORTER (1985) OG RILEYS (1987) KOSTNADSDRIVERNE .....	20
<b>TABELL 2:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR EQUINOR ENERGY I PERIODEN 2007 - 2017 .....	43
<b>TABELL 3:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR TOTAL E&P NORGE I PERIODEN 2007 - 2017.....	44
<b>TABELL 4:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR CONOCOPHILLIPS SKANDINAVIA I PERIODEN 2007 - 2017 .....	44
<b>TABELL 5:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR ENI NORGE I PERIODEN 2007 - 2017.....	45
<b>TABELL 6:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR NORSKE SHELL I PERIODEN 2007 - 2017 .....	46
<b>TABELL 7:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR AKER BP I PERIODEN 2007 - 2017 .....	47

<b>TABELL 8:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR WINTERSHALL NORGE I PERIODEN 2007 - 2017.....	48
<b>TABELL 9:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR NEPTUNE ENERGY NORGE I PERIODEN 2007 - 2017.....	49
<b>TABELL 10:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR LUNDIN NORWAY I PERIODEN 2007 - 2017 .....	50
<b>TABELL 11:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR BAYERNGAS NORGE I PERIODEN 2007 - 2017 .....	50
<b>TABELL 12:</b> DRIFTSINNTEKT MÅLT I MILLIONER NOK, KBOEPD, ANTALL UTVINNINGSLISENSER OG ANTALL ÅRSVERK FOR FAROE PETROLEUM NORGE I PERIODEN 2007 - 2017 .....	51
<b>TABELL 13:</b> OPPSUMMERING AV PORTERS FEM KONKURRANSEKREFTER.....	67
<b>TABELL 14:</b> COMMON SIZE-ANALYSE AV UTVALGETS REGNSKAPSPOSTER, MÅLT I PROSENT AV DRIFTSINNTEKTER (UVEKTET GJENNOMSNITT) FOR PERIODEN 2007 TIL 2017 .....	72
<b>TABELL 15:</b> KORRELASJONSANALYSE AV ROCE OG ØVRIGE SENTRALE LØNNSOMHETSMÅL .....	91
<b>TABELL 16:</b> GJENNOMSNITTSVERDIER FOR ROCE OG ØVRIGE NØKKELTALL FOR SAMTLIGE SELSKAPER I UTVALGET I PERIODEN 2007 – 2017 .....	93
<b>TABELL 17:</b> OVERSIKT OVER STRATEGISKE LØNNSOMHETSFAKTORER .....	110
<b>TABELL 18:</b> KORRELASJONSMATRISSE FOR SKALA-VARIABLER .....	110
<b>TABELL 19:</b> KORRELASJONSMATRISSE FOR LØNNSOMHETSFAKTORER .....	112
<b>TABELL 20:</b> DESKRIPTIV STATISTIKK FOR RELEVANTE VARIABLER I PERIODEN 2007 – 2017 .....	115
<b>TABELL 21:</b> MULTIPPEL REGRESJONSANALYSE MED SAMTLIGE FORKLARINGSVARIABLER .....	117
<b>TABELL 22:</b> BLOKKVIS REGRESJONSANALYSE AV ÅRS- OG SELSKAPSSPESIFIKKE FORHOLD.....	120
<b>TABELL 23:</b> FORKLARINGSKRAFT TIL BLOKKVIS REGRESJON .....	120
<b>TABELL 24:</b> ALLE VARIABLER INKL. KONTROLLVARIABLER FOR ÅRS- OG SELSKAPSSPESIFIKKE FORHOLD.....	121
<b>TABELL 25:</b> BAKLENGS OG FORLENGS REGRESJON .....	123
<b>TABELL 26:</b> HOVEDMODELL .....	124
<b>TABELL 27:</b> HOVEDMODELL MED UTELATELSE AV SELSKAPSVARIABLER.....	126
<b>TABELL 28:</b> OPPSUMMERING AV RESULTATER .....	127
<b>TABELL 29:</b> VIF-TEST .....	136
<b>TABELL 30:</b> RESULTATER FRA SHAPIRO-WILK TEST .....	137
<b>TABELL 31:</b> RESULTATER FRA WHITES TEST OG BREUSH-PAGAN TEST.....	138

## Formeloversikt

<b>FORMEL 1: PEARSONS KORRELASJONSKOEFFISIENT (WOOLDRIDGE, 2016, s. 660).....</b>	<b>30</b>
<b>FORMEL 2: MULTIPPEL REGRESJONSLIGNING (WOOLDRIDGE, 2016, s. 63).....</b>	<b>31</b>
<b>FORMEL 3: MINIMERING AV KVADRERTE FEILLEDD (WOOLDRIDGE, 2016, s. 27).....</b>	<b>32</b>
<b>FORMEL 4: VIF-VERDI (WOOLDRIDGE, 2016, s. 86).....</b>	<b>33</b>
<b>FORMEL 5: FEILLEDDETS FORVENTNINGSVERDI (WOOLDRIDGE, 2016, s. 76).....</b>	<b>34</b>
<b>FORMEL 6: HOMOSKEDASTISITET (WOOLDRIDGE, 2016, s. 82).....</b>	<b>34</b>
<b>FORMEL 7: AUTOKORRELASJON (WOOLDRIDGE, 2016, s. 320) .....</b>	<b>35</b>
<b>FORMEL 8: AVKASTNING PÅ SYSSELSATT KAPITAL (BRAGELIEN, 2017A).....</b>	<b>76</b>
<b>FORMEL 9: EGENKAPITALRENTABILITET ETTER SKATT (BRAGELIEN, 2017A) .....</b>	<b>80</b>

---

# 1 Innledning

I dette kapittelet vil vi gjøre rede for bakgrunn for utredningen, før vi presenterer utredningens formål, problemstilling og forskningsspørsmål. Vi vil deretter legge frem avgrensninger for utredningen, før vi avslutningsvis gir en presentasjon av utredningens struktur og oppbygging.

## 1.1 Bakgrunn for utredningen

Petroleumsnæringen har vært sentral for fremveksten av det norske velferdssamfunnet slik vi kjenner det i dag. Olje- og energidepartementet (u.å.) anslår at den norske petroleumsbransjen har bidratt til en verdiskaping på over 14.000 milliarder kroner målt i dagens kroneverdi. Eksport av råolje utgjorde i 2017 alene hele 210 milliarder kroner, som i 2017 tilsvarte omlag 25% av Norges samlede eksportverdi av varer (Norsk Petroleum, 2019g). Inkluderer vi også eksportverdier av naturgass og kondensat, utgjorde eksport av norsk petroleum i 2018 hele 53% av norsk vareeksport. Per i dag er petroleumsnæringen Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter og investeringer, og anses derfor som landets viktigste næring (Norsk Petroleum, 2019m).

Olje- og gassoperatørene på norsk sokkel har de siste årene vært preget av betydelige svingninger i oljepris. I 2008 nådde oljeprisen et historisk høyt nivå på over \$140 fatet, mens bransjen i 2014 opplevde et brutalt oljeprisfall som skulle resultere i en oljepris på kun \$28 fatet i starten av 2016. Oljeprisens positive utvikling i forkant av prisfallet i 2014, hadde ført til et rekordhøyt investeringsnivå og en usunn kostnadsstruktur blant oljeselskapene (Norsk Petroleum, 2019n). Utviklingen bidro til en ytterligere forsterkning av den negative effekten av prisfallet, og i 2016 var tilnærmet ingen av oljefeltene på norsk sokkel lønnsomme (Frantsvold, 2016).

Samtidig gjøres det stadig færre funn av store petroleumsreservoarer på norsk sokkel, og reservoarenes art og geografiske plassering gjør utvinningsprosessen mer utfordrende enn tidligere. Operatørene er i større grad blitt avhengig av teknologiske nyvinninger for å opprettholde lønnsomhetsnivået og utnyttelsesgraden av feltene, i tillegg til å måtte forholde seg til økte reguleringer knyttet til mer miljøvennlig produksjon. Med dette som bakgrunn, ønsker vi å undersøke hvorvidt lønnsomhetsvariasjoner i bransjen kan forklares ut i fra andre faktorer utover svingninger i oljepris.

## 1.2 Formål, problemstilling og forskningsspørsmål

Olje- og gassoperatørene på norsk sokkel har siden oljeprisfallet i 2014 vært preget av en vesentlig reduksjon i omsetning. Nedgangen har ført til økt kostnadsbevissthet i bransjen, som videre har vært en driver til økt teknologisk utvikling. Utviklingen har ført til økt kostnadseffektivitet og høyere utnyttelsesgrad av petroleumsforekomstene, og gjør at oljeselskapene i dag kan operere med en betydelig lavere break-even pris enn tidligere (Equinor, u.å.). Det kraftige fallet på inntektssiden, har gjort det enda viktigere enn tidligere å være kjent med hvilke forhold som har en vesentlig påvirkning på lønnsomheten. Å være bevisst på hvilke faktorer som driver lønnsomheten, reduserer risikoen for ineffektive beslutninger og ulønnsomme investeringer.

Utredningen har som formål å utforske hvilke forhold som er vesentlige for lønnsomheten i de største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel, og gjøre rede for hva som kan forklare lønnsomhetsvariasjoner innad i bransjen. For å komme frem til dette, vil vi gjennomføre analyser av bransjens interne og eksterne omgivelser og undersøke lønnsomhetsnivået i bransjen. Vi vil deretter undersøke potensielle lønnsomhetsdrivere, og analysere disse opp mot eventuelle lønnsomhetsvariasjoner på tvers av selskapene. Med utgangspunkt i dette, har vi utformet studiens problemstilling som følgende:

### **Hva kan forklare lønnsomhetsnivået og lønnsomhetsvariasjoner blant olje- og gassoperatører på norsk sokkel?**

For å besvare problemstillingen har vi utarbeidet fire tilhørende forskningsspørsmål:

- 1) Hva kjennetegner konkurransearenaen til olje- og gassoperatører på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?
- 2) Hvilke lønnsomhetsvariasjoner finner man mellom olje- og gassoperatørene, og hvilke regnskapsposter er sentrale for å forstå lønnsomheten i perioden 2007 til 2017?
- 3) Hvilke faktorer kan bidra til å forklare eventuelle lønnsomhetsvariasjoner mellom olje- og gassoperatørene på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?
- 4) Finnes det signifikante sammenhenger mellom lønnsomhetsfaktorene og aktørenes lønnsomhet?

---

## 1.3 Avgrensning

Utredningen er begrenset til å omfatte de 11 største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel, målt etter antall operatørlisenser i utgangen av 2018. Som olje- og gassoperatør, driver samtlige aktører med *leting og utvinning av olje og gass*. Utvalget omfatter Equinor Energy, Aker BP, Lundin Norway, Wintershall Norge, Eni Norge, Bayerngas Norge, ConocoPhillips Skandinavia, Faroe Petroleum Norge, Neptune Energy Norge, Norske Shell og Total E&P Norge. Avgrensningen utelukker aktører som hovedsakelig opererer som partnere på felt, fremfor som operatører. Dette omfatter blant annet ExxonMobil E&P Norway, som i utgangspunktet er en av de største oljeselskapene på norsk sokkel, målt etter omsetning og total kapital. Avgrensningen gjør at selskaps- og kostnadsstrukturen til selskapene i utvalget blir mer sammenlignbare.

Kravet om at oljeselskapene må drive sin hovedvirksomhet på norsk sokkel, gjør at utvalget hovedsakelig omfatter datterselskaper av multinasjonale konsern. Dette gjelder samtlige aktører i utvalget, med unntak av konsernet Aker BP ASA som har hele sin virksomhet på norsk sokkel (Aker BP, 2019). Den geografiske avgrensningen og bruk av datterselskaper, er nødvendig for å begrense utredningens størrelse og kompleksitet. Et problem med at utvalget omfatter både konsernselskap og datterselskap, er at lønnsomhetsberegningene får ulike beregningsgrunnlag. Bruk av regnskapsdata fra datterselskaper fremfor konsern, gjør også datagrunnlaget mindre pålitelig. På grunn av blant annet ulike skatteregler på tvers av land, vil multinasjonale konsern ha incentiver til å flytte kapital mellom egne datterselskaper for å minimere skatten. På den måten kan regnskapstallene gi et bilde av selskapets økonomiske situasjon som avviker fra den reelle økonomiske situasjonen. Avgrensningen er dermed noe kritikkverdig, men samtidig en nødvendighet for gjennomførelse av utredningen.

Med unntak av Norske Shell, rapporterer samtlige aktører i utvalget kun oppstrømsaktiviteter i sine årsregnskap. Til forskjell inkluderer Norske Shell både oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter. Dette gjør datagrunnlaget noe skjevt, avhengig av hvor stor andel nedstrømsaktivitetene utgjør av den totale virksomheten. Av den grunn kan det i ettertid diskuteres hvorvidt Norske Shell med fordel burde vært utelatt fra utvalget.

Avgrensningene innebærer at selskapene opererer i samme bransje og i samme geografiske område. Rammevilkårene må derfor anses som tilnærmet like for hele utvalget. På tross av

dette, foreligger det store variasjoner i blant annet totalkapital, omsetning og erfaring på tvers av selskapene, som videre kan gi opphav til lønnsomhetsforskjeller innad i bransjen.

## 1.4 Strukturering av utredningen

Utredningen er delt inn i ni kapitler, der forskningsspørsmålene under delkapittel 1.2 danner en stegvis besvarelse av utredningens problemstilling. I kapittel 1 gjør vi rede for utredningens formål og problemstilling, og spesifiserer avgrensningene vi har satt for studiens utvalg. I kapittel 2 presenterer vi det teoretiske grunnlaget for besvarelse av problemstillingen og tilhørende forskningsspørsmål. Dette omfatter teoretiske rammeverk for potensielle kostnadsdrivere, og analyse av bransje- og makroomgivelser. Kapittel 3 omfatter det metodiske grunnlaget. Her vil vi foreta en evaluering av datamaterialet, og diskutere studiens forskningsdesign og metode for datainnsamling. Vi vil også gjøre rede for de ulike analyseverktøyene som vil brukes i utredningens analysedel. I kapittel 4 presenteres olje- og gassbransjen på norsk sokkel, før vi gir en kort presentasjon av selskapene i utvalget. Basert på de teoretiske rammeverkene som presentert i kapittel 2, vil vi deretter gjennomføre en strategisk analyse av bransjens eksterne makroomgivelser og verdikapringspotensiale.

I kapittel 5 vil selskapenes lønnsomhet bli beregnet og diskutert med utgangspunkt i ulike lønnsomhetsmål. Vi vil her identifisere eventuelle lønnsomhetsvariasjoner. Videre vil vi i kapittel 6 presentere og diskutere relevante lønnsomhetsfaktorer som kan forklare lønnsomhetsvariasjonene på tvers av utvalget. Med utgangspunkt i funnene fra kapittel 5, og lønnsomhetsfaktorene i kapittel 6, vil vi i kapittel 7 undersøke hvorvidt det foreligger signifikante sammenhenger mellom lønnsomhetsfaktorene og aktørenes lønnsomhet. Avslutningsvis følger det i kapittel 8 en oppsummering av utredningens funn og forslag til videre forskning. Med utgangspunkt i resultatene vil vi konkludere og svare på utredningens problemstilling.



## 2 Teoretisk rammeverk

I dette kapittelet vil vi presentere de teoretiske rammeverkene som danner utgangspunktet for lønnsomhetsanalysen. Grunnlaget for lønnsomhetsanalysen vil vi presentere ut i fra tre forskjellige nivåer. Innledningsvis vil vi ta for oss bransjens makroomgivelser, der vi tar utgangspunkt i PESTEL-rammeverket for å kartlegge de mest sentrale makrofaktorene. Videre vil vi se nærmere på sentrale faktorer knyttet til konkurranseomgivelsene. Her vil vi trekke frem Porters femfaktormodell som beskrevet i Johnson mfl. (2017). Avslutningsvis vil vi se på de teoretiske rammeverkene som dekker analysen av de selskapsspesifikke forholdene. Her vil vi ta utgangspunkt i Porter og Rileys teorier om sentrale kostnadsdrivere. Figur 1 illustrerer de ulike nivåene som danner grunnlaget for lønnsomhetsanalysen.



**Figur 1:** Ulike nivået som danner grunnlaget for lønnsomhetsanalysen

### 2.1 Teoretisk rammeverk for analyse av makroomgivelsene

Makroomgivelsene omfatter eksterne faktorer som kan ha mindre eller større påvirkningskraft på enkeltbedrifter eller hele bransjer (Johnson mfl., 2017, s. 33). Ettersom makroforholdene er ukontrollerbare for selskapene, legger dette til rette for store potensielle konkurransefortrinn for aktører som klarer å tilpasse seg omgivelsene på best mulig måte. For å kunne dra nytte av den potensielle merverdien, er det derfor helt sentralt å foreta en analyse av de eksterne

forholdene. Analysen legger også et godt grunnlag for optimale strategiske beslutninger for bedriftens fremtidige vekst.

### *PESTEL-rammeverket*

Et mye brukt analyseverktøy for kartlegging av makroomgivelsene, og hvilken innvirkning disse har på bransjen, er PESTEL-rammeverket. Rammeverket analyserer makroomgivelsene gjennom seks ulike perspektiv, herunder *politiske, økonomiske, sosiokulturelle, teknologiske, miljømessige og juridiske forhold* (Johnson mfl., 2017, s. 34). Ut i fra disse faktorene, gir analysen et bilde av økonomiske og ikke-økonomiske trusler og muligheter som bransjen kan møte i fremtiden. Ettersom forholdene endres over tid, er det avgjørende at selskapene jevnlig foretar nye analyser for å ikke tape eventuelle konkurransefortrinn eller posisjon i markedet. Hvordan selskapene velger å vektlegge de ulike faktorene i analysen, avhenger av blant annet bransje og lokasjon. Dette gjør rammeverket fleksibelt og anvendelig på tvers av fagfelt og geografiske områder. Vi vil i den videre analysen ta for oss PESTEL-rammeverket som presentert i Johnson mfl. (2017), og se nærmere på de seks ulike faktorene teorien omfatter.

### **Politiske faktorer**

Statens rolle i markedet er et av hovedmomentene når vi ser på hvordan de politiske forholdene påvirker en bransje (Johnson mfl., 2017, s. 35). Skattepolitikk, velferdspolitik og markedsreguleringer, er helt avgjørende for hvordan et selskap skal utforme sin virksomhetsstrategi. Dersom en industri pålegges omfattende restriksjoner og reguleringer, kan dette forhindre vekst og øke de administrative kostnadene til selskapene. Dersom bransjen derimot er preget av manglende reguleringer, kan dette øke sjansen for uetisk handel og feilfordeling av markedsmakt. Hvordan landet styrer sin skattepolitikk er også utslagsgivende for aktørenes valg av inntektskilder, kostnadsstruktur og hvilket internasjonalt kontor de største inntektene bør gå til for å maksimere profitt. Ser vi på styringsform og den politiske situasjonen i landet, er dette vesentlig for blant annet sannsynligheten for å bli rammet av korrupsjon. En bransje med store latente verdier, kan derfor være lite attraktiv på grunn av høy risiko for utbetaling av korrupsjonskostnader dersom området er preget av sterk politisk uro. I tillegg til statens involvering, er også press fra politiske grupper, media og sosiale media med på å påvirke makroomgivelsene.

---

## **Økonomiske faktorer**

De makroøkonomiske faktorene har en sentral påvirkning på de bransjespesifikke forholdene. Dette gjør dem vesentlige for å forstå hvorfor enkelte bransjer er mer profitable enn andre, men mindre relevante når det kommer til hvorfor enkeltbedrifter innad i bransjen oppnår ulik lønnsomhet (Johnson mfl., 2017, s. 38). Makroøkonomiske forhold omfatter pengepolitikk, valutakurser, konjunktursykluser, økonomiske trender, generell økonomisk utvikling og verdiskaping i form av BNP eller arbeidsledighet. Johnson mfl. (2017, s. 39) trekker frem økonomiske sykluser som en nøkkelfaktor ved analyse av makroøkonomiske forhold. Bransjer som bærer preg av høye faste kostnader og/eller salg av skjønnsmessige goder fremfor nødvendighetsgoder, er spesielt påvirket av slike sykliske effekter. Videre vil også makroøkonomiske faktorer ha større betydning for bransjer med høy grad av internasjonal handel, ettersom flere faktorer som utenlandske rentenivå og valutakurser vil inntreffe.

## **Sosiokulturelle faktorer**

Sosiokulturelle faktorer som demografi, kultur og markedstrender, kan ha en vesentlig innvirkning på tilbud og etterspørsel innad i en bransje. Kulturelle endringer er med på å skape nye trender som kan føre til endring i atferd- og konsummønster, som videre kan påvirke hvilke industrier som er mest lønnsomme (Johnson mfl., 2017, s. 39). Videre kan faktorer som før var uvesentlige for lønnsomheten, nå være en selvfølgelighet for kunder og andre interessenter. Dette gjør at endringer i de sosiale forholdene fører til økt innovasjon og økt fokus på nye og effektive løsninger. Markedstrender som økt fokus på livsstil, eller selskapers holdninger til etikk og miljø, gjør at bedrifter til enhver tid må tilpasse seg omgivelsene for å ikke miste markedsmakt og etterspørsel etter sine produkter. Andre faktorer som utdanningsnivå og holdninger til arbeid, kan også være sentrale for å forstå lønnsomhetsvariasjoner på tvers av land og bransjer.

## **Teknologiske faktorer**

Teknologi er i dag en av de største driverne til innovasjon og utvikling. Teknologiske faktorer som nanoteknologi, kunstig intelligens og blockchain-teknologi, åpner opp for nye muligheter, samtidig som det truer aktører med konservativ tankegang (Johnson mfl., 2017, s. 43). Innhenting av kapital gjennom kanaler som eksempelvis crowdfunding, har også gjort det lettere for nye aktører å etablere seg i markedet. En ser også at den teknologiske fremveksten

fører til omveltninger i arbeidslivet og i utdanningsinstitusjonene, der yrker og utdanningsveier innenfor IT, teknologi og innovasjon er blitt mer sentrale.

### **Miljømessige faktorer**

De miljømessige faktorene har en sterk kobling til de øvrige faktorene i PESTEL-rammeverket. Miljømessige forhold omfatter avfallshåndtering, sirkulær økonomi, miljøpolitikk og bærekraftig utvikling (Johnson mfl., 2017, s. 44). Det økonomiske aspektet handler om hvordan bedrifter bruker nye teknologiske løsninger til å forme nye forretningsmodeller. Dette kan eksempelvis omhandle bruk av avfall eller brukte varer som innsatsfaktorer i produksjon av nye produkter. En slik endring kan bli oppfordret av staten gjennom en sterk klimapolitikk, ved reguleringer som straffer miljøverstingene og ved å belønne aktører som satser på bærekraftige løsninger. Etiske aspekter som ansvar og legitimitet, er også avgjørende for å ikke miste markedsmakt.

### **Juridiske faktorer**

Arbeidsreguleringer, beskatning, forbrukerrettigheter og konkurranseregulering, er alle momenter innenfor det juridiske aspektet. Fellesnevneren er at de omfatter lover og regler som aktører må forholde seg til (Johnson mfl., 2017, s. 45). Dette kan på nasjonalt nivå omfatte skattelovgivning og subsidier, eller på internasjonalt nivå regler for distribusjon av varer og tjenester over landegrenser. For noen aktører vil slike faktorer være et hinder for økt vekst og lønnsomhet. For andre medfører det mindre konkurranse og et mer stabilt marked.

### **Begrensninger ved PESTEL-rammeverket**

Selv om PESTEL-analysen er nyttig for selskapene i form av å gi et godt bilde på endringer i bransjens eksterne makroomgivelser, har rammeverket flere begrensninger. En fullstendig gjennomførelse av PESTEL-analysen krever at man ser på utallige elementer under hver av de seks faktorene. Dette gjør rammeverket svært ressurs- og tidskrevende, og det kan diskuteres hvorvidt analysens utbytte veier opp for kostnader forbundet med gjennomførelse av analysen. Rammeverkets kompleksitet kan også medføre at selskaper mister fokus på hvilke faktorer som er vesentlige for deres drift. Dersom de avgjørende faktorene blir kamuflert av andre mindre viktige forhold, kan dette resultere i ugunstige og lite lønnsomme strategiutforminger.

En annen ulempe med rammeverket, er at det kun analyserer omgivelsenes påvirkning på kort sikt. De eksterne forholdene er ofte dynamiske og endres over tid, som gjør at dagens situasjonsbilde kan være signifikant forskjellig fra fremtiden. Analyseverktøyet kan derfor ikke brukes som en modell for å predikere omgivelsenes påvirkning i fremtiden. Dette er svært uheldig, ettersom rammeverket ofte brukes som et utgangspunkt i utformingen av fremtidige forretningsstrategier. Rammeverket gir heller ingen indikasjoner på hvordan endringer i faktorene påvirker selskapene, som eksempelvis deres posisjon i markedet, trusler fra andre aktører eller maktforholdet mellom kunder og leverandører. Rammeverket beskriver med andre ord ikke hvordan selskapene kan dra nytte av endringer i makroomgivelsene, og det kan diskuteres hvor mye merverdi analysen i realiteten gir.

## 2.2 Teoretisk rammeverk for analyse av industrien

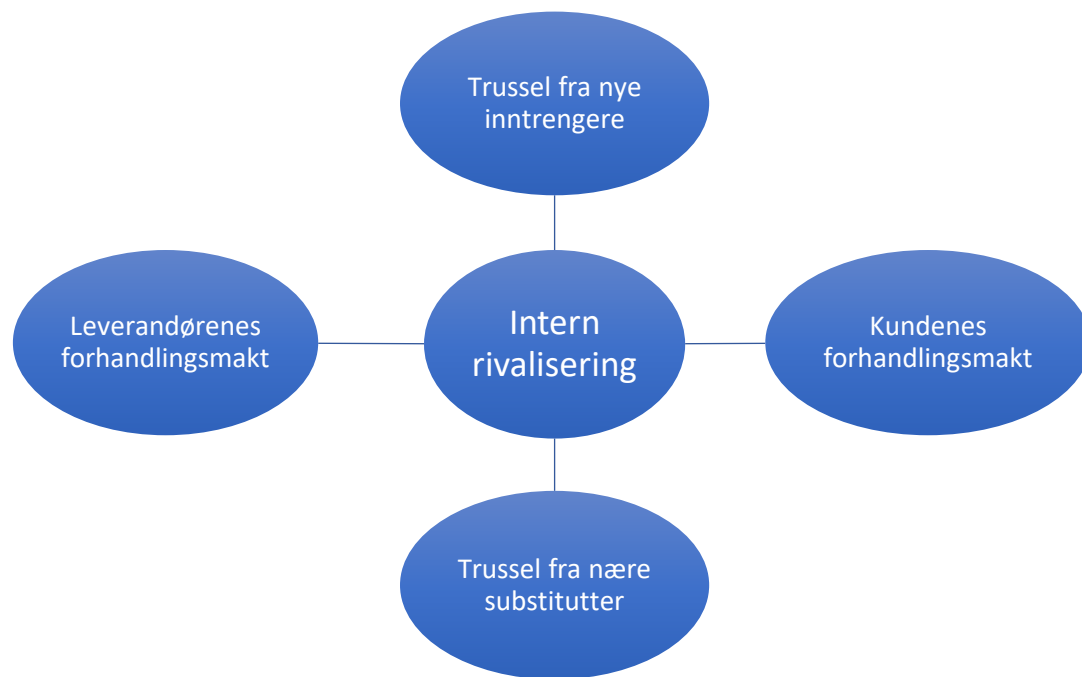
I dette delkapittelet vil vi presentere det teoretiske rammeverket som danner grunnlaget for analyse av bransjens konkurranseomgivelser. Lien og Jakobsen (2011) skiller analyse av konkurranseomgivelsene inn i verdikapring- og verdiskapingspotensialet, som inngår av henholdsvis Porters femfaktormodell og lønnsomhetstreet. I vår utredning vurderer vi lønnsomhetstreet til å være dårlig egnet, ettersom bransjen er preget av standardiserte produkter i et marked med perfekt konkurranse. Av den grunn har vi kun valgt å ta hensyn til Porters femfaktormodell i delkapittel 2.2.

### *Porters femfaktormodell*

Det finnes flere strategiske rammeverk for å analysere attraktiviteten og lønnsomhetspotensialet til en industri. Porters femfaktormodell, utviklet av Michael Porter, er det mest kjente rammeverket. Modellen tar utgangspunkt i fem ulike konkurransekrefter som sammen sier noe om industriens attraktivitet og lønnsomhet, basert på styrkenivået til konkurransekreftene (Johnson mfl., 2017, s. 64). Rammeverket er til hjelp for selskaper som ønsker å beskytte seg mot konkurranse. For selskaper som ønsker å gå inn i et nytt marked, kan rammeverket være til hjelp for å identifisere attraktive industrier med lav grad av konkurranse.

Dersom samlet styrkenivå hos de fem konkurransekreftene er høyt, gir det en indikasjon på at attraktiviteten til en industri er lav. Høy konkurranse i en industri gir lavere lønnsomhet, og

industrien vil dermed være mindre attraktiv for selskaper som vurderer å etablere seg i bransjen. Vurderes de fem kreftene til å være lav, vil modellen signalisere at både attraktiviteten og lønnsomheten til industrien er høy. Figur 2 viser hvordan konkurransekreftene i Porters femfaktormodell henger sammen. Videre illustrerer figuren hvordan intern rivalisering blir påvirket av de fire øvrige konkurransekreftene. Samtidig er det viktig å påpeke at styrkenivået til samtlige konkurransekrefter varierer på tvers av bransjer.



**Figur 2:** Porters femfaktormodell (Johnson mfl., 2017, s. 64)

I følge Lien & Jakobsen (2011) kommer det frem at Porters femfaktormodell har to akser. Den vertikale aksene, det vil si *trussel fra nye inntrengere* og *trussel fra nære substitutter*, kjennetegnes som *rivaliseringsaksen*. Denne aksene reflekterer industriens konkurranseintensitet. Den horisontale aksene, *kundenes og leverandørenes forhandlingsmakt*, omtales som *fordelingsaksen*. Her ser vi på hvordan verdiskapingen fordeles mellom leverandører, kunder og aktører i industrien. Videre har både den horisontale- og vertikale aksene innvirkning på den interne rivaliseringen i industrien.

### Trussel fra nye inntrengere

Når et selskap går inn i et nytt marked ønsker de å stjele markedsandeler, som medfører at lønnsomheten til eksisterende aktører vil være utsatt. Hvorvidt trussel av nye inntrengere er reell, avhenger av industriens inngangsbarrierer. Porter trekker frem inngangsbarrierer som en sentral faktor for å redusere trusselen av nye inntrengere (Johnson mfl., 2017, 66). Store

inngangsbarrierer gjør det vanskelig for nye inntrengere å stjele markedsandeler fra etablerte aktører. Inngangsbarrierer er faktorer som nye selskaper må overvinne for å kunne konkurrere mot etablerte selskaper (Johnson mfl., 2017, s. 66). Johnson mfl. (2017, s. 66) fremhever seks inngangsbarrierer som potensielt sett kan redusere trusselen av nye inntrengere.

*Stordriftsfordeler* er den første inngangsbarrieren, og innebærer at kostnad per enhet faller med økt produksjonsvolum. Stordriftsfordeler kan redusere trusselen for nye inntrengere ettersom nye selskaper i oppstartsfasen normalt opplever relativt store kostnader per produsert enhet. Nyetablerte aktører må av den grunn gjennomføre store investeringer for å oppnå samme enhetskostnad. Effekten av stordriftsfordeler er spesielt sterk i kapitalintensive industrier. *Erfaring* er en annen faktor som kan redusere trusselen av nye inntrengere. Et selskap med lang historikk vil muligens ha store kostnadsfordeler gjennom bransjeerfaring og utvikling av effektiv produksjon, sammenlignet med nye aktører. For nyetablerte selskaper kan det ta lang tid å oppnå like effektiv produksjon som de etablerte selskapene.

*Tilgang til salgs- og distribusjonskanaler* er en annen viktig inngangsbarriere. Tilgang til slike kanaler kan være begrenset dersom store aktører i industrien eier store deler av verdikjeden. Dette omtales som vertikal integrasjon. Manglende tilgang til slike kanaler kan medføre økte kostnader, og dermed redusere industriens attraktivitet. Et annet viktig moment er forventet *hevn* fra etablerte aktører. Dette kan for eksempel være forventninger om priskrig, der etablerte selskaper vil være villige til å sette ned prisen til et nivå som er vanskelig å opprettholde for et nyetablert selskap. Videre blir *offentlige reguleringer* omtalt som en velkjent inngangsbarriere for flere industrier. Patenter, konsesjoner og regulering av markedet, kan være eksempler på slike etableringshindringer. Den siste inngangsbarrieren er *kostnad- eller kvalitetsfordeler* som ikke er tilgjengelig for nyetablerte selskaper. Her kan vi trekke frem faktorer som geografisk plassering, egenutviklet teknologi eller merkevare.

### **Trussel fra nære substitutter**

Et substitutt kjennetegnes som en vare eller tjeneste, som dekker det samme behovet hos kunden, men har en annen natur (Johnson mfl., 2017, s. 66). Trussel fra nære substitutter kan påvirke lønnsomheten til bransjen. Rammeverket til Porter tar i utgangspunktet ikke hensyn til etterspørselssiden. Til tross for dette, har Porter valgt å ta hensyn til trussel fra nære substitutter som direkte påvirker kundenes etterspørsel etter varer og tjenester. Trussel fra nære substitutter vil være en potensiell trussel med hensyn til verdikapring av bransjens kunder,

som direkte påvirker industriens lønnsomhet. Prisen på en vare eller tjeneste kan videre påvirke substituttets prissetting, og vice versa. For eksempel kan billettprisen på et hurtigtog fra strekningen London til Paris, være sterkt påvirket av prisen av å fly samme strekning. Det vil si at en økning i pris på flybilletter videre kan påvirke prisen på hurtigtogbilletter.

Det er spesielt to faktorer som påvirker trussel fra nære substitutter (Johnson mfl., 2017, s. 68). Den første faktoren ser på forholdet mellom *pris og kvalitet*, som har en innflytelse på kundens totalvurdering av produktet. Det vil si at substitutter kan være et alternativ for kunden på bakgrunn av produktets kvalitet, selv om prisen er relativt høy. Den andre faktoren som påvirker trusselnivået, er *byttekostnaden* som faller på kunden. Dersom kundens byttekostnad er lav, vil trusselen fra nære substitutter øke.

### **Kundenes forhandlingsmakt**

Det er viktig å påpeke at kunden ikke nødvendigvis er sluttbruker av et produkt, men kjennetegnes som den umiddelbare kjøperen av produktet (Johnson mfl., 2017, s. 68). Verdikapringen i bransjen kan være høy dersom kunden har stor forhandlingsmakt overfor selskaper i bransjen. Det er flere forhold som tilsier høy forhandlingsmakt hos kunder. *Få store kjøpere* vil si at kunden utgjør en relativt stor andel av selskapets totale produksjonsvolum. Dersom kunden velger en annen leverandør, vil dette direkte påvirke lønnsomheten til selskapet. I slike tilfeller vil kunden anses å ha høy forhandlingsmakt. *Byttekostnader* er en annen faktor som har stor innvirkning på kundens forhandlingsmakt. Kundenes forhandlingsmakt er høy, dersom byttekostnaden ved å skifte leverandør er lav. I tillegg kan kunden selv ha kunnskap og ressurser til å *utvikle produktet* til en lavere kostnad. Gitt at kvaliteten på produktet er den samme, vil kunden ha høy forhandlingsmakt dersom kunden selv er i stand til å utvikle produktet, og utviklingskostnaden er lavere enn innkjøpsprisen.

### **Leverandørenes forhandlingsmakt**

En leverandør kjennetegnes som en aktør som tilbyr varer og tjenester selskapet trenger for å være i stand til å produsere egne produkter (Johnson mfl., 2017, s. 69). Det er flere sentrale faktorer som spiller inn på leverandørens forhandlingsmakt. *Få store leverandører* kan medføre høy forhandlingsmakt hos leverandørene. Dette kan komme av at selskapet er avhengig av én stor leverandør. En prisøkning på innsatsvarer tilbudt fra leverandør, vil påvirke selskapets lønnsomhet i negativ retning. En annen faktor som kan resultere i høy



forhandlingsmakt, er *byttekostnader*. Det vil si kostnaden som oppstår når selskapet bytter leverandør. Leverandørmakten anses å være høy dersom også byttekostnaden er høy. En annen faktor som kan gi høy forhandlingsmakt er hvorvidt leverandøren selv har kunnskap og ressurser til å produsere varen eller tjenesten. Dersom det er tilfellet, vil leverandøren oppnå høy forhandlingsmakt overfor kunden. *Differensierte produkter* vil også kunne påvirke leverandørens forhandlingsmakt. Forhandlingsmakten er spesielt høy dersom leverandørens varer eller tjenester er differensierte.

### **Intern rivalisering**

Intern rivalisering måler konkurranseintensiteten mellom eksisterende aktører som operer i samme industri, med tilsvarende produkter og samme målgruppe (Johnson mfl., 2017, s. 65). Intern rivalisering blir også påvirket av de fire øvrige konkurransekraftene. Rivalisering internt i industrien, kan være forsterkende dersom markedet er fragmentert. Det vil si dersom det eksisterer mange konkurrenter uten at det foreligger dominerende aktører med store markedsandeler. Et fragmentert marked vil resultere i økt konkurranseintensitet, som gjør at bransjen blir eksponert mot priskutt og fall i driftsmarginer. Hvorvidt graden av intern rivalisering er høy eller lav, avhenger også av bransjens produksjonsvekst. Dersom markedet er preget av høy vekst, vil selskapene vokse i takt med markedet. I motsatt tilfelle, der veksten er lav eller fallende, må aktørene stjele markedsandeler fra hverandre. Av den grunn vil konkurranseintensiteten til bransjen øke ved lav eller fallende produksjonsvekst.

Det vil være forenlig å anta at selskaper med dårlig lønnsomhet etter hvert vil trekke seg ut av markedet. Derimot kan store utgangsbarrierer medføre at det blir mer lønnsomt å bli værende i bransjen, selv med lav lønnsomhet. Ved store utgangsbarrierer vil også konkurranseintensiteten forsterkes ytterligere. Avslutningsvis kan også en bransje preget av høye faste kostnader og lavdifferensierte produkter, være en trussel for økt konkurranse innad i bransjen.

### **Begrensninger ved Porters femfaktormodell**

Til tross for at Porters femfaktormodell ofte blir foretrukket ved analyse av attraktiviteten og lønnsomheten til en industri, finnes det også flere begrensninger knyttet til modellen. Et av problemene med modellen, i følge Lien & Jakobsen (2011), er at den fokuserer helt og holdent på verdikapring – og ikke på verdiskaping. Dermed neglisjerer den verdiskapingspotensialet knyttet til økt læring og samarbeid mellom markedsaktørene.

Modellen til Porter er også kritisert for å være for statisk (Beattie, 2018). En statisk modell kan være problematisk når en analyserer industrier som beveger seg i takt med makroøkonomiske endringer. I praksis endres konkurranseforholdene over tid. Dette har spesielt vært tilfelle de siste tiårene, der globalisering og teknologisk utviklingen har endret konkurransestrukturen i flere industrier. Lien & Jakobsen (2011) nevner også en annen svakhet med modellen. De omtaler modellen som en gruppe av partielle teorier, fremfor en enhetlig teori. Her kommer det frem at Porter har valgt å samle ulike teorier inn i et overordnet rammeverk, uten at det nødvendigvis er en årsak-virkning sammenheng mellom teoriene.

## 2.3 Teoretisk rammeverk for analyse av kostnadsdrivere

I de foregående delkapitlene har vi utledet strategiske rammeverk som dekker analyse av makroomgivelser og bransjespesifikke forhold. I dette delkapittelet ønsker vi å presentere teoretiske rammeverk som vil være til hjelp for å identifisere kostnadsdrivere på selskapsnivå. Kostnadsdrivere kan gi en bakenforliggende forklaring til lønnsomhetsvariasjoner på tvers av selskapene i utvalget. Vi mener av den grunn at Porter og Rileys teoretiske rammeverk om kostnadsdrivere er godt egnet for vår studie.

### *Porters kostnadsdrivere*

I følge Porter (1985) foreligger det flere sentrale kostnadsdrivere som bestemmer kostnadsposisjonen til et selskap. Slike drivere er en samlebetegnelse for strukturelle faktorer som identifiserer sammenhengen mellom kostnad- og aktivitetsnivået i en verdikjede. Det er også sannsynlig at flere kostnadsdrivere forklarer kostnadsposisjonen til én og samme aktivitet. Derimot kan kostnadsdrivernes relative posisjon variere mellom aktører, selv om aktørene opererer i samme bransje. Videre kan driverne forklare hvorfor det foreligger variasjoner mellom konkurrenters kostnadsstruktur.

Det er flere grunner til at Porter fremhever viktigheten av å identifisere kostnadsdrivere. Ettersom kostnadsdriverne har en sammenheng med selskapets strategiske valg, vil det være avgjørende å ha en underliggende forståelse av selskapets relative kostnadsposisjon. Sterk kjennskap til driverne, vil videre gi selskapsledere gode forutsetninger for å gjøre riktige strategiske beslutninger. Vi vil i det videre presentere de ti ulike kostnadsdriverne Porter mener er sentrale for å forstå kostnadsadferden i et selskap.

---

*Skala* reflekterer hvordan kostnadsposisjonen til en aktivitet i verdikjeden blir påvirket av produksjonsvolumet. Størrelsen i produksjonsvolum kan ha både positiv og negativ effekt på kostnadsnivået. I følge Porter vil storskalafordeler gi en økt effektivitet i verdikjeden, som følge av høyt produksjonsvolum. Høyt produksjonsvolum kan bidra til at verdikjedens aktiviteter blir mer effektive gjennom lavere produksjonskostnader per enhet. Samtidig er det viktig å ha et klart skille mellom storskalafordeler og kapasitetsutnyttelse. En økning i kapasitetsutnyttelse vil ikke ha samme kostnadseffekt som storskalafordeler. Dersom et selskap øker kapasitetsutnyttelsen, vil faste kostnader bli fordelt på eksisterende produksjonsenheter. I tillegg vil personalkostnader øke som følge av økt kapasitetsutvidelse. Stordriftsfordeler indikerer at det vil være lønnsomt å produsere på et høyt volum, dersom aktiviteten ligger nær full kapasitetsutnyttelse. Videre kan storskala også påvirke selskapets kostnader negativt. Storskalaulemper vil si at høyt produksjonsvolum gir større kostnader enn gevinst. Slike ulemper kan komme som følge av økte kompleksitets- og koordineringskostnader.

*Integrasjon* handler om hvorvidt et selskap skal integrere en aktivitet vertikalt i verdikjeden eller outsource aktiviteten til en ekstern aktør. Vertikal integrasjon kan påvirke kostnadsposisjonen av ulike årsaker. For eksempel kan det være billigere å produsere en innsatsfaktor selv, fremfor å kjøpe den av en ekstern leverandør. Dette kan gi store kostnadsbesparelser knyttet til anskaffelse og transportering av varen. Slike besparelser kan ha en betydelig innvirkning på selskapets kostnadsposisjon dersom leverandøren har høy forhandlingsmakt. Motsatt kan vertikal integrasjon også påvirke kostnadsposisjonen i negativ retning. Det kan blant annet gi selskapet mindre fleksibilitet og større utgangsbARRIERER. En annen ulempe er hvis leverandøren har konkurransefortrinn som gjør det billigere for selskapet å kjøpe eksternt.

*Læring* over tid kan også ha en effekt på selskapets kostnadsposisjon. Porter fremhever to måter læring kan redusere kostnader på. For det første kan økt læring redusere produksjonskostnader ved at arbeidstakerne over tid utfører arbeidsoppgavene mer effektivt. For det andre kan et selskap effektivisere utførelsen av en aktivitet i verdikjeden, som følge av økt læring. I følge Porter ligger det større læringspotensial i forbedring av aktiviteter i verdikjeden, enn arbeidstakers utførelse av arbeidsoppgaver. Samtidig er det viktig å fremheve at læring kommer av små, og ikke som følge av store, forbedringer over tid. Læring kan også skape ringvirkninger mellom flere konkurrenter i samme industri. Det vil si at konkurrenter lærer fra hverandre. En slik læringseffekt kan komme fra ytre omgivelser, som leverandører,

konkurrenter, tidligere ansatte, kunder eller konsulenter. Slike ringvirkninger gir ikke selskaper kostnadsfortrinn relativt til hverandre, men påvirker kostnadsstrukturen til hele bransjen.

*Kapasitetsutnyttelse* sier noe om selskapets utnyttelse av tilgjengelig kapasitet og ressurser i sin daglige produksjon. Hvorvidt det eksisterer store kostnadsbesparelser ved full kapasitetsutnyttelse, avhenger av forholdet mellom variable og faste kostnader. Det vil si hvis en aktivitet inneholder store faste kostnader, vil enhetskostnadene øke jo lavere kapasitetsutnyttelse selskapet har. I tillegg er det flere forhold som kan påvirke selskapets variasjon i kapasitetsutnyttelse. Slike variasjoner kan komme av sesongmessige forhold, sykluser og endringer i tilbud og etterspørsel, uavhengig av selskapets konkurranseposisjon. Av den grunn er det, i følge Porter, viktig å se på utvikling i kapasitetsutnyttelsen over tid, og ikke kun for en gitt periode.

*Bindeledd* viser hvordan sammenhengen mellom to eller flere aktiviteter i verdikjeden samlet sett kan redusere selskapets total kostnader. Av den grunn mener Porter at det er viktig å se på samhandlingen mellom flere aktiviteter i verdikjeden, og ikke kun hver for seg. Porter ser hovedsakelig på to typer bindeledd som kan redusere kostnadene. *Internt bindeledd* omfatter hvordan koordinering av interne aktiviteter i verdikjeden potensielt sett kan redusere total kostnader. For eksempel kan økt fokus på aktiviteter knyttet til vedlikehold av fly føre til økning i vedlikeholdskostnader, som videre kan resultere i lavere reparasjonskostnader. Samlet sett kan slike endringer i verdikjedens aktiviteter redusere selskapets total kostnader. *Vertikalt bindeledd* fokuserer mer på koordineringen av aktiviteter knyttet til leverandører og distributører. I følge Porter er bindeledd en type kostnadsdriver som er vanskelig å kopiere for konkurrenter. Av den grunn kan optimalisering av samhandling mellom flere aktiviteter i verdikjeden gi selskapet konkurransefortrinn.

*Strategiske valg* er en annen sentral kostnadsdriver. I følge Porter vil selskapets strategiske valg påvirke kostnadsposisjonen til en bestemt aktivitet i verdikjeden. Her er avveining mellom kostnad og differensiering av produktet viktige faktorer. Hvorvidt selskapet ønsker å differensiere produktet, vil videre påvirke kostnadsnivået til aktiviteten. Strategiske valg er spesielt viktig for selskaper som ønsker å tiltrekke kunder som følge av økt differensiering. Et eksempel er flyselskap som differensierer produktene sine med hensyn til hva som inkluderes i flybilletten. Økt differensiering av produktet vil også medføre økte kostnader. For å vurdere

---

om differensiering vil ha en positiv effekt, er det videre viktig å se sammenhengen mellom kostnad og potensiell gevinst.

*Lokalisering* er en kostnadsdriver som ser på både geografisk plassering til én bestemt aktivitet, og lokalisering mellom flere aktiviteter innenfor samme verdikjede. Arbeidskraft og selskapsskatt er typiske kostnadsposter som varierer mellom regioner og land. Av den grunn kan plassering av produksjonsanlegg i et geografisk område med relativt lave lønns- og skattekostnader, gi store kostnadsbesparelser. Lokalisering kan også være en viktig kostnadsdriver med hensyn til et selskaps beliggenhet til leverandører og distributører. Dersom produksjonsanlegget ligger i nærheten av leverandør og distributør, kan dette redusere selskapets transportkostnader.

*Timing* er en kostnadsdriver som beskriver hvorvidt tidspunktet et selskap velger å gå inn i et marked, påvirker selskapets kostnadsposisjon. I følge Porter kan tidlig inngang i et marked gi store kostnadsbesparelser, i form av oppbygging og vedlikehold av merkevarer. Dette betyr ikke nødvendigvis at tidlig inngang i et marked har større kostnadsfordeler sammenlignet med sen inngang. En sen inntreden i markedet kan gi kostnadsfordeler gjennom tilgang til oppdatert utstyr, samtidig som selskapet unngår store utviklingskostnader tidlig i livssyklusen. Det er også normalt at nyetablerte selskaper har yngre medarbeidere sammenlignet med etablerte aktører, som i følge Porter kan gi økte kostnadsbesparelser. Kostnadsbesparelser kan komme av at yngre medarbeidere ofte er mer motiverte, produktive og åpne for nye løsninger.

*Samarbeid* på tvers av forretningsenheter i organisasjonen kan også ha en positiv påvirkning på kostnadsposisjonen. Dette kan komme av bedre kapasitetsutnyttelse eller lavere enhetskostnader, som følge av storskala- og læringsfordeler. Samhandling mellom forretningsenheter kan samtidig gi økte kostnader. Av den grunn er det viktig å måle økningen i kostnader opp mot kostnadsbesparelser, for å vurdere om samhandling mellom forretningsenheter er lønnsomt.

*Institusjonelle faktorer* kan også påvirke selskapets kostnadsposisjon. Eksempler på institusjonelle faktorer er tariff, avgift, skatt og reguleringer fra myndigheter. Selv om slike kostnader ligger utenfor selskapets kontrollområde, vil det likevel være mulig å påvirke myndighetenes beslutninger gjennom lobbyvirksomhet. Videre kan institusjonelle faktorer både gi positive og negative innvirkninger på selskapets kostnadsposisjon.

### *Rileys kostnadsdriverne*

Med utgangspunkt i de ti kostnadsdriverne til Porter (1985), valgte Riley (1987) å videreutvikle rammeverket. Riley har delt kostnadsdriverne inn i to hovedgrupper, henholdsvis *strukturelle* og *operasjonelle* drivere. Strukturelle kostnadsdriverne er hentet fra industrielløkonomisk litteratur (Shank, 1989), og handler om at selskapets kostnadsposisjon har sin forklaring i selskapets strategiske struktur. Driverne er basert på selskapets underliggende økonomiske aktivitet, som videre påvirker kostnadsstrukturen. Motsatt handler de operasjonelle kostnadsdriverne om hvorvidt selskapet har evnen til å utføre aktivitetene på en effektiv måte. Av den grunn mener Riley at høyt engasjement hos de ansatte, eller høy kapasitetsutnyttelse, vil ha en positiv effekt på selskapets kostnadsstruktur. «Jo mer, jo bedre» er ikke nødvendigvis tilfellet med hensyn til de strukturelle kostnadsdriverne, slik det er for de operasjonelle. For eksempel kan de strukturelle driverne skala og læring ha negativ innvirkning på selskapets kostnadsstruktur, i form av økte koordinerings- og kompleksitetskostnader.

#### **Strukturelle kostnadsdriverne**

Riley trekker frem fem strukturelle kostnadsdriverne i sitt rammeverk. Ettersom noen av driverne allerede er nevnt under Porters ti kostnadsdriverne, vil vi ikke gi en detaljert presentasjon av disse. I tillegg har Riley inkludert kompleksitet og teknologi som sentrale drivere.

*Skala* omfatter investeringsnivået i forskning og utvikling, produksjon, og markedsføring, som i følge Riley er en helt sentral strukturell kostnadsdriver.

*Omfang* omfatter i hvilken grad selskapet er vertikalt integrert. Høy grad av vertikal integrering vil si at selskapet eier store deler av verdikjeden. Riley fremhever også at horisontal integrering er sterkt knyttet opp til skala.

Kostnadsposisjonen blir også påvirket av hvilken grad av *erfaring* selskapet besitter. Denne kostnadsdriveren ble også fremhevet av Porter. Høy grad av erfaring kjennetegnes ved at selskapet har utført en aktivitet flere ganger over tid.

I motsetning til Porter, har Riley inkludert *teknologi* som en sentral kostnadsdriver. Med hensyn til selskapets verdikjede, er teknologiprosesser en avgjørende faktor som videre påvirker selskapets kostnadsposisjon.

*Kompleksitet* omfatter omfanget av selskapets varer og tjenester. Antall ulike varer og tjenester selskapet har i sin produktportefølje, vil ha en innvirkning på kostnadsstrukturen.

### **Operasjonelle kostnadsdrivere**

Hovedforskjellen mellom Porter og Riley, er at sistnevnte også tar hensyn til operasjonelle kostnadsdrivere. I motsetning til strukturelle kostnadsdrivere, vil økt mengde av operasjonelle kostnadsdrivere alltid ha en positiv effekt på selskapets kostnadsposisjon. Riley fremhever seks sentrale operasjonelle kostnadsdrivere.

*De ansattes engasjement* er en sentral kostnadsdriver som vil påvirke selskapets kostnadsposisjon positivt dersom engasjementet vokser. I følge Riley vil en økning i engasjement videre resultere i kontinuerlig forbedringer i arbeidsprosessen til de ansatte.

*Kvalitetsledelse* ser på avviket mellom forventet og faktisk kvalitet ved ferdigstilling av et produkt. I en produksjonsprosess vil kvalitetsledelse fremheve viktigheten av gode ledere, som sørger for at de ansatte vektlegger kvalitet i hvert enkelt ledd i arbeidsprosessen. Videre vil det være viktig med kontinuerlig forbedring av prosessen. En slik kvalitetsforbedring vil, i følge Riley, ha en positiv innvirkning på selskapets kostnadsposisjon.

I likhet med Porter, har Riley inkludert *kapasitetsutnyttelse* som en viktig kostnadsdriver. Kapasitetsutnyttelse ser på forholdet mellom utnyttelsesgrad og produksjonsvolum. Som nevnt, er vektingen mellom variable og faste kostnader avgjørende med hensyn til kapasitetsutnyttelse. Dersom en aktivitet har store faste kostnader, vil det være lønnsomt med full kapasitetsutnyttelse og høyt produksjonsvolum. Det vil videre gi lavere produksjonskostnader per enhet.

Effektiviteten rundt produksjonsprosesser vil også avhenge av *produksjonslokalenes utforming*. Dersom produksjonslokalet er tilpasset selskapets operasjonelle drift, vil dette medføre en mer kostnadseffektiv produksjon.

*Produktdesign* omhandler hvorvidt produktet er utformet eller designet på en effektiv måte. Eksempelvis kan produkter med komplekst design medføre høye produksjonskostnader, mens

produkter med lite lukrativt design kan føre til tap i form av lavere salgstall. For å vurdere effektiviteten til produktdesignet, er det dermed viktig å se på forholdet mellom inntekt ved salg og kostnader ved utforming av produktet.

*Samarbeid* fremhever hvordan samhandling med eksterne aktører i selskapets vertikale verdikjede kan påvirke selskapets kostnadsposisjon. Her ser Riley primært på selskapets forhold til leverandører og kunder. Gode samarbeidsforhold til leverandører og kunder, kan videre ha en positiv effekt på kostnadsstrukturen.

### *Oppsummering og begrensninger ved kostnadsteorier*

I dette delkapittelet har vi sett på de viktigste driverne som kan forklare kostnadsposisjonen til et selskap. Vi har sett at kostnadsdriverne kan gi en underliggende forklaring på hvorfor det eksisterer kostnadsavvik mellom konkurrenter i samme bransje. Den største hovedforskjellen mellom teoriene til Porter (1985) og Riley (1987), er at sistnevnte også tar hensyn til operasjonelle kostnadsdriverne. I tillegg til Porters strukturelle kostnadsdriverne, tar Riley også hensyn til de strukturelle kostnadsdriverne teknologi og kompleksitet. Tabell 1 viser en oversikt over kostnadsdriverne til Porter og Riley.

Sammenligning av teori for kostnadsdriverne		
Porter		Riley
Skala	<i>Strukturelle:</i>	Skala
Intergrasjon		Omfang
Læring		Erfaring
Kapasitetsutnyttelse		Teknologi
Bindeledd		Kompleksitet
Strategiske valg	<i>Operasjonelle:</i>	Ansattes engasjement
Lokalisering		Kvalitetsledelse
Timing		Kapasitetsutnyttelse
Samarbeid		Produksjonslokalenes utforming
Institusjonelle faktorer		Produktdesign
		Samarbeid

**Tabell 1:** Sammenligning av Porter (1985) og Rileys (1987) kostnadsdriverne

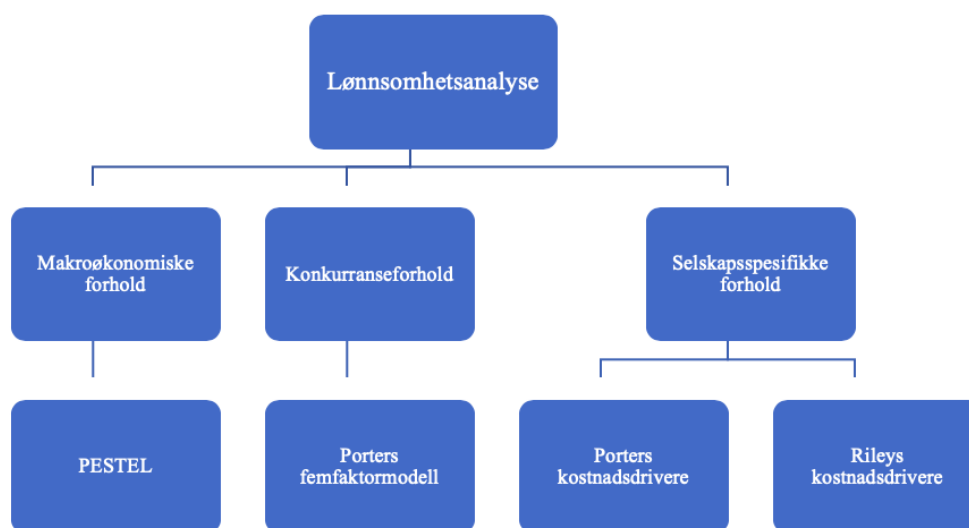
Videre har de teoretiske rammeverkene til Porter og Riley blitt kritisert for at det ikke foreligger enighet om en felles teori rundt kostnadsdriverne. Rammeverkene til Porter og Riley kritiseres videre for at de kun tar hensyn til kostnadsaspektet, og inkluderer ikke faktorer knyttet til inntekt og profitt. I følge Banker og Johnston (2007) har det i senere tid blitt



videreutviklet teorier som inkluderer både inntekt- og verdidrivere, som eksempelvis teorien om aktivitetsbasert kalkulasjon (ABC). I vår utredning har vi valgt å se bort i fra slike teorier, ettersom vi anser Porter og Rileys teoretiske rammeverk som mest formålstjenlig for vår analyse.

## 2.4 Oppsummering av teoretiske rammeverk

De teoretiske rammeverkene danner grunnlaget når vi senere skal analysere lønnsomheten til olje- og gassbransjen på norsk sokkel. Innledningsvis presenterte vi PESTEL-rammeverket som et verktøy for analyse av de eksterne makroomgivelsene. Deretter introduserte vi Porters femfaktormodell for analyse av bransjens konkurranseomgivelser. Gjennom de fem konkurransekraftene kan vi analysere historisk og potensiell lønnsomhet i bransjen, som videre indikerer hvorvidt bransjens attraktivitet er høy eller lav. Avslutningsvis presenterte vi Porter og Rileys kostnadsdrivere. Rammeverkene ser på ulike kostnadsdrivere som kan forklare variasjoner i lønnsomhet på tvers av selskaper i samme bransje. Figur 3 viser en oversikt over teoriene som er presentert i kapittel 2. Figuren viser hvordan de ulike rammeverkene legger grunnlaget for lønnsomhetsanalysen.



**Figur 3:** Oversikt over teoretiske rammeverk som danner grunnlaget for lønnsomhetsanalysen

### 3 Metode

I dette kapittelet vil vi presentere den metodiske fremgangsmåten vi har brukt for å besvare problemstillingen og tilhørende forskningsspørsmål. I følge Grønmo (2016, s. 51) omfatter metode prosedyrer og teknikker for problemformulering, utforming av undersøkelsesopplegg, valg av informasjonstyper og gjennomføring av datanalyse. Valg av metode er sentralt for resultatenes presisjon og gyldighet, og påvirker hvordan de innsamlede dataene blir analysert og tolket.

Innledningsvis vil vi starte med en kort presentasjon av utredningens studieobjekt og argumentasjon for valg av tidsperiode. Deretter tar vi for oss utredningens forskningsdesign i delkapittel 3.2, hvor vi gjør rede for forskningsformål og -tilnærming. I delkapittel 3.3 tar vi for oss valg av metode for datainnhenting. Vi vil her se nærmere på fordeler og ulemper ved primær- og sekundærdata, og diskutere valg av kvantitativ og kvalitativ data. Deretter vil vi i delkapittel 3.4 evaluere datamaterialets reliabilitet og validitet, før vi i delkapittel 3.5 presenterer de ulike kvantitative analyseverktøyene vi vil bruke i utredningens analysedel.

#### 3.1 Studieobjekt

Antall lete- og produksjonsselskaper på norsk sokkel, bestod ved årsskiftet 2018/2019 av 39 ulike aktører, hvorav 25 opererte som operatører og resterende 14 som partnere på lisenser (Norsk Petroleum, 2019a). For å studere lønnsomheten i den norske olje- og gassnæringen, har vi som nevnt i kapittel 1 tatt utgangspunkt i de 11 største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel, målt etter antall operatørlisenser ved utgangen av 2018. Studien ekskluderer med andre ord lete- og produksjonsselskaper som kun er partnere i lisenser, samt operatører som ikke har sin kjernevirksomhet på norsk sokkel. Ettersom utvalget består av selskaper som befinner seg i ulike faser av livssyklusen, vil det følgelig foreligge variasjoner i selskapenes kostnadsposter og størrelse målt i omsetning og totalkapital. I analysen vil disse variasjonene kontrolleres for, og videre ikke påvirke sammenligningsgrunnlaget. For å oppnå et sammenlignbart utvalg, har selskapene måttet tilfredsstille følgende kriterier:

- Eierskap av minimum 13 operatørlisenser per 31. desember 2018
- Kjernevirksomhet lokalisert på norsk kontinentalsokkel
- Må kunne vise til reviderte årsregnskap i perioden 2007 til 2017

For å minimere variasjonen i størrelse på tvers av selskapene i utvalget, valgte vi å ekskludere aktører med færre enn 13 operatørlisenser. Å inkludere selskaper med et lavere antall operatørlisenser, ville ført til en skjevfordeling mellom antall etablerte og nyetablerte markedsaktører. Utvalget vi står igjen med, består av seks godt etablerte og fem nyetablerte aktører. På den måten har vi et balansert utvalg, hvor vi kan analysere både ulikheter mellom de to gruppene og hele utvalget under ett.

### *Tidsperiode*

For å kunne si noe om bransjens trender og utvikling over tid, er det viktig at studiens tidshorisont ikke er for kort. Med en kort tidshorisont vil eksogene sjokk ha større innvirkning på studiens resultater, som videre gjør resultatene mindre representative for andre tidsperioder. Over tid minimeres den kortsiktige påvirkningen ved at sjokkene normaliseres, samtidig som påliteligheten til studiens resultater forsterkes av flere observasjoner. Motsatt vil valg av for lang tidshorisont også være problematisk. Ved lang tidshorisont vil for få selskaper tilfredsstille tidskriteriet. Dette vil føre til få observasjoner og lite mangfold i utvalget. Ved å inkludere observasjoner fra langt tilbake i tid, øker man også risikoen for å inkludere observasjoner som, på grunn av teknologisk utvikling, ikke vil være representative.

På bakgrunn av dette, har vi valgt å ta for oss perioden 2007 til 2017. Tidshorisonten på 11 år bidrar til å begrense effekten av betydelige svingninger i oljeprisen. Dette gjelder blant annet den positive effekten av oljepristoppene i 2008, og den negative effekten av oljeprissjokket i perioden 2014-2016. Én av årsakene til at vi har valgt å ekskludere observasjoner fra 2006 og bakover, er statens innføring av leterefusjonsordningen i 2005 (Norsk Petroleum, 2019j). Muligheten for å kunne refundere 78% av letekostnadene har redusert inngangsbarrierene for nye aktører betraktelig. Innføringen var en medvirkende årsak til at tre av utvalgets selskaper etablerte seg kun året etter innføringen av ordningen. En svakhet ved valg av denne tidsperioden, er hyppigheten av fusjoner og oppkjøp innad i bransjen. Dette reduserer antallet aktuelle aktører for studien og dens pålitelighet i form av færre observasjoner.

Fordi vi skal undersøke observasjoner på tvers av både tid og bransje, har vi valgt å bruke paneldata. Ved bruk av paneldata, kan vi analysere flere variabler over flere tidsperioder (Wooldridge, 2016, s. 403). Dette står i kontrast til tverrsnittsdata som ser på flere variabler på ett gitt tidspunkt, og tidsseriedata som ser på én variabel over flere tidsperioder. Bruk av

paneldata gir et bedre grunnlag for analysen, ettersom vi kan ta høyde for både selskaps- og tidsspesifikke effekter.

## 3.2 Forskningsdesign

Forskningsdesign er en overordnet plan for hvordan problemstillingen og tilhørende forskningsspørsmål skal besvares. Dette innebærer en redegjørelse av hvilket formål studien skal ha, hvilken form for forskningstilnærming man ønsker å benytte, hvilke teorier og modeller som skal tas i bruk, og valg av metode for innhenting av data. I de følgende delkapitlene vil vi bruke disse spørsmålene til å presentere vårt valg av forskningsdesign.

### *Forskningsformål*

Studiens forskningsformål innebærer hvilken hensikt man har med studien. Her skiller man mellom tre hovedtyper, hvor studiens hensikt enten er å *beskrive*, *forklare* eller å *forstå* forholdene som studeres (Grønmo, 2016, s. 375). Studien trenger ikke nødvendigvis å omfatte kun én av kategoriene, men det er viktig å spesifisere hvilke kategorier den faller under. Dette er for å kunne legge opp til et optimalt undersøkelsesopplegg, der ulike kategorier fordrer ulike forskningsmetoder. *Beskrivende* studier dreier seg om å belyse og avdekke egenskaper ved de prosesser eller fenomener som studeres. Motsatt tar *forklarende* studier også sikte på å avklare årsaker til hvorfor forholdene som belyses er som de er, og hvilke virkninger dette har. Med andre ord bruker man et forklarende undersøkelsesopplegg dersom man har som mål å finne kausale årsakssammenhenger mellom ulike samfunnsforhold. *Forstående* studier, også kalt *utforskende* studier, har til hensikt å gjøre rede for hvilken betydning studiens resultater har for samfunnet (Grønmo, 2016, s. 391).

Studien har til hensikt å avdekke eventuelle lønnsomhetsvariasjoner mellom oljeoperatørene på norsk sokkel, og finne forklaringer på disse ut i fra potensielle lønnsomhetsfaktorer. I sin helhet kan studien dermed sies å ha et forklarende design, ettersom årsaks- og virkningssammenhenger er sentralt for studiens resultater. Tar vi for oss de ulike forskningsspørsmålene, har disse ulike forskningsformål og dermed også ulikt design.

Både forskningsspørsmål 1 og 2 faller under kategorien beskrivende forskningsspørsmål. Gjennom analyse av selskapenes makro- og bransjeomgivelser, har forskningsspørsmål 1 til

hensikt å beskrive bransjens konkurransearena i lys av ulike teoretiske rammeverk. Med utgangspunkt i regnskapstall fra perioden 2007 til 2017, har forskningsspørsmål 2 som formål å beskrive lønnsomhetsnivået i bransjen. Her ønsker vi også å identifisere eventuelle lønnsomhetsvariasjoner på tvers av selskapene. Videre kategoriseres forskningsspørsmål 3 som utforskende, der vi har til hensikt å gjøre rede for potensielle lønnsomhetsfaktorer. Ved besvarelse av forskningsspørsmål 4, vil vi forsøke å forklare lønnsomhetsvariasjoner på tvers av utvalget, med utgangspunkt i lønnsomhetsfaktorene vi fant under forskningsspørsmål 3. Forskningsspørsmål 4 må derfor sies å ha et forklarende forskningsformål. Med utgangspunkt i de fire forskningsspørsmålene, ser vi at studien ikke har et entydig forskningsformål. Grunnlaget for hovedanalysen er av beskrivende art, mens hovedanalysen i seg selv har til hensikt å være utforskende og forklarende.

### *Forskningstilnærming*

Et sentralt valg ved utforming av forskningsdesign, er hvorvidt man skal ta utgangspunkt i teori eller empiri. Basert på forholdet mellom teori og empiri, skiller man hovedsakelig mellom to ulike tilnærminger, henholdsvis *deduktiv* og *induktiv* (Grønmo, 2016, s. 51). Studier som bygger på teoritestning og problemformuleringer, betraktes som deduktive. Slike studier innebærer analyse av empiriske undersøkelser med utgangspunkt i teorier, der hensikten ofte er å teste hvorvidt teori stemmer med empiri. Dette er spesielt aktuelt for bransjer hvor teknologi og utvikling har stor påvirkningskraft, og der teorier raskt kan utdateres. Motsatt tar induktive forskningsopplegg utgangspunkt i empiriske funn, der målet er å utvikle nye teorier basert på studiens resultater. Til forskjell fra et deduktivt design, der koblingen mellom teori og empiri er problemformulering, kobles dem her ved fortolkning av de empiriske resultatene.

Selv om de fleste studier tar utgangspunkt i én av de overnevnte forskningstilnærmingene, er det ikke uvanlig at det benyttes en kombinasjon av begge metodene. Dette er også tilfellet for denne studien, der hovedtilnærmingen vil være deduktiv med innslag av induktive forskningsmetoder. For å svare på problemstillingen vil vi ta utgangspunkt i ulike teorier om makroomgivelsenes påvirkningskrefter, bransjens kostnadsdrivere og måling av lønnsomhet. Ettersom vi tar for oss en relativt lang tidshorisont, er det rimelig å anta at teknologi og nyvinninger har bidratt til effekter som ikke faller under det teoretiske rammeverket. Vi vil derfor også benytte empirisk data for å undersøke om det foreligger andre bransje- eller

selskapsspesifikke faktorer som kan påvirke lønnsomheten. En induktiv tilnærming til utvalgte forskningsspørsmål vil derfor være sentralt.

### 3.3 Datainnhenting

Hvilke metoder som benyttes for innsamling av datamaterialet, og hvilke datatyper som anvendes, er avgjørende for studiens resultater og dens troverdighet. Ved innhenting av data skilles det mellom to ulike metoder, henholdsvis *kvantitativ* og *kvalitativ* innhenting (Grønmo, 2016, s. 22). Hvorvidt metoden er kvantitativ eller kvalitativ, baseres på datamaterialets klassifisering som numeriske eller ikke-numeriske. Klassifisering av data som *primær* eller *sekundær*, handler om hvorvidt forskeren har innhentet dataene gjennom egen forskning eller eksisterende kilder.

#### *Primær- og sekundærdata*

Data som forskeren selv har innhentet gjennom intervjuer, feltundersøkelser eller forskningsobjekt, defineres som primærdata. Bruk av primærdata er fordelaktig ved induktive forskningstilnærminger, der man ofte ønsker å utforske nye forhold. Ved bruk av primærdata har forskeren også mulighet til å tilpasse forskningsmetoden til forskningsspørsmålene. Dette øker sannsynligheten for at man faktisk måler det man har til hensikt å måle. Ulempen med primærdata er ressursbruken. Metoden er ofte svært tidkrevende for forskeren selv, men også for forskerens studieobjekt dersom det eksempelvis dreier seg om omfattende intervjuer.

I studier der hensikten er å undersøke sammenhenger mellom et stort antall aktører, er det mer hensiktsmessig å bruke sekundærdata. Dette er data som stammer fra annenhåndskilder, som vil si observasjoner foretatt av andre enn forskeren selv. Ressursbruken er dermed betydelig lavere ved innhenting av sekundærdata kontra primærdata, som gjør metoden optimal for kvantitative studier. Problemet med sekundærdata, er at de ofte er innhentet til annet bruk enn det som er tiltenkt i studien. I tillegg har forskeren selv ikke mulighet til å kontrollere for potensielle målefeil. Dette kan redusere studiens reliabilitet og validitet, som vi kommer tilbake til i neste delkapittel.

Ettersom studien avhenger av en betydelig mengde observasjoner på tvers av både selskaper og årstall, har vi valgt å legge vekt på sekundærdata. Informasjon er hovedsakelig hentet fra

årsrapporter, Olje- og energidepartementets nettsider, Brønnøysundregisteret og selskapenes egne nettsider. I tillegg har vi fått tilsendt data fra analyse- og rådgivingselskapet Rystad Energy. Bruken av sekundærdata gjør datasettet noe mangelfullt i form av manglende observasjoner fra enkelte årsregnskap. Disse manglene utgjør kun en liten del av datasettet, og vil derfor ikke ha en signifikant innvirkning på resultatene. Vi kunne med fordel foretatt intervjuer med representanter fra de ulike selskapene for å få en dypere forståelse av bransjen og resultatene. Grunnet prioritering av ressursbruk og tilgjengelighet av annen informasjon har ikke dette blitt prioritert.

### *Kvalitativ og kvantitativ metode*

Hvorvidt studiens datagrunnlag skal bestå av kvalitativ eller kvantitativ data, avhenger av problemstillingen og de underordnede forskningsspørsmålene. Utredningen vår bygger på statistiske analyser og lønnsomhetstall, og det er derfor naturlig at majoriteten av datagrunnlaget består av kvantitativ data. Dette er nødvendig ettersom vi har til hensikt å finne sammenhenger mellom oljeoperatørenes lønnsomhet og lønnsomhetsfaktorer. Disse dataene består hovedsakelig av tall fra selskapenes årsrapporter, i tillegg til bransjetall fra Oljedirektoratet, Norsk Petroleum og Rystad Energy. Her inngår regnskapstall og andre nøkkeltall som antall lisenser, antall årsverk, produksjonsvolum og letekostnader. Til forskjell fra andre studier som har basert sine analyser på data fra Proff Forvaltning, har vi valgt å hente ut alle regnskapstall manuelt fra selskapenes egne reviderte årsrapporter. Dette fordi vi erfarte Proff sine regnskapstall som inkonsistente med selskapenes egne årsrapporter.

For å få en dypere forståelse av resultatene fra de statistiske analysene, har vi også supplert med kvalitativ data. Dette gjelder hovedsakelig skriftlig informasjon fra selskapenes årsrapporter, deres egne nettsider og artikler fra Olje- og energidepartementet og andre aktører innenfor olje og gass. Dataene er sentrale for studiens del om lønnsomhetsdrivere og konkurranseanalyse, men også som utfyllende informasjon i den kvantitative analysedelen.

## 3.4 Evaluering av datamaterialet

For å minimere sannsynligheten for å oppnå misvisende og ikke-generaliserbare resultater, foretar vi en evaluering av prosedyrene for datainnsamling. Evalueringen av datamaterialets kvalitet gjøres i lys av dets grad av reliabilitet og validitet.

## *Reliabilitet*

Reliabilitet omhandler datamaterialets pålitelighet, som innebærer graden av stabilitet i innhenting og måling av data (Grønmo, 2016, s. 240). Høy grad av pålitelighet karakteriseres ved at man får de samme dataene ved gjentatte innsamlinger på ulike tidspunkt. Måleinstrumentene og prosedyrene kan da betegnes som konsistente og nøyaktige, og innhentingsmetodene anses som reliable (Svartdal, 2018).

I denne utredningen har majoriteten av datamaterialet bestått av revisorgodkjente årsregnskap innhentet fra Brønnøysundregisteret. Datamaterialet er med andre ord hentet inn fra sekundære kilder, som gjør at reliabiliteten i høy grad avhenger av deres innhentingsprosedyrer og målemetoder. Ettersom samtlige årsregnskap i analysen er godkjent av eksterne revisorer, må påliteligheten anses som høy. Revisor er et uavhengig kontrollorgan som har ansvar for at selskaper gir en korrekt gjengivelse av deres finansielle situasjon, og har ikke nevneverdige insentiver for å forkludre datamaterialet. Man må likevel ta med i betraktningen at menneskelige feil kan inntreffe, og at enkelte tall derfor kan være misvisende. Denne målestøyen anses som lav. Årsregnskapenes tilgjengelighet taler også for høy pålitelighet, ettersom andre interessenter har god innsynsmulighet i tallene. Videre er deler av datamaterialet innhentet fra eksterne markedsaktører, som Rystad Energy. Deler av disse dataene er kryssjekket med data fra Olje- og energidepartementets sider, og anses derfor som reliable.

Ved beregning av nøkkeltall, er store deler data blitt behandlet manuelt. Her inngår blant annet manuell plotting av årsregnskap, omgruppering av årsregnskap og utregninger av lønnsomhetsmål. Selv om også disse dataene er kryssjekket flere ganger, må dette anses som den største potensielle målestøyen.

## *Validitet*

Validitet omhandler hvorvidt datamaterialet er relevant for å svare på utredningens problemstilling (Grønmo, 2016, s. 241). Høy validitet foreligger dersom datamaterialet måler det studien har som intensjon å måle. Validiteten av datamaterialet avhenger i høy grad av valg av type dataenheter og informasjonsformer. Grønmo (2016, s. 253) trekker særlig frem to former for validitet som er sentrale for kvantitative studier, henholdsvis *intern* og *ekstern* validitet. Intern validitet uttrykker hvorvidt analysemetoden er egnet for å trekke gyldige



---

konklusjoner om kausalitet mellom variabler. Ekstern validitet reflekterer resultatenes evne til å generaliseres til populasjonen utover studiens utvalg.

Som nevnt består studiens datamateriale hovedsakelig av tall fra reviderte årsregnskap og tilhørende årsrapporter. Selv om regnskapene er godkjente etter norske og internasjonale regnskapsprinsipper og -regler, kan de være misvisende når det kommer til måling av lønnsomhet. Dette kan eksempelvis omhandle endringer i regnskapsposter som er til skattegunst for selskapet, men som ikke reflekterer den virkelige finansielle posisjonen til selskapet. Slike tilfeller kan forkludre lønnsomhetsberegningene og potensielt svekke den *interne* validiteten til datamaterialet.

Virkemidler vi har tatt i bruk for å styrke den *eksterne* validiteten, er blant annet bruken av års- og selskapsdummies i regresjonsmodellene for å utelukke påvirkning av års- og selskapsspesifikke forhold. På den måten oppnår vi et resultat som i større grad kan overføres til andre olje- og gassoperatører på norsk sokkel, og til andre tidsperioder enn den vi har tatt for oss. Vi har også valgt å ekskludere ekstreme utliggere for å normalisere datasettet. Dette svekker den interne validiteten ettersom resultatene ikke representerer hele datasettet, men styrker den eksterne validiteten ved at resultatene blir mer normalisert og dermed også mer generalisert.

### 3.5 Kvantitativ analyse

Som nevnt i delkapittel 3.3, tar utredningens analysedel hovedsakelig utgangspunkt i kvantitative data, mens kvalitativ data brukes som et supplement for en utfyllende drøfting. I dette delkapittelet vil vi gjøre rede for de ulike analyseverktøyene vi har brukt i den kvantitative analysen. Analysen består i all hovedsak av ulike regresjonsanalyser som har til hensikt å avdekke sammenhenger mellom lønnsomhet og potensielle lønnsomhetsdrivere. I forbindelse med utarbeidelse og vurdering av de ulike lønnsomhetsfaktorene, er det også blitt gjennomført en common size-analyse og ulike korrelasjonsanalyser.

#### *Common size-analyse*

Common size-analyse gir oss en indikasjon på hvilke regnskapsposter som er sentrale for selskapenes driftsresultat. Ettersom studiens utvalg inneholder selskaper av ulik størrelse, vil

ikke kostnadspostene være sammenlignbare i absolutte tall. Derimot ser common size-analysen på forholdet mellom selskapets kostnadsposter målt i andel av driftsinntekt, og dermed ekskluderer selskapets absolutte størrelse. Videre kan vi bruke common size-analysen til å studere hvorvidt kostnadsstrukturen mellom selskaper avviker fra hverandre. Dette vil danne grunnlaget for lønnsomhetsanalysen i kapittel 5.

### *Korrelasjonsanalyse*

Common size-analysen gir oss et bilde på hvilke nøkkeltall som er sentrale for selskapene. Videre er det interessant å undersøke hvilke av disse nøkkeltallene som korrelerer med selskapenes lønnsomhet og lønnsomhetsfaktorer, og hvor sterk den potensielle korrelasjonen er. For å avdekke eventuelle samvariasjoner, vil vi ved hjelp av statistikkprogrammet Stata utføre ulike korrelasjonsanalyser.

En korrelasjonsanalyse utføres ved at man beregner en korrelasjonskoeffisient mellom to variabler, basert på deres tilhørende variasjon og kovarians. Formel for beregning av korrelasjonskoeffisienten er vist ved formel 1. Koeffisienten beregnes til et tall mellom -1 og +1, og reflekterer styrken og retningen på samvariasjonen mellom de to variablene (Grønmo, 2016, s. 323). Ettersom vi i denne utredningen skal se på lineære sammenhenger, vil vi bruke korrelasjonskoeffisienten *Pearsons r*.

$$\text{Corr}(X, Y) = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{Var}(X) \text{Var}(Y)}}$$

**Formel 1:** *Pearsons korrelasjonskoeffisient (Wooldridge, 2016, s. 660)*

Jo nærmere -1 eller +1 koeffisienten er, desto sterkere er samvariasjonen mellom variablene. En koeffisient på +1 tilsier perfekt positiv korrelasjon, som vil si at en endring i den ene variabelen gir tilsvarende endring i den andre variabelen. Motsatt tilsier en koeffisient på -1 perfekt negativ samvariasjon. En endring i den ene variabelen gir da tilsvarende endring i den andre, men med motsatt fortegn. Videre vil en korrelasjonskoeffisient på null tilsi totalt fravær av samvariasjon mellom variablene. Det er viktig å poengtere at koeffisienten kun er et statistisk mål på hvordan variablene avhenger av hverandre. Den sier ingenting om variablenes påvirkningskraft på hverandre. Med andre ord er det ikke mulig å avdekke eventuelle kausaliteter mellom variablene ved bruk av korrelasjonsanalyse alene.

## Regresjonsanalyse

En sentral del av analysen består av å undersøke hvilke variabler som påvirker selskapenes lønnsomhet. Som nevnt vil man kunne fastslå om to eller flere variabler samvarierer ved bruk av korrelasjonsanalyse, men analysen vil ikke kunne si noe mer om sammenhengen mellom dem. Ved bruk av regresjonsanalyse, kan man gjøre rede for hvilke sammenhenger som foreligger mellom lønnsomhetsmålene og de potensielle forklaringsvariablene. Metoden ser på i hvilken grad én eller flere uavhengige variabler kan forklare endringer i modellens avhengige variabel. Analysens output gir oss betakoeffisienter som viser hvor stor sammenhengen er mellom forklaringsvariablene og den avhengige variabelen, og hvorvidt sammenhengen er positiv eller negativ.

### Multippel regresjonsanalyse

For å oppnå høyest mulig forklaringskraft, er det ofte nødvendig å ta i bruk flere forklaringsvariabler i modellen. Dette kalles en multippel regresjonsanalyse, som står i kontrast til enkel regresjonsanalyse der modellen kun består av én uavhengig variabel. Dersom vi skriver den avhengige variabelen som  $y_i$ , og de uavhengige variablene som  $x_1, x_2 \dots x_k$ , kan vi formulere sammenhengen som følgende:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \dots + \beta_k x_k + \varepsilon$$

**Formel 2:** *Multippel regresjonsligning (Wooldridge, 2016, s. 63)*

Forklaringskraften til de ulike forklaringsvariablene er gitt ved deres tilhørende betakoeffisient,  $\beta_k$ . Betaverdien kan tolkes som hvor mye den avhengige variabelen  $y_i$  økes eller reduseres for hver enhet av forklaringsvariabelen  $x_k$ . Dette kan være i absolutte eller relative verdier, avhengig av om variablene er normale, kvadrerte eller ln-transformerte. Endringene i  $y_i$  som ikke kan forklares av de inkluderte forklaringsvariablene, fanges opp av feilleddet,  $\varepsilon$ . Jo større forklaringskraft modellen har, desto mindre vil feilleddet utgjøre.

### Ordinary Least Squares (OLS)

For å beregne den lineære regresjonslinjen og variablenes forklaringskraft, har vi tatt utgangspunkt i *Ordinary Least Squares* (OLS), også kalt minste kvadraters metode (MKM). Ved bruk av OLS, estimerer man en lineær linje basert på de observerte verdiene i datasettet. Regresjonslinjen går gjennom observasjonene, basert på estimering av skjæringspunktet

mellom regresjonslinja og Y-aksen ( $\beta_0$ ), og betakoeffisientene ( $\beta_k$ ). Regresjonslinjen estimeres med den forutsetning om å minimere avstanden mellom linjen og de faktiske observasjonene (Wooldridge, 2016, s. 64). På denne måten minimeres summen av de kvadrerte feilleddene, altså avviket mellom faktisk og estimert verdi. Matematisk kan vi skrive dette som:

$$\min \sum (Y - \hat{Y})^2 = \min \sum \varepsilon^2$$

**Formel 3:** Minimering av kvadrerte feilledd (Wooldridge, 2016, s. 27)

### Gaus-Markows forutsetninger for OLS

For at resultatene fra regresjonsmodellen skal være statistisk gyldige, er det flere forutsetninger som må være oppfylt. Dersom forutsetningene ikke er tilfredsstillt, vil usikkerheten rundt modellens presisjon og gyldighet øke. Det må understrekes at dersom forutsetningene ikke oppfylles, vil analysens resultater fortsatt gi oss en indikasjon på sammenhenger mellom variablene. Dersom forutsetningene holder, vil vi ha en konsistent og forventningsrett modell (Wooldridge, 2016, s. 77).

#### *Linearitet i parameterne*

Forutsetningen om en lineær regresjonsmodell innebærer at modellen er lineær i sine parametre  $\beta_0, \beta_1 \dots \beta_k$ . Det vil si at den avhengige variabelen må være en lineær funksjon av modellens uavhengige variabler (Wooldridge, 2016, s. 74). Dersom linearitet er fraværende, vil verdiendringer i forklaringsvariablene medføre feilestimering av den avhengige variabelen. Dette vil gi misvisende resultater. Testing av linearitet gjøres grafisk ved å se på forklaringsvariabelens *augmented component-plus-residual plot*, forkortet *acprplot* (UCLA, u.å.). Til forskjell fra et tradisjonelt *scatterplot*, tar et *acprplot* også hensyn til residualene, og gir dermed et mer presist testresultat. Dersom man finner at det foreligger en ikke-lineær sammenheng mellom variablene, kan dette løses ved enten kvadrering eller ln-transformering av variablene (Wooldridge, 2016, s. 74).

#### *Multikollinearitet*

En sentral forutsetning for en forventningsrett modell, er at uavhengige variabler ikke er konstante eller perfekt korrelerte med hverandre (Wooldridge, 2016, s. 75). Det er viktig å understreke at modellen tillater en viss korrelasjon mellom variablene, så lenge korrelasjonen

verken er perfekt positiv eller negativ. Høy korrelasjon mellom to eller flere variabler betegnes som multikollinearitet, som videre gir en forventningsskjev modell. Ved multikollinearitet skapes det målestøy, i form av at den avhengige variabelens varians til dels forklares av flere forklaringsvariabler. Dersom dette er tilfellet, vil man ikke kunne isolere forklaringskraften til de korrelerte variablene, og modellens samlede forklaringskraft vil øke (Wooldridge, 2016, s. 85). Konsekvensen av å inkludere slike variabler i modellen, er at vi kan ende opp med å forkaste hypoteser som i utgangspunktet burde beholdes. Årsaken til dette, er at man oppnår en estimert t-verdi som er lavere enn den korrekte. Dette er ekvivalent med problemet rundt inkludering av irrelevante variabler, som også fører til en overvurdering av den avhengige variabelen (Wooldridge, 2016, s. 77).

For å teste hvorvidt det foreligger multikollinearitet mellom forklaringsvariablene, kan man gjennomføre en *variance inflation factor test*, også kalt VIF-test (Wooldridge, 2016, s. 86). Beregning av variabelens VIF-verdi er illustrert i formel 4.

$$VIF_j = \frac{1}{1 - R_j^2}$$

**Formel 4:** VIF-verdi (Wooldridge, 2016, s. 86)

Fra formelen viser  $VIF_j$  variabelens VIF-verdi, mens  $R_j^2$  reflekterer forklaringskraften til variabel  $j$ . Grensen for hvilken VIF-verdi som antyder multikollinearitet som problematisk, er i utgangspunktet vilkårlig og ikke eksakt. Likevel bruker man ofte en VIF-verdi på 10 som et skille. Dersom en variabels VIF-verdi er høyere enn 10, kan man konkludere med at variabelen i for høy grad korrelerer med én eller flere av de øvrige uavhengige variablene. Løsningen på multikollinearitetsproblemet er enten å ekskludere variabelen fra modellen, eller å transformere variabelen som ved problemet med ikke-linearitet.

#### *Feilleddets forventningsverdi*

Forventningen til restleddet  $\varepsilon$ , gitt enhver variabel  $x_i$ , skal være lik null (Wooldridge, 2016, s. 76). Dette er den viktigste forutsetningen for en konsistent og forventningsrett regresjonsmodell. Feilledd med forventning lik null, tilfredsstiller også forutsetningen om at kovariansen mellom feilleddet og enhver forklaringsvariabel skal være lik null. Sammenhengen er vist ved formel 5.

$$E(\varepsilon|X) = 0 \rightarrow E(\varepsilon_i) = 0, \quad \text{Cov}(\varepsilon, x_i) = 0$$

**Formel 5:** Feilleddets forventningsverdi (Wooldridge, 2016, s. 76)

#### *Homoskedastisitet*

Homoskedastisitet innebærer at variansen til restleddet,  $\varepsilon$ , skal være konstant uavhengig av verdiene til forklaringsvariablene (Wooldridge, 2016, s. 82). Sammenhengen er vist ved formel 6.

$$\text{Var}(u_i|X) = \sigma^2$$

**Formel 6:** Homoskedastisitet (Wooldridge, 2016, s. 82)

Dersom variansen derimot er avhengig av én eller flere variabler, og dermed endres i takt med antall observasjoner, foreligger det *heteroskedastisitet*. Hvis de øvrige OLS-forutsetningene holder, vil modellen fortsatt være forventningsrett uavhengig av om det foreligger heteroskedastisitet. Problemet med heteroskedastisitet, er at statistiske tester som t- og F-tester ikke lenger er statistisk gyldige (Wooldridge, 2016, s. 244).

Statistisk kan en teste for heteroskedastisitet ved bruk av to tester, henholdsvis *Whites test* og *Breush-Pagan test*. Fordelen ved Whites test, er at den gir et mer presist resultat enn Breush-Pagan testen i tilfeller hvor det foreligger ikke-linearitet i parameterne. Til forskjell fra Breush-Pagan testen, sier Whites test også noe om eventuell skjevhet i datasettet. Problemet med Whites test, er at den tester det kvadrerte feilleddet opp mot tre ulike variabler per uavhengige variabel. Det kvadrerte feilleddet testes opp mot forklaringsvariabelen i seg selv, forklaringsvariabelen kvadrert og kryssproduktet mellom alle forklaringsvariablene i modellen (Wooldridge, 2016, s. 253). Dette gir en markant økning i antall parametere og antall frihetsgrader, som videre svekker testen relativt til Breush-Pagan testen. På bakgrunn av dette, vil vi utføre både Whites test og Breush-pagan test ved undersøkelse av heteroskedastisitet i våre analyser.

Dersom modellene inneholder elementer av heteroskedastisitet, kan dette korrigeres ved å bruke robuste standardfeil, også kalt *White-korreksjon* (Wooldridge, 2016, s. 246). Ved bruk av robuste standardfeil, blir t- og F-tester igjen statistisk gyldige og problemet med hypotesetesting forsvinner.

### *Autokorrelasjon*

Ved bruk av panel- og tidsseriedata undersøker man hvorvidt det finnes sammenhenger mellom variabler over tid. I slike modeller kan det oppstå autokorrelasjon, som vil si at feilleddene til én og samme variabel i to eller flere tidsperioder, er korrelerte (Wooldridge, 2016, s. 320). Hvorav  $t$  og  $s$  indikerer to ulike tidsperioder, kan man skrive dette som ved formel 7.

$$\text{Corr}(u_s, u_t | X) = 0, \quad t \neq s$$

**Formel 7:** Autokorrelasjon (Wooldridge, 2016, s. 320)

I realiteten er autokorrelasjon et hyppig problem, ettersom observasjoner ofte kan følge en viss trend over tid. Videre kan autokorrelasjon være enten positiv eller negativ. Ved positiv autokorrelasjon, vil avviket ha samme fortegn i påfølgende periode, til forskjell fra negativ autokorrelasjon der fortegnet endres. Dersom det forekommer signifikante elementer av autokorrelasjon, oppfylles ikke vilkårene for en forventningsrett modell. For å avdekke om det foreligger autokorrelasjon, og i hvilken grad dette påvirker modellen, vil vi utføre en *Durbin-Watson test*. Testen måler korrelasjon og avhengighet av variablenes feilledd over tid, og sier hvorvidt en eventuell korrelasjon er positiv eller negativ (Wooldridge, 2016, s. 378). En svakhet med testen, er at den i enkelte tilfeller ikke gir en endelig konklusjon hvorvidt det foreligger autokorrelasjon (Anderson, 2014).

### *Normalitetsantakelsen*

For at statistisk inferens skal være gyldig, må også forutsetningen om normalfordelte feilledd holde. Feilleddet må være uavhengig av modellens forklaringsvariabler, og være normalfordelt med forventning lik 0 og varians lik  $\sigma^2$ , det vil si  $N \sim 0, \sigma^2$  (Wooldridge, 2016, s. 322). Antakelsen påvirker ikke modellens forventningsrettet, kun gyldigheten av statistisk inferens. I analysen vil vi ta i bruk *Shapiro-Wilk test* for å avdekke eventuelle ikke-normalfordelte feilledd (The University of Utah, 2019). Vi vil også undersøke dette grafisk ved hjelp av residualplott. Eventuelle utliggere i residualplottet vil indikere brudd på antakelsen. Ettersom statistiske tester for normalitet er svært sensitive for mindre avvik, vil vi legge størst vekt på resultatene fra residualplottet.

## 4 Strategisk analyse

I dette kapitlet vil vi foreta en strategisk analyse for å forstå omgivelsene og lønnsomhetspotensialet til olje- og gassbransjen på norsk sokkel. Analysen legger grunnlaget for å senere diskutere lønnsomhetsvariasjoner på tvers av selskapene. Med utgangspunkt i den strategiske analysen, ønsker vi å svare på følgende forskningsspørsmål:

*Hva kjennetegner konkurransearenaen til olje- og gassoperatører på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?*

Vi vil starte med en kort introduksjon til olje- og gassindustrien på norsk sokkel, før vi i delkapittel 4.2 presenterer selskapene i utvalget. Deretter gjennomfører vi en analyse av makroomgivelsene til den norske olje- og gassnæringen, hvor vi ser på både økonomiske og ikke-økonomiske eksterne faktorer. Analysen av makroomgivelsene vil gjennomføres ved bruk av PESTEL-rammeverket. Avslutningsvis vil vi analysere konkurranseomgivelsene til olje- og gassoperatørene på norsk sokkel ved bruk av Porters femfaktormodell. Analysene vil ta utgangspunkt i de teoretiske rammeverkene som presentert i delkapittel 2.1 og 2.2.

### 4.1 Bransjebeskrivelse

Vi vil nå foreta en presentasjon av olje- og gassbransjen på norsk sokkel. Her vil vi blant annet se nærmere på den historiske utviklingen i bransjen og dagens trender. Presentasjonen er nødvendig for å få en grunnleggende forståelse for bransjen, og gir et godt utgangspunkt for den videre analysen.

#### *Petroleumsressurser på norsk sokkel*

Et petroleumsreservoar er kort fortalt et område under jordskorpen som inneholder olje- og gassforekomster, og omfatter ofte porøse reservoarbergarter med ulike blandingsforhold av vann, olje og gass (Norsk Petroleum, 2019n). For å få solgt petroleumsressursene i markedet, må petroleumsforekomstene først utvinnes fra reservoaret, før de deretter skilles fra hverandre og prosesseres. På norsk sokkel omfatter dette fire petroleumstyper, henholdsvis *råolje*, *rå naturgass*, *NGL* og *kondensat*.



*Råolje* er en flytende petroleumsressurs sammensatt av ulike typer hydrokarboner. På norsk sokkel er det stor variasjon i sammensetningen av hydrokarboner, avhengig av felt og havområder. Kvaliteten på oljen defineres av hvorvidt den er lett- eller tungtflytende (Norsk Petroleum, 2019n). Hvorvidt oljen er lett- eller tungtflytende, avhenger blant annet av sammensetningen av hydrokarboner og innholdet av andre stoffer. I dagens marked skilles det hovedsakelig mellom amerikansk *skiferolje* og *brent olje*, også kalt *Nordsjøolje*. Videre i oppgaven vil vi kun ta for oss Nordsjøolje, ettersom det er denne typen råolje som produseres på norsk sokkel. I det videre vil derfor *olje* være ensbetydende med Nordsjøolje.

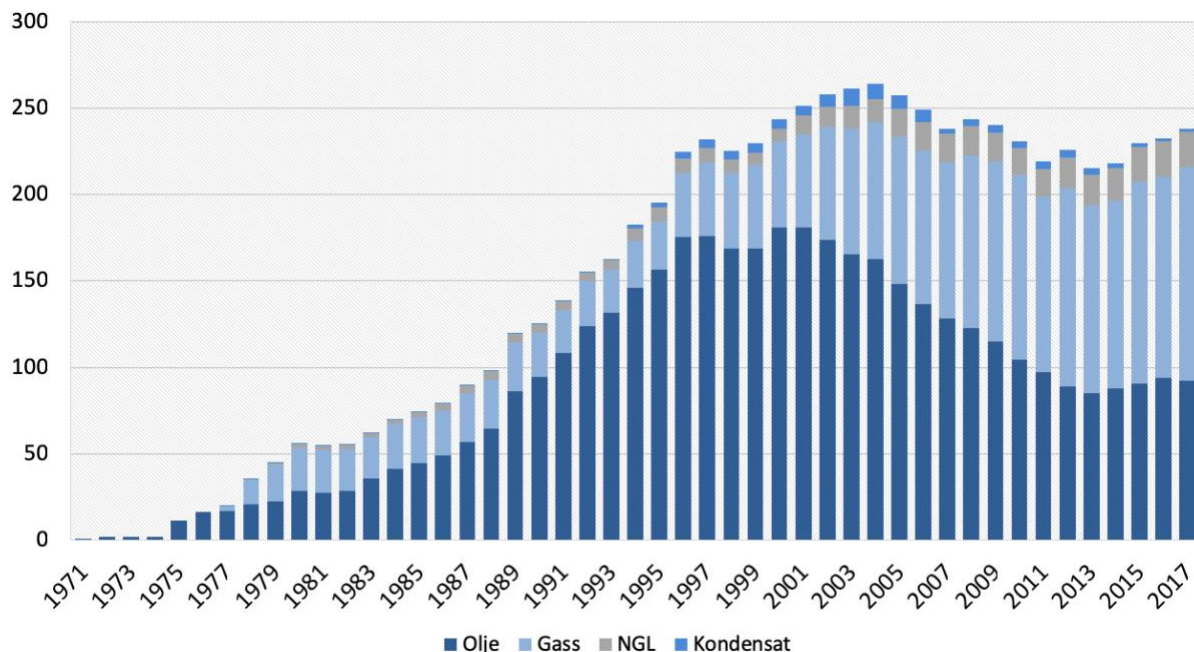
*Rå naturgass* består av en blanding av ulike typer gasser. Ved utvinning av petroleumsressurser skilles gassen fra oljen gjennom en behandlingsprosess. Den rå naturgassen behandles i egne prosesseringsanlegg, der prosessen skiller ut komponenter med innhold av tørr- og våtgass (Lundberg mfl., 2018). Tørrgass kjennetegnes ofte som naturgass eller bare gass. For enkelthets skyld vil vi videre i oppgaven omtale rå naturgass som *gass*.

*Natural Gas Liquids (NGL)* går under benevnelsen våtgass, og inneholder en sammensetning av tyngre gasser. *Kondensat* er en petroleumsressurs som er flytende i romtemperatur, og består av lette hydrokarboner (Store norske leksikon, 2018). NGL og kondensat er kun biprodukter som produseres ved utvinning av olje og gass, og er dermed av mindre betydning for vår analyse.

### *Historisk utvikling*

Olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel har eksistert i over 50 år. Første konsesjonsrunde av utvinningstillatelser fant sted i 1965, og på lille julaften 1969 informerte det amerikanske oljeselskapet Phillips om det første kommersielle funnet av olje i Nordsjøen, Ekofisk (Norsk Petroleum, 2019b). Etter produksjonsoppstart av Ekofisk i 1971, har produksjon av petroleumsressurser på norsk sokkel hatt en betydelig økning. Utviklingen er presentert i figur 4, og viser samlet produksjonsnivå på norsk sokkel fra 1971 til 2017, målt i standard kubikkmeter oljeekvivalenter ( $\text{Sm}^3$  o.e.). Av figuren ser vi at utvinning av olje hadde en kraftig vekst frem til 2001. Deretter har produksjonsveksten fulgt en nedadgående trend frem mot slutten av 2014. Produksjon av gass har hatt en annen utvikling. Av figur 4 ser vi at produksjonsnivået lå relativt stabilt i perioden 1979 til 1995, hvor vi deretter ser en betydelig vekst frem til 2017. Videre har NGL og kondensat historisk sett utgjort en svært lav andel av

samlet produksjon på norsk sokkel. Ettersom NGL og kondensat kun er biprodukter ved utvinning av olje og gass, er dette en forventet utvikling.

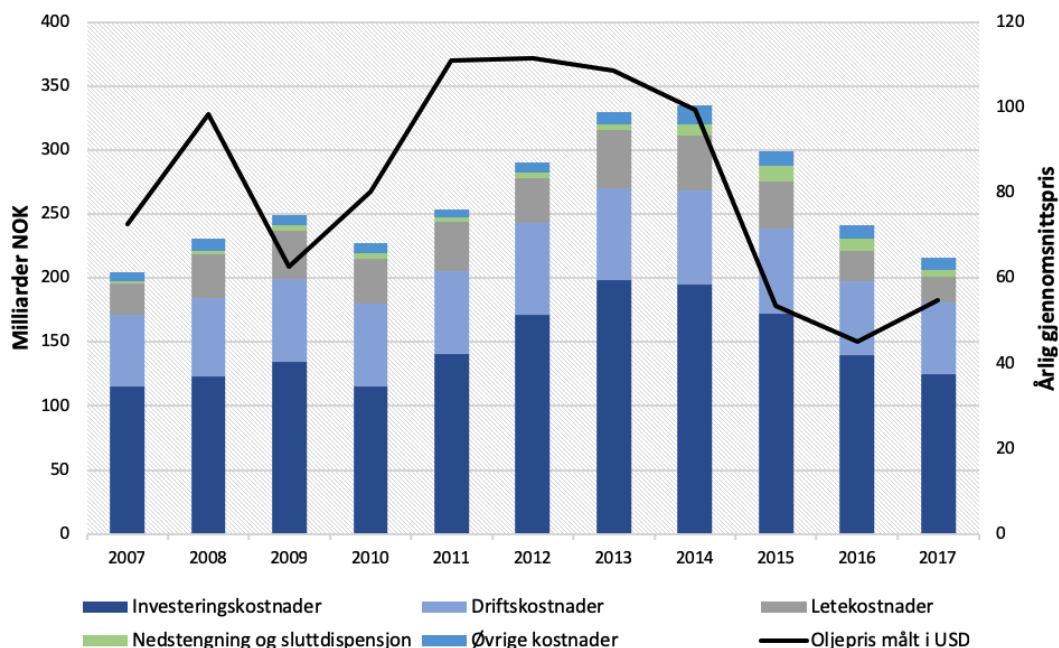


**Figur 4:** Historisk produksjon av petroleumsressurser målt i milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter fra 1971 - 2017 (Norsk Petroleum, 2019n)

Som følge av oljeprisfallet høsten 2014, har norske olje- og gasselskaper de siste tre årene hatt et stort fokus på kostnadskutt. Omstillingsprosessen har vært nødvendig for å øke antall lønnsomme prosjekter på norsk sokkel. Figur 5 viser utvikling i *totalkostnader* fordelt på sentrale kostnadsposter i perioden 2007 til 2017. Figuren viser svært høye totalkostnader i 2013 og 2014. I denne perioden var både investeringsnivået og leteaktiviteten høy, som medførte rekordhøye drifts- og kapitalkostnader. Samtidig etterspurte olje- og gasselskapene knappe innsatsfaktorer fra leverandørindustrien, som ga en ytterligere økning i kostnadsnivået (Norsk Petroleum, 2019c).

Av figur 5 ser vi at totalkostnader har vært fallende etter 2014. I 2017 lå totalkostnader på omtrent samme nivå som i 2007, som fremhever olje- og gasselskapenes målrettede arbeid for å redusere det rekordhøye kostnadsnivået fra 2013 og 2014. Avslutningsvis ser vi av figuren at investeringsnivået i bransjen korrelerer med årlige svingninger i oljepris, gitt ved den svarte kurven. Investeringsnivået reflekterer her investeringskostnad eksklusive avskrivninger. Betydelige fall i oljepris, har vært ensbetydende med lavere investeringsaktivitet i bransjen. En mulig forklaring på denne korrelasjonen, er oppstrømselskapenes avhengighet av høy oljepris, slik at inntekten per fat overstiger kostnaden per fat olje. Av den grunn vil et stort fall

i oljeprisen resultere i at olje- og gasselskaper er mindre villig til å investere i nye og eksisterende felt (Bakkeli, 2015).



**Figur 5:** Totalkostnader i millioner NOK og historisk oljepris i USD, perioden 2007 - 2017 (Norsk Petroleum, 2019n)

### Tildeling av utvinningslisenser

For å ha tillatelse til å produsere olje og gass på norsk sokkel, må selskapet tildeles en *utvinningslisens*, også kalt lisens eller utvinningstillatelse. Utvinningslisensen gir selskapet enerett til undersøkelse, leting og utvinning av olje og gass innenfor et forhåndsdefinert geografisk område, også kalt blokk (Norsk Petroleum, 2019d). I utvinningslisensen fremgår det vilkår og bestemmelser som selskapet må forholde seg til.

Tildeling av utvinningslisens skjer gjennom *konsesjonssystemet*, som videre reguleres gjennom Petroleumsloven (Norsk olje og gass, u.å.). Selskapene tildeles lisenser gjennom enten (1) tildeling av *forhåndsdefinerte områder*, såkalte TFO-områder, eller gjennom (2) *nummererte konsesjonsrunder*. De nummererte konsesjonsrundene holdes annen hvert år, og omfatter tildeling av umodne områder. TFO-områdene omfatter modne områder. De modne områdene kjennetegnes ved god infrastruktur, og er mindre utfordrende enn de umodne områdene med hensyn til geologiske og tekniske forhold (Norsk Petroleum, 2019e). Basert på selskapenes søknad, tildeler så Olje- og energidepartementet utvinningslisenser på bakgrunn av forhåndsbestemte kriterier. Tildeling av lisens skjer normalt til en gruppe oljeselskaper, der

størrelsen vanligvis ligger på et intervall mellom 3 til 5 selskaper. Gruppen består av én *operatør*, mens gruppens øvrige selskaper er *partnere* på lisensen, også kalt rettighetshavere.

### *Operatør og partner*

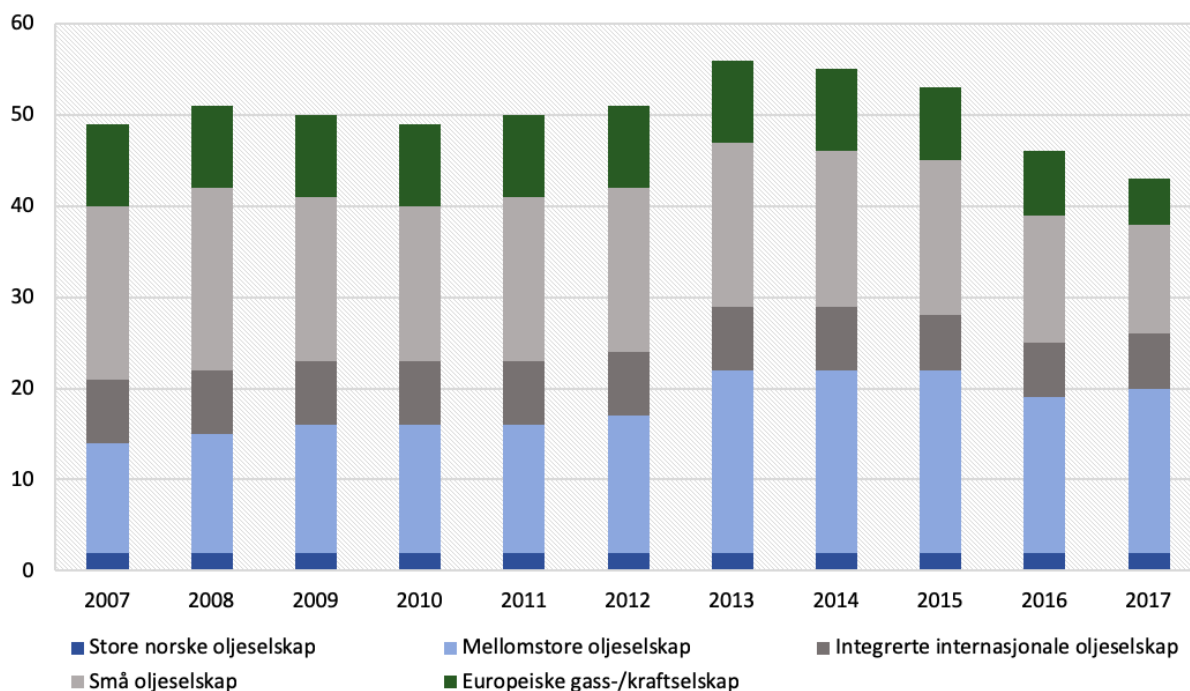
Ved tildeling av utvinningslisenser, er det Olje- og energidepartementet sin oppgave å bestemme hvilket selskap som skal være operatør på oljefeltet. Operatøren er ansvarlig for den daglige driften i henhold til det som er bestemt i utvinningslisensen, og har overordnet ansvar for partnerne (Norsk Petroleum, 2019d). Partnerne finansierer deler av prosjektet, og tar del i den eventuelle gevinsten basert på hvor store andeler av oljefeltet de eier. I tillegg til kompetansedeling, skal partnerne også sørge for at operatøren følger de arbeidsoppgavene som er fastsatt. Vi vil se nærmere på aktørenes fordeling av operatør- og partnerlisenser i kapittel 6.

### *Antall aktører på norsk sokkel*

Figur 6 viser utvikling av antall aktører på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017. Summen av antall aktører har i perioden 2007 til 2012 ligget på et relativt stabilt nivå, med unntak av 2013, der antall mellomstore oljeselskaper hadde en betydelig økning. Deretter ser vi av figuren at antall olje- og gasselskaper på norsk sokkel har vært fallende frem til utgangen av analyseperioden. I følge Norsk Petroleum (2019f) skyldes nedgangen delvis av økt konsolidering blant selskapene. Forklaring til økt konsolidering som følge av oljeprisfallet i 2014, er flere. I henhold til Mohn (2015) kan slike sammenslåinger gi umiddelbar lønnsomhet gjennom kostnadsreduksjon ved utbygging av større enheter. I tillegg kan mindre tilgjengelighet av petroleumsressurser i fremtiden gi utfordringer knyttet til vekstmuligheter. En sammenslåing av selskaper kan være en løsning på dette. En annen årsak til nedgang i antall aktører, er at enkelte selskaper har valgt å redusere aktivitetsnivået helt eller delvis på norsk sokkel (Norsk Petroleum, 2019f).

Av samtlige operatørselskaper på norsk sokkel, besitter Equinor Energy desidert mest kunnskap og kompetanse (Norsk Petroleum, 2019f). I følge Norsk Petroleum (2019f) utgjorde selskapets produksjonsvolum i 2018 hele 69% av det samlede produksjonsvolumet til de 13 største operatørselskapene på norsk sokkel. En konsekvens av selskapets betydelige

markedsposisjon, er at flere selskaper i leverandørindustrien blir svært avhengig av én stor aktør. Effektene av dette vil vi se nærmere på i den påfølgende analysen i delkapittel 4.4.



**Figur 6:** Historisk utvikling av antall aktører på norsk sokkel i perioden 2007 – 2017 (Norsk Petroleum, 2019f)

## Oppsummering

Samlet produksjon av petroleumsprodukter på norsk sokkel har hatt varierende vekst siden produksjonsstart i 1971. Også i analyseperioden 2007 til 2017, har samlet produksjonsvolum vært preget av store svingninger. Produksjon av olje har i store deler av perioden vært fallende, mens produksjon av gass har hatt en gjennomgående positiv utvikling. Samtidig har de totale kostnadene på norsk sokkel vært økende fram til 2014. Som følge av oljeprisfallet i 2014, har nødvendige kostnadskutt i industrien ført til at kostnadsnivået i 2017 var på omtrent samme nivå som i 2007. Videre har antall aktører vært fallende i perioden 2014 til 2017, blant annet som følge av økt konsolidering.

## 4.2 Presentasjon av utvalget

Vi vil nå presentere de ulike selskapene i utvalget. Utvalget består som kjent av 11 ulike olje- og gassoperatører som alle har sin hovedvirksomhet innenfor leting og produksjon av

petroleumsprodukter, også kalt E&P-virksomhet. Vi presiserer at delkapittelet ikke er ment som en analyse av selskapene, men kun som en presentasjon for å gjøre leser kjent med aktørene. I beskrivelsen har vi valgt å trekke frem blant annet etableringstidspunkt på norsk sokkel, relevante historiske hendelser, og utvikling i driftsinntekter, antall utvinningslisenser og antall årsverk. Vi har også lagt vekt på selskapenes utvikling i produksjonsvolum, målt i antall tusen fat oljeekvivalenter per dag, *kboepd*. Utvikling i de ulike parameterne for størrelse fremstilles i tabeller, hvor all data er hentet fra selskapenes egne årsberetninger. Selskapene presenteres fra størst til minst, med utgangspunkt i gjennomsnittlig totalkapital fra perioden 2007 til 2017.

### **Equinor Energy AS**

Equinor Energy er et heleid datterselskap av Equinor ASA, og har ansvar for Equinor ASA sin virksomhet tilknyttet leting og utvinning av petroleumsprodukter på norsk sokkel. Per 2017 drev selskapet omlag 70% av all olje- og gassproduksjon på norsk sokkel, og er med det den klart største aktøren på markedet (Statoil Petroleum, 2017). Selskapet fikk navnet Statoil Petroleum i 2007, etter en restrukturering av konsernet som den gang opererte under navnet Statoil ASA. Etter en fusjon mellom Hydro og Statoil i 2007, endret selskapet navn til StatoilHydro Petroleum, før det i 2018 endret navn til Equinor Energy. Morselskapet Equinor ASA ble på sin side opprettet i 1972, da under navnet Den norske stats oljeselskap (Equinor, 2016). Den gang var selskapet heleid av den norske stat, og var ment for å utvikle olje- og gassindustrien på norsk sokkel. Siden den gang har selskapet hatt en betydelig vekst, som videre har ført til ekspansjon på tvers av landegrenser og fagområder. Fra å være et selskap med fokus på kun leting og utvinning av olje og gass på norsk sokkel, har selskapet vokst til å bli et multinasjonalt energikonsern.

Tabell 2 viser utviklingen i ulike størrelsesparametere for Equinor Energy gjennom perioden 2007 til 2017. Vi legger spesielt merke til den betydelige økningen i utvinningslisenser og driftsinntekt fra 2008 til 2009, på henholdsvis 130% og 112%. Økningen kom som et resultat av en omstrukturering i konsernet, som blant annet omfattet en overføring av alle lete- og produksjonsrettigheter på norsk sokkel fra Statoil ASA til Statoil Petroleum AS (Statoil Petroleum, 2009). Som resten av markedet opplevde også Equinor Energy et betydelig tilbakeslag i kjølevannet av oljeprisfallet i 2014. Dette kommer tydelig frem i tabellen, der driftsinntektene viser å ha falt med omlag 43% fra 2014 til 2015. Videre må det nevnes at

selskapet leier inn all arbeidskraft fra konsernet Equinor ASA, og derfor ikke har noen årsverk å vise til.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	73 575	81 474	187 432	195 574	261 363	252 423	225 779	179 371	103 328	95 864	166 844
Kboepd	1 417	1 348	1 450	1 374	1 351	1 209	1 106	1 027	1 100	1 049	1 136
Utvinningslisenser	130	104	220	216	231	224	237	229	234	258	265
Årsverk	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Tabell 2:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Equinor Energy i perioden 2007 - 2017

## Total E&P Norge AS

Total Group ble etablert i 1924, og er ett av verdens største energiselskap med hovedkontor i Frankrike. Verdikjeden til Total Group består av leting, produksjon og distribuering til slutt kunder. Selskapet opererer i mer enn 130 land og har over 100 000 ansatte. Total E&P Norge AS er et norsk datterselskap med hovedkontor i Stavanger, og eies av Total Group. Selskapet har operert på norsk sokkel siden 1965, der virksomheten hovedsakelig er knyttet til leting og utvinning av petroleumsressurser. I 1999 styrket Total E&P Norge sin posisjon på norsk sokkel etter en sammenslåing av Total, Elf og Fina (Total E&P, u.å.). Som en konsekvens, fikk selskapet en betydelig økning i antall operatørskap. I tillegg ble det kjent at Total Group kjøpte opp Maersk Oil & Gas i august 2017. Oppkjøpet av Maersk Oil Norway inneholdt betydelige verdier, deriblant eierandeler på 8,44% av Johan Sverdrup-feltet (Total E&P Norge, 2017). Med utgangspunkt i produksjonsvolum og reserver, var Total E&P Norge det nest største oppstrømselskapet på norsk sokkel i 2017 (Total E&P Norge, 2017).

Gjennom analyseperioden har store deler av produksjonen til Total E&P Norge kommet fra Nordsjøen og Norskehavet. Produksjonen består av både olje og gass, der olje utgjør den største andelen. Videre ser vi av tabell 3 at selskapet hadde en økning i antall utvinningslisenser fra 2007 til 2013. Etter salg av flere lisenser i Nordsjøen, har antall utvinningslisenser vært fallende siden 2014. I 2017 var Total E&P Norge operatør på 32 av totalt 83 utvinningslisenser. Dersom ikke annet er spesifisert, vil videre bruk av navnet Total E&P referere til Total E&P Norge.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	45 925	57 122	41 571	47 777	51 326	51 109	45 007	42 624	30 423	24 762	29 705
Kboepd	338	335	327	310	287	275	242	242	239	235	239
Utvinningslisenser	71	75	78	73	84	91	103	97	99	86	83
Årsverk	245	257	270	277	289	322	356	424	447	438	392

**Tabell 3:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Total E&P Norge i perioden 2007 - 2017

### ConocoPhillips Skandinavia AS

ConocoPhillips Skandinavia er et norsk datterselskap av det internasjonale E&P-selskapet ConocoPhillips. ConocoPhillips er verdens største uavhengige lete- og produksjonsselskap, målt etter petroleumsreserver og antall produserte fat oljeekvivalenter (ConocoPhillips, 2019). Selskapet ble etablert i 2002 etter en fusjon av oljeselskapene Conoco og Phillips, og har sitt hovedkontor i Houston, USA. ConocoPhillips Skandinavia, da Phillips Petroleum, var det første oljeselskapet som etablerte seg på norsk kontinentalsokkel, og startet på mange måter det norske oljeeventyret ved funnet av Ekofiskfeltet i 1969 (ConocoPhillips, u.å.). Selskapet er lokalisert i Tananger like utenfor Stavanger, og er i dag en av de største utenlandske olje- og gassoperatørene på norsk sokkel.

Som vi ser av tabell 4, har selskapet i perioden 2007 til 2017 hatt en stabil negativ utvikling i produksjonsvolum, gitt ved kboepd. Fallet i produksjonsvolum kommer til dels som et resultat av fallende trykk i oljereservoarene (ConocoPhillips Skandinavia, 2013), som videre medfører reduksjon i det naturlige reservoardrivet. Ser vi på antall årsverk, er selskapet en av de klart største aktørene også her. Utviklingen var positiv frem til oljeprisfallet i 2014, hvor det deretter falt som en konsekvens av nødvendige kostnadskutt.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	30 873	37 928	26 815	30 373	32 405	31 515	26 414	24 583	17 867	14 842	21 058
Kboepd	210	207	196	172	147	134	119	117	119	121	106
Utvinningslisenser	37	36	36	38	42	34	36	37	36	34	39
Årsverk	1 727	1 798	1 860	1 854	1 849	1 931	2 037	2 094	2 062	1 875	1 832

**Tabell 4:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for ConocoPhillips Skandinavia i perioden 2007 - 2017

### Eni Norge AS (Vår Energi AS)

Eni Norge er en av de eldste og mest erfarne aktørene i utvalget. Selskapet er datterselskap av det italienske oljeselskapet Eni S.p.A, og etablerte seg på norsk kontinentalsokkel allerede i 1965. Eni Norge opererte da under navnet Agip Norge, som videre ble godkjent som operatør



i 1977 (Vår Energi, u.å.). Selskapet kjøpte i 2003 opp oljeselskapet Fortum Petroleum, før de samme år skiftet navn til Eni Norge. I 2018 fusjonerte Eni Norge med det Stavanger-baserte oljeselskapet Point Resources, som sammen utgjorde det vi i dag kjenner som Vår Energi. Sammenslåingen førte til en betydelig økning i produksjonsvolum, som til dels kom av Point Resources oppkjøp av ExxonMobils operatør-portefølje på norsk sokkel i 2017.

Ettersom selskapet byttet navn til Vår Energi i etterkant av analyseperiodens utløp, vil vi videre i oppgaven omtale selskapet som Eni eller Eni Norge. Selskapet har de siste årene hatt stort fokus på vekst og utvikling. Til forskjell fra majoriteten av selskapene i utvalget, har Eni Norge gjennom analyseperioden hatt en betydelig andel av sine utvinningslisenser i Norskehavet og Barentshavet. Flere av lisensene er tilknyttet Goliat-feltet, som i 2016 ble det første oljeproduserende feltet i Barentshavet (Norsk Oljemuseum, 2018). Barentshavet anses som det området på norsk sokkel med mest potensiale, ettersom nesten halvparten av de gjenstående petroleumsforekomstene er lokalisert i dette området (Ånestad og Løvås, 2019). Selskapets betydelige investeringer i Barentshavet underbygger deres fokus på økt vekst.

Av tabell 5 ser vi at selskapet har hatt en betydelig vekst i form av antall årsverk. Utviklingen i produksjonsvolum har ligget rundt 120-130 tusen fat oljeekvivalenter per dag, med unntak av perioden 2013 til 2015, der produksjonen var preget av naturlig nedgang og planlagte vedlikeholdsstans (Eni Norge, 2013; Eni Norge, 2015). Med unntak av årene etter oljeprisfallet i 2014, har også omsetning ligget på et høyt og relativt stabilt nivå.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	17 620	21 002	15 170	17 573	21 532	21 307	18 182	17 200	12 712	13 860	15 792
Kboepd	137	129	126	122	131	127	106	112	106	133	129
Utvinningslisenser	48	50	51	49	50	52	59	57	56	57	53
Årsverk	162	193	192	206	256	328	426	450	443	409	412

**Tabell 5:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Eni Norge i perioden 2007 - 2017

## A/S Norske Shell

Shell ble opprettet i 1907 og er i dag ett av verdens største energiselskap. Selskapet har hovedkontor i Nederland og opererer i mer enn 70 land. Selskapet kjøpte i 2016 opp det britiske oljeselskapet BG Group (Myrset, 2016). Som følge av oppkjøpet skiftet selskapet navn til Royal Dutch Shell. A/S Norske Shell er et norsk datterselskap som eies av Royal Dutch Shell. Selskapet har hovedkontor på Sola, og har vært etablert på norsk sokkel siden 1965.

Norske Shells store gjennombrudd kom i 1979, ved funn av Troll-feltet (Meland, 2018). I utbyggingsprosessen av Troll-området, ble det bestemt at Norske Shell og Statoil skulle bygge ut gassfeltet, mens Norsk Hydro fikk ansvaret for utbygging av oljefeltet. Selv om produksjonen startet allerede i 1996, kommer fortsatt en stor andel av selskapets driftsinntekt fra Troll-feltet. Produksjon fra feltene Ormen Lange, Draugen og Gjøa, er også viktig for selskapets omsetning. Norske Shell har også styrket sin posisjon på feltene Knarr og Gaupe etter oppkjøpet av BG Group (Norske Shell, 2016). I store deler av analyseperioden har selskapet hatt en produktmiks med overvekt av gass. Derimot var det relativt lik vekting av olje og gass i 2016 og 2017.

I analyseperioden har verdikjeden til Norske Shell bestått av både oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter. I 2013 startet selskapet en restruktureringsprosess for effektivisering av driften. Selskapet bestemte seg for å skille ut deler av nedstrømsvirksomheten ved å opprette søsterselskapet Smart Fuel AS. Smart Fuel AS ble skilt ut fra Norske Shell i juli 2014, og solgt videre til finske St1 i 2015 (Myrset, 2015). I følge Norske Shell var restruktureringen avgjørende for å tilpasse seg lavere fremtidig oljepris og fallende produksjon (Norske Shell, 2015). Samtidig har restruktureringsprosessen også ført til en betydelig reduksjon i antall årsverk. Av tabell 6 ser vi at antall årsverk er blitt redusert fra 1133 i 2014, til 714 i 2017. I perioden 2007 til 2013 hadde Norske Shell store deler av oppstrømvirksomheten i Norskehavet, men har de siste årene av analyseperioden styrket posisjonen sin i Nordsjøen. I 2017 var selskapet operatør på 15 av totalt 38 utvinningslisenser.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	31 316	42 144	31 474	35 845	40 712	45 743	45 321	33 725	26 064	21 982	26 123
Kboepd	132	155	164	162	147	166	165	164	163	179	172
Utvinningslisenser	22	19	22	19	17	15	21	32	30	35	38
Årsverk	1 045	1 097	1 096	988	1 073	1 088	1 104	1 133	936	894	714

**Tabell 6:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Norske Shell i perioden 2007 - 2017

## Aker BP ASA

Aker BP ASA er det eneste konsernselskapet i utvalget. Konsernet driver all sin olje- og gassvirksomhet på norsk kontinentalsokkel, og har av den grunn ikke et eget norsk datterselskap som er ansvarlig for virksomheten på norsk sokkel. Olje- og gassvirksomheten til Aker BP startet opp under selskapet Pertra i 2005. I slutten av 2007 slo selskapet seg sammen med NOIL Energy, som sammen utgjorde Det norske oljeselskap ASA (DNO).

Selskapet slo seg videre sammen med E&P-selskapet Aker Explorations i 2009, før det i 2014 kjøpte opp operatørselskapet Marathon Oil Norge. I 2016 fusjonerte DNO ASA og BP Norge AS, som sammen utgjorde det vi i dag kjenner som Aker BP ASA. Med oppstart i 2005, inngår Aker BP som et av de mer nyetablerte selskapene i utvalget. Til tross for dette, har selskapets mange oppkjøp og sammenslåinger ført til at selskapet sitter på erfaring fra norsk oljevirksomhet helt fra 1970-tallet (Aker BP, u.å.).

Målt i produksjonsvolum, er Aker BP per 2019 et av Europas største uavhengige børsnoterte oljeselskaper (Aker BP, u.å.). Av tabell 7, ser vi at selskapets oppkjøp og fusjoner har medført betydelige endringer i omsetning, produksjonsvolum, antall årsverk og antall utvinningslisenser. De største økningene kommer fra oppkjøpet av Marathon Oil i 2014 og fusjonen med BP Norge i 2016. Tar vi også for oss selskapets produktfordeling, har selskapet gjennom perioden hatt en gjennomsnittlig oljeproduksjonsandel på hele 90%. Dette er en av de høyeste konsentrasjonene av oljeproduksjon i utvalget. Fusjonen med BP Norge førte også til at Aker BP per 2017 sto med 62 operatørlisenser, kun slått av Equinor Energy med sine 192 (Aker BP, 2017; Statoil Petroleum, 2017).

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	131	635	265	366	438	332	944	2 929	9 862	11 453	21 190
Kboepd	1	2	2	2	2	1	4	16	60	78	160
Utvinningslisenser	38	55	68	66	66	67	80	79	86	100	108
Årsverk	78	127	135	157	181	203	221	333	479	742	1 341

**Tabell 7:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Aker BP i perioden 2007 - 2017

## Wintershall Norge AS

Wintershall er et uavhengig internasjonalt olje- og gasselskap. Selskapet har hovedkontor i Tyskland, opererer i mer enn 50 ulike land og har per 2019 omlag 2000 ansatte (Wintershall, u.å. a). I desember 2017 ble det kjent at Wintershall og oljeselskapet DEA skulle fusjoneres. Som følge av sammenslåingen i 2019, endret selskapet navn til Wintershall DEA (Myrset, 2019).

Wintershall Norge AS er et relativt nyetablert olje- og gasselskap på norsk sokkel. Selskapet ble etablert i 2006 med kontor i Oslo, men flyttet til Stavanger i slutten av 2008 etter oppkjøpet av Revus Energy ASA (Wintershall, u.å. b). Selskapet har som mål å være én av de ledende operatørene på norsk sokkel. Gjennom perioden 2007 til 2017, har selskapet opparbeidet seg

en portefølje av utvinningslisenser bestående av både partner- og operatørskap. I 2013 inngikk Wintershall Norge et andelsbytte med Equinor, og som følge av avtalen fikk selskapet sitt første operatørskap på produksjonsfeltet Brage (Wintershall, u.å. c). Overtakelsen av Brage-feltet resulterte i en betydelig vekst i selskapets omsetning, produksjonsvolum og antall årsverk i 2013. I slutten av 2014 kjøpte Wintershall Norge seg opp i Gjøa-feltet, og overtok samtidig operatørskapet av Vega-feltet. I 2017 hadde selskapet totalt 46 utvinningslisenser, hvorav halvparten var operatørlisenser. Selskapet har gjennom analyseperioden vært veldiversifisert med produksjon av både olje og gass, men med overvekt av førstnevnte.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	758	1 378	501	265	319	397	4 743	7 077	8 761	9 075	10 047
Kboepd	2	3	3	2	2	2	17	42	71	90	80
Utvinningslisenser	7	10	52	35	39	33	38	52	55	53	46
Årsverk	32	47	61	88	134	171	406	452	457	458	459

**Tabell 8:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Wintershall Norge i perioden 2007 - 2017

## Neptune Energy Norge AS

Neptune Energy er et selvstendig internasjonalt olje- og gasselskap, med aktiviteter innenfor både leting og utvinning av petroleumsressurser. I 2017 overtok Neptune Energy det franske oljeselskapet Engie Exploration and Production International, tidligere GDF Suez (Myrset, 2017). Engie E&P Norge AS er et datterselskap av Engie E&P International, og har vært etablert på norsk sokkel siden 2001. På norsk sokkel har kjernevirksomheten til selskapet vært knyttet til leting og utvinning av olje og gass. Ettersom oppkjøpet ikke ble fullført før slutten av 2017, består datagrunnlaget hovedsakelig av årsrapporter fra Engie E&P Norge i analyseperioden.

Deler av omsetningsveksten til Engie E&P Norge har kommet av uorganisk vekst ved oppkjøp av utvinningslisenser. I 2010 ble det kjent at selskapet kjøpte eierandeler på Gjøa-feltet, og fikk med det sitt første operatøransvar for et utvinningsfelt (Helgesen, 2010).

Som følge av en restrukturering i konsernselskapet Engie E&P International, fikk Engie E&P Norge i 2014 større tilgang til ressurser og kompetanse gjennom samarbeid på tvers av landene. Engie E&P Norge mente at restruktureringen var nødvendig for at selskapet skulle kunne drifte effektivt med en oljepris ned mot \$40 fatet (Skarsaune, 2016). Gjennom analyseperioden har store deler av selskapets utvinningslisenser omfattet olje- og gassfelt i

Nordsjøen og Barentshavet. Neptune Energy Norge var operatør på 29 av totalt 35 utvinningslisenser i 2017. I tillegg har produktmiksen til selskapet i perioden 2007 til 2017 primært bestått av oljeproduksjon.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	1 658	4 194	3 973	4 961	9 950	11 832	11 075	11 512	11 890	8 887	9 641
Kboepd	11	29	31	38	60	70	77	83	96	88	78
Utvinningslisenser	29	33	35	37	39	37	48	45	46	39	35
Årsverk	63	97	132	153	183	198	249	271	281	278	260

**Tabell 9:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Neptune Energy Norge i perioden 2007 - 2017

## Lundin Norway AS

Lundin Petroleum ble etablert av svenske Adolf Lundin i 2001, etter sammenslåing av Lundin Oil AB og Talisman Energy. Selskapets hovedkontor ligger i Sverige, og blir ansett som et internasjonalt olje- og gasselskap. I 2003 valgte selskapet å utvide sin virksomhet til norsk sokkel, som førte til etablering av datterselskapet Lundin Norway AS. Med hovedkontor på Lysaker, har selskapet en strategisk målsetning om å øke produksjonsvolumet gjennom organisk vekst. Av den grunn opererer selskapet med lete- og utvinningsaktiviteter på norsk sokkel.

Med hensyn til leteaktiviteter, har investeringene resultert i store funn av olje og gass. Edvard Grieg-feltet på Utsirahøyden var selskapets første store funn. I utgangspunktet ble det anslått at feltet inneholdt 186 millioner fat oljeekvivalenter, men har senere blitt oppjustert til 274 millioner (Lorentzen, 2018). Som følge av produksjonsoppstart av Edvard Grieg-feltet i 2015, fikk selskapet stor omsetningsvekst i både 2016 og 2017. Selskapet fortsatte leteaktiviteten på Utsirahøyden, og i 2010 fant Lundin Norway det som senere er blitt kjent som Johan Sverdrup-feltet. Johan Sverdrup er ett av de fem største funnene på norsk sokkel, og er estimert til å inneholde omlag 2,1 til 3,1 milliarder fat oljeekvivalenter (Lundin Norway, 2019). Lundin er blitt tildelt en eierandel på 22,5 %, som vil ha en signifikant positiv innvirkning på selskapets omsetning i mange år fremover. Gjennom store deler av analyseperioden har selskapets virksomhet primært funnet sted i Nordsjøen. Derimot har selskapet mottatt flere utvinningslisenser i Barentshavet i perioden 2014 til 2017. Ved utgangen av 2017 opererte selskapet i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, med henholdsvis 33, 9 og 19 utvinningslisenser. Lundin Norway var operatør på 32 av totalt 61 utvinningslisenser i 2017.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	112	1 290	2 010	3 129	5 473	6 147	5 639	3 885	3 035	8 179	13 847
Kboepd	0	0	14	18	23	27	24	18	21	59	86
Utvinningslisenser	24	30	36	40	47	55	55	60	61	61	61
Årsverk	26	41	56	70	88	142	208	291	330	342	354

**Tabell 10:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Lundin Norway i perioden 2007 - 2017

### Bayerngas Norge AS (Spirit Energy Norge AS)

Bayerngas Norge etablerte seg på norsk sokkel i 2006, og er dermed ett av de yngste selskapene i utvalget. Selskapet driver med leting og produksjon av petroleumsprodukter på norsk sokkel, og fikk tildelt sin første operatørlisens i 2012. Gjennom analyseperioden 2007 til 2017, har selskapet hatt en relativt lik produksjonsandel av olje og gass. Bayerngas Norge har i analyseperioden hatt en gjennomsnittlig andel gassproduksjon på 44,6%. Dette tilsvarer den tredje største gassandelen i utvalget, kun slått av Norske Shell og Equinor Energy. Relativt til de øvrige nyetablerte selskapene i utvalget, er Bayerngas det eneste selskapet med gassandeler på over 26%. Frem til 2017 var selskapet eid av det tyske energiselskapet Bayerngas GmbH og Münchens kommunale energiselskap SWM Gasbeteiligungs (Lorentzen, 2017). I slutten av 2017 slo imidlertid selskapet seg sammen med Centricas europeiske olje- og gassdivisjon, som sammen dannet selskapet Spirit Energy Norge AS (Spirit Energy, u.å.).

Ved utgangen av 2017, før fusjonen med Centrica, var Bayerngas Norge det selskapet i utvalget med lavest antall operatørlisenser. Sett bort i fra Faroe Petroleum, kan selskapet i analyseperioden også vise til den laveste gjennomsnittlige totalkapitalen og det laveste gjennomsnittlige produksjonsvolumet av samtlige aktører i utvalget. Til tross for dette, har selskapet hatt en positiv utvikling i omsetning, årsverk og produksjonsvolum gjennom analyseperioden, med unntak av 2013 og årene etter oljeprisfallet i 2014.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	0	0	410	529	1 639	2 722	1 933	2 173	1 498	818	1 636
Kboepd	0	0	-	-	11	15	14	17	17	14	13
Utvinningslisenser	5	6	20	27	29	33	41	43	39	31	57
Årsverk	14	16	42	54	57	69	80	82	80	79	56

**Tabell 11:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Bayerngas Norge i perioden 2007 - 2017

## Faroe Petroleum Norge AS

Oljeselskapet Faroe Petroleum ble etablert på Færøyene i 1997. Hovedvirksomheten til konsernselskapet har primært vært lokalisert i Norge og Storbritannia, der 60 – 70 % av selskapets olje- og gassproduksjon i 2017 ble produsert på norsk sokkel (Christensen, 2017).

I 2006 ble datterselskapet Faroe Petroleum Norge AS opprettet på norsk sokkel med hovedkontor i Stavanger. Faroe Petroleum Norge ble frem til 2012 ansett som et aktivt leteselskap, men har i løpet av analyseperioden opparbeidet seg flere utvinningslisenser. I analyseperioden har majoriteten av produksjonsvolumet bestått av olje. Det store gjennombruddet til Faroe Petroleum Norge kom etter funn av Brasse-feltet i juli 2016, der selskapet senere ble operatør med en eierandel på 50 % (Aadland, 2017). Med forventet produksjonsstart i 2020/2021, er det estimert at Brasse-feltet inneholder mellom 56 til 92 millioner fat oljeekvivalenter (Christensen, 2017). I 2017 hadde selskapet 24 utvinningslisenser i Nordsjøen, mens de resterende 14 lisensene var registrert i Norskehavet. I 2017 var selskapet operatør på 9 av sine totalt 38 utvinningslisenser.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Driftsinntekt	0	43	0	86	184	1 195	1 040	1 047	987	580	1 455
Kboepd	0	0	0	0	0	6	5	4	7	14	11
Utvinningslisenser	7	20	19	19	30	35	42	47	36	39	38
Årsverk	11	15	16	12	20	23	26	30	35	36	50

**Tabell 12:** Driftsinntekt målt i millioner NOK, kboepd, antall utvinningslisenser og antall årsverk for Faroe Petroleum Norge i perioden 2007 - 2017

### 4.3 Analyse av makroomgivelsene

Som nevnt i kapittel 2, omfatter makroomgivelsene både økonomiske og ikke-økonomiske eksterne forhold som kan påvirke en bransjes lønnsomhet. Med utgangspunkt i PESTEL-rammeverket, som presentert i kapittel 2, vil vi nå gjennomføre en analyse av makroomgivelsenes påvirkning på lønnsomheten til olje- og gassbransjen på norsk sokkel. Herunder vil vi undersøke påvirkning av de politiske, juridiske, økonomiske, sosiokulturelle, miljømessige og teknologiske faktorene. På grunn av makroomgivelsenes betydelige omfang, vil vi avgrense analysen til de mest vesentlige og samtidsrelevante påvirkningselementene.

### *Politiske og juridiske faktorer*

Norsk petroleumsvirksomhet er Norges viktigste næring i form av både andel av total verdiskaping og inntekter til statskassen (Norsk Petroleum, 2019i). Myndighetenes rolle som styrings- og kontrollorgan er derfor helt essensiell. Som nevnt i delkapittel 4.1, reguleres næringen gjennom konsesjonssystemet, også kalt tildelingssystemet, som videre er hjemlet i Petroleumsloven (Norsk olje og gass, u.å.). Utvinningstillatelsen regulerer rettigheter og plikter som rettighetshaver har overfor staten. På den måten setter staten rammevilkårene for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Konsesjonssystemet kan også være en begrensningsfaktor for vekst, dersom man ikke får tildelt tilstrekkelig antall utvinningslisenser. Dette er en medvirkende årsak til økende antall konsolideringer i bransjen, der aktører kjøper opp mindre aktører for å få tilgang til flere blokker.

Som statens største inntektskilde, er også beskatning av petroleumsvirksomheten av vesentlig betydning. Reglene for beskatning av petroleumssressursene er bestemt gjennom petroleumsskatteloven (Norsk Petroleum, 2019j). I tillegg til den alminnelige skattesatsen, ilegges oljeselskapene en særskatt på 56%, som per 2019 gir en total skattesats på hele 78% (KPMG, 2019).

For å sikre økt utnyttelse av petroleumssressursene på norsk sokkel, innførte staten i 2005 *leterefusjonsordningen* som en del av petroleumsskatteloven. Ordningen gjør at oppstrømselskaper kan få refundert skatteverdien av sine leteteknisknader. Selskapene kan velge å enten få skatteverdien utbetalt året etter at kostnadene påløper, eller at tilsvarende skatteverdi trekkes fra skattekostnaden i årsresultatet (Norsk Petroleum, 2019f). Dersom et selskap har negativt årsresultat, kan skattefordelen utsettes frem til selskapet oppnår positivt årsresultat. Hensikten med ordningen var å skape økt konkurranse i form av flere markedsaktører, ved å redusere de høye inngangsbarrierene i bransjen. Økt konkurranse vil føre til at operatører vil måtte utforske områder som før er blitt ansett som lite lønnsomme, og på den måten utnytte reservoarene på en mer effektiv måte. Ordningen har ført til at nye selskaper har funnet olje og gass der det tidligere ikke er blitt gjort funn (Schjøtt-Pedersen, 2018). Gjennom økt fokus på ressursutnyttelse og effektivisering i produksjonen, legger dermed den norske petroleumsskattepolitikken til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv.



Eksport av råolje, naturgass og kondensat, utgjorde omtrent 53% av norsk vareeksport i 2018 (Norsk Petroleum, 2019g). Dette gjør at den norske petroleumsnæringen er svært utsatt for internasjonal politikk og internasjonale lovreguleringer. Nye globale klimatiltak som Parisavtalen, øker insentivene for å ta i bruk fornybare energikilder fremfor fossilt brensel. Dette vil på sikt redusere andre lands import av olje og gass. På kort sikt vil ikke dette ha vesentlig betydning for oljeselskapenes lønnsomhet, grunnet den fortsatt høye etterspørselen etter fossile energikilder. I et mer langsiktig perspektiv, må dette derimot ses på som en trussel for eksportinntektene. Parisavtalen og andre klimaavtaler vil også kunne føre til begrensninger i det norske oljetilbudet for at Norge skal kunne innfri de miljømessige kravene som stilles (Fæhn mfl., 2018).

Den norske operatørbransjens lønnsomhet avhenger i høy grad av oljeprisen. Ettersom Norge kun dekker omlag 2% av verdens oljeetterspørsel, må oljeprisen anses som en eksogen faktor som påvirkes av andre sentrale oljeeksporterende aktører som USA, Russland og OPEC-landene (Norsk Petroleum, 2019g). Den politiske situasjonen i disse landene er derfor av stor betydning. Eksempler på politisk uro som tidligere har påvirket oljeprisen, er Kurdistans uavhengighet fra Irak i september 2018, og massearrestasjonene i Saudi-Arabia i november samme år (Christensen, 2018). Et annet eksempel er den pågående økonomiske krisen i Venezuela. Landet sitter på verdens største oljereserver, men grunnet den økonomiske krisen som traff landet for fullt i 2016, har landets oljeproduksjon opplevd et betydelig fall (Sagmoen, 2016). Politisk uro som i Irak og Venezuela er ofte forbundet med ineffektiv oljeproduksjon og redusert oljetilbud, som videre har en positiv effekt på oljeprisen. Påvirkningene trenger imidlertid ikke nødvendigvis å komme av politisk uro, men også av politiske avgjørelser. Et godt eksempel er USAs avgjørelse i 2018 om å gå ut av Iran-avtalen, og å gjeninnføre sanksjoner rettet mot Irans oljeproduksjon (Sandberg, 2018).

### *Økonomiske faktorer*

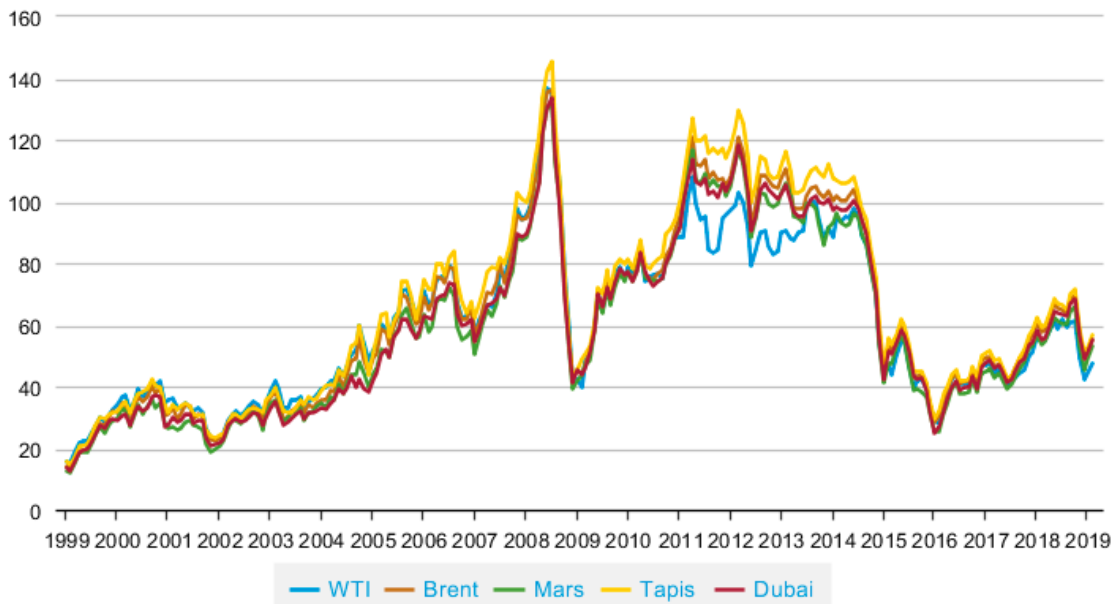
Majoriteten av olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel blir eksportert til utenlandske aktører. Lønnsomheten til oljeoperatørene påvirkes derfor i høy grad av makroøkonomiske faktorer som oljepris, utenlandske rentenivå og valutautvikling. Nasjonale måltall for BNP og arbeidsledighet vil her være mindre relevant, ettersom oljebransjens finansielle betydning for Norge gjør at BNP følger bransjens syklus og ikke omvendt.

## Oljeprisens utvikling

Oljeprisen styrer inntektssiden til oljeoperatørene indirekte gjennom påvirkning på produksjonsvolum, og direkte gjennom endringer i salgspris. Ettersom kostnadssiden hovedsakelig er styrt av teknologisk utvikling og selskapsspesifikke forhold, kan oljeprisen anses som den viktigste makroøkonomiske påvirkningsfaktoren på lønnsomhet. Som nevnt består oljemarkedet av flere typer råolje, som eksempelvis *skiferolje* og *brent olje*. Grunnet blant annet ulike produksjonsmetoder, og derav også ulike kostnadsnivå, finner man variasjoner i pris mellom ulike typer råolje. Figur 7 viser utviklingen i de ulike oljeprisene fra 1999 til 2019. Vi ser at prisene varierer på tvers av oljetypene, men at de likevel følger samme trend. I det videre vil vi kun ta for oss brent olje og dens tilhørende oljepris.

### World crude oil prices

\$/b (real 2010 dollars, monthly average)



**Figur 7:** Utvikling i priser for ulike typer råolje (U.S. Energy Information Administration, 2019)

Driverne bak oljeprisen er hovedsakelig internasjonalt tilbud og etterspørsel av olje. På kort sikt kan vi anta etterspørselen som gitt, og at det dermed er endringer i oljetilbudet i form av oljeproduksjon som påvirker prisen. I forrige delkapittel om *politiske og juridiske forhold*, nevnte vi at politisk uro og politiske valg kan være en medvirkende faktor til endring i oljepris. Ser vi nærmere på hvorfor slike politiske forstyrrelser har en effekt på oljeprisen, kommer dette av forventninger om økt eller redusert produksjonsvolum. Sett bort i fra politiske forstyrrelser, styres oljeprisen på kort sikt i hovedsak av forventede og rapporterte

produksjonstall fra OPEC og Russland, samt endringer i de amerikanske oljelagrene. Det internasjonale energibyrået (IEA) tror at USAs innflytelse på oljeprisen vil vokse seg større på bekostningen av deres konkurrenter, på grunn av deres stadig økende produksjon av skiferolje (Brunborg, 2018).

På lang sikt er det rimelig å anta at også etterspørselen etter olje vil stagnere. Per 2017 dekket olje- og gass hele 54% av verdens energietterspørsel, mens vannkraft, bioenergi og annen fornybar energi stod for kun 15% av etterspørselen (Norsk Petroleum, 2019g). Med økt oppmerksomhet rundt utvikling av fornybare energikilder, som følge av klimaavtaler og myndigheters økende fokus på klimavennlige tiltak, vil dette forholdet endres over tid.

### **Rentenivå**

Utvikling i rentenivå har en direkte påvirkning på operatørenes lønnsomhet gjennom selskapenes kapitalkostnader. Som olje- og gassoperatør kreves det betydelige kapitalinvesteringer knyttet til leting og utvinning av petroleumsressurser. Dette gjør at relativt små renteendringer kan føre til store utslag på kostnadssiden. Med en årlig gjennomsnittlig styringsrente på under 2% siden 2011, må renteutviklingen i Norge de siste årene kunne sies å være lav (Norges Bank, 2019a). Det lave rentenivået har vært en konsekvens av Norges Banks ekspansive pengepolitikk, som følge av finanskrisen i 2008 og oljeprisfallet i 2014. Dette har resultert i lave kapitalkostnader. Etter flere år med fallende renter, satte Norges Bank opp styringsrenten ved første rentemøte i 2019. Denne beslutningen ble gjort på bakgrunn av sterkere innenlandsk etterspørsel og en svakere krone (Norges Bank, 2019b). Videre forventer Norges Bank en moderat stigende renteutvikling, som for petroleumselskapenes lønnsomhet vil virke negativt. Ettersom renteøkningen forventes å være moderat, er det rimelig å anta at påvirkningen på oljeinvesteringer ikke vil være utslagsgivende på kort sikt.

### **Valutakurs**

Utvikling i valutakurs er også en vesentlig makroøkonomisk faktor for den norske olje- og gassbransjen. Som tidligere nevnt, er olje- og gassbransjen svært preget av internasjonale forhold, der store deler av petroleumsressursene som produseres blir solgt videre på det globale markedet. Olje blir handlet i amerikanske dollar, som gjør operatørenes inntekter avhengig av svingninger i dollarkursen. Inntektene fra salg av gass, som i følge Norsk Petroleum (2019g) hovedsakelig blir solgt og eksportert til andre europeiske land, er avhengig av variasjoner i både euro og britiske pund. Valutautviklingen har dermed en direkte effekt på

operatørenes inntektsside, og er derfor helt sentral for lønnsomheten i den norske olje- og gassbransjen. Ettersom majoriteten av operatørene har store deler av sine kostnader i norske kroner, herunder eksempelvis produksjonskostnader og skatter, er det hovedsakelig inntektssiden som preges av variasjoner i valutakursene.

### *Sosiokulturelle og miljømessige faktorer*

Betydelige endringer i sosiokulturelle forhold er ofte en driver for innovasjon og nytenking (Johnson mfl., 2017, s. 39). En voksende trend i både petroleumsbransjen og samfunnet generelt, er den økte oppmerksomheten rundt bærekraftig utvikling og miljøvennlige løsninger. Her inngår eksempelvis konseptet om sirkulær økonomi, som handler om at produkter og avfall i stedet for å bli kastet eller stasjonært bort, kan brukes som materiell i nye produkter (Bocken mfl, 2016, s. 308). Forretningsmodeller og privat konsum, preges i større grad enn tidligere av slike konsepter. Dette medfører en reduksjon i etterspørsel etter varer som hovedsakelig består av petroleumsmaterialer, som videre reduserer etterspørselen etter olje- og gass. For oljeselskapene har dette følgelig en negativ effekt på lønnsomheten.

Som nevnt, har fokuset på miljøhensyn også en direkte påvirkning på oljeselskapenes lønnsomhet gjennom økt regulering og økte miljøavgifter. På den ene siden kan nye reguleringer tvinge fram endringer i produksjonsmetoder som er mindre kostnadseffektive enn dagens løsninger, og på den måten redusere selskapenes lønnsomhet. På den andre siden kan det føre til mer nytenking og økt innovasjon, som er både mer miljøvennlig og mer kostnadseffektivt. På den måten kan selskapene øke sin lønnsomhet gjennom både lavere produksjonskostnader og lavere miljøavgifter. Klima- og miljøhensyn gjør det også vanskeligere å få godkjent olje- og gassutvinning i nye, uberørte områder. Dette kan være av vesentlig betydning for selskapenes investeringer, og et økende risikomoment for fremtidig avkastning. På nasjonalt nivå kan man trekke frem den pågående debatten om oljeboring utenfor Lofoten, mens man på internasjonalt nivå kan nevne demonstreringene mot oljeboring i Australbukta utenfor Australia (Jensen, 2019).

Som en kilde til energi, er etterspørselen etter olje- og gass også påvirket av den demografiske utviklingen. FN estimerte i 2017 verdens befolkning til 7,6 milliarder mennesker, og anslår videre en befolkningsvekst på omtrent 2,2 milliarder frem til 2050 (FN-sambandet, 2018). Den eksponensielle veksten fordrer et økende behov for energi, herunder også olje- og gassressurser. Ettersom petroleum anses som verdens viktigste kilde til energi, vil olje og gass

også frem mot 2050 være en sentral energikilde både nasjonalt og internasjonalt (Lundberg og Gundersen, 2019). Gjennom økt etterspørsel etter petroleum og petroleumsprodukter, vil befolkningsveksten med andre ord ha en indirekte positiv effekt på selskapenes lønnsomhet.

### *Teknologiske faktorer*

Betydningen av teknologisk utvikling og innføring av innovative løsninger i petroleumsbransjen, har vært økende gjennom analyseperioden. Norsk Petroleum (2019k) anslår i 2019 at 55% av de totale utvinnbare ressursene på norsk kontinentalsokkel fortsatt ikke er utvunnet. Dette kommer til dels av at dagens teknologi ikke er tilstrekkelig utviklet for utvinning av de gjenværende ressursene. Antallet funn av store oljefelt er synkende, og de gjenværende petroleumsressursene antas å finnes i mindre oljereservoarer med vanskeligere geologiske forhold. Behovet for teknologiske løsninger som øker *utnyttelsesgraden* av reservoarene er derfor økende. Med utnyttelsesgrad mener vi her hvor stor andel av reservoaret som blir utvunnet. Slike løsninger omfatter blant annet ny loggeteknologi som sikrer bedre plassering av brønner, mer effektiv P&A-teknologi som øker utnyttelsesgraden av eksisterende brønner, og bruk av elektromagnetiske målinger i leteoperasjoner for å øke antall funn (Andersen, 2015; Hesthammer og Ellingsrud, 2014).

Implementering av digitalisering har også vært økende i petroleumsbransjen. Digitalisering er et av verktøyene som brukes for å øke utnyttelsesgraden av oljereservoarer, men det har også en sentral rolle for å redusere produksjonskostnadene. Bruk av *digitale tvillinger* er et eksempel på dette. Digitale tvillinger er nøyaktige digitale fremstillinger av fysiske gjenstander eller prosesser, som inneholder data om gjenstandens historiske og nåværende adferd (Deloitte, u.å.). Dette kan være av hele oljeplattformer eller mindre subsea-installasjoner. Bruken av digitale tvillinger gjør at man kan gjennomføre prosesser digitalt før man utfører prosessene fysisk, og på den måten effektiviserer produksjonen. Digitalisering i petroleumsbransjen er dermed en viktig faktor for økt kunnskap og kompetanse, men også for utvikling av nye produksjonsmetoder som reduserer kostnadsnivået.

Fokuset på bærekraftig utvikling og miljø er også sentralt i diskusjonen av de teknologiske faktorene. I større grad enn tidligere investeres det i teknologi som skal redusere avfall og CO<sub>2</sub>-utslipp ved produksjon av olje og gass. I 2018 var olje- og gassbransjen i følge Miljødirektoratet (2018) «den største enkeltkilden til utslipp av klimagasser i Norge». De største kildene til forurensing omhandler boreutslipp, avgass fra turbiner og dieselmotorer, søl

og fakling. I tillegg til minimering av avfall og utslipp, er store deler av teknologiutviklingen fokusert mot energieffektivitet. Eksempel på teknologiske løsninger innenfor dette, er såkalt kombikraft, som vil si at selskapene bruker gass fra turbinene til å produsere damp, som videre blir brukt til å generere elektrisk kraft (Norsk Petroleum, 2019l). Resultatet er redusert utslipp og større energieffektivitet. Dette slår positivt ut på selskapenes lønnsomhet ved reduserte miljøavgifter og lavere produksjonskostnader.

Hovedsakelig handler utviklingen i teknologi innenfor petroleumsbransjen om å redusere utslipp av klimagasser, øke utnyttelsesgraden av petroleumsreservoarer og redusere produksjonskostnader. Utvikling og innføring av slik teknologi kan kreve betydelige ressurser, og må på kort sikt anses som en kostnadsdriver for olje- og gassoperatørene. På lang sikt har investeringene til hensikt å effektivisere produksjonen, og vil på den måten være en indirekte driver for økt lønnsomhet.

### *Oppsummering av PESTEL-analysen*

PESTEL-analysen viser at olje- og gassbransjen på norsk sokkel i høy grad er påvirket av både økonomiske og ikke-økonomiske eksterne faktorer. Økt fokus på bærekraft og miljøvennlige løsninger, har ført til nye nasjonale og internasjonale lovreguleringer som øker operatørenes kostnader forbundet med produksjon av olje og gass. Økt regulering har også vært en pådriver til økt teknologisk utvikling. Nye digitale og mekaniske løsninger, gjør produksjonen mer klimavennlig gjennom redusert utslipp og økt energieffektivitet. Teknologiske nyvinninger gjør også selskapene mer kostnadseffektive, og øker utnyttelsesgraden av petroleumsreservoarene. Oppmerksomheten rundt miljøhensyn gjør det derimot vanskeligere for oljeselskapene å få gjennom prosjekter i nye områder som tidligere ikke er berørt av oljenæringen. Ser vi på de økonomiske faktorene, har oljeprisen vært en sentral faktor for opp- og nedgang i markedet, mens periodens lave rentenivå har ført til relativt lave kapitalkostnader. Lønnsomheten i oljenæringen er også svært avhengig av statens skatteregulering. Dette har vi sett konsekvenser av ved innføringen av leterefusjonsordningen i 2005. Staten setter også rammevilkårene for bransjen gjennom regulering av konsesjonssystemet, og utgjør dermed en sentral påvirkningsfaktor for lønnsomheten i bransjen.

---

## 4.4 Analyse av bransjen

Som nevnt innledningsvis i kapittel 4, vil vi bruke Porters femfaktormodell for å analysere konkurranseomgivelsene til olje- og gassoperatørene på norsk sokkel. Det strategiske rammeverket legger grunnlag for analyse av bransjens historiske og fremtidige lønnsomhet. Vi vil her ta for oss rammeverkets fem forhold, henholdsvis trussel fra nye inntrengere, trussel fra nære substitutter, kundenes forhandlingsmakt, leverandørenes forhandlingsmakt og intern rivalisering.

### *Trussel fra nye inntrengere*

Trussel fra nye inntrengere kan ha en direkte påvirkning på lønnsomheten til olje- og gasselskaper på norsk sokkel. I kapittel 2 ble det fremhevet at nye inntrengere potensielt kan redusere lønnsomheten til eksisterende selskaper, som følge av at verdiskapingen fordeles på flere aktører.

Videre vil trussel fra nye inntrengere avhenge av inngangsbarrierer i bransjen. Olje- og gassindustrien er kapitalintensiv, der det kreves store engangsinvesteringer for produksjon av petroleumsprodukter på norsk sokkel. Kapitalbehovet er spesielt stort ved utbygging av olje- og gassfelt, samt store investeringer ved forlengelse av eksisterende felt. I tillegg påløper det betydelige investeringer i vedlikehold av utstyr, for å unngå midlertidig produksjonsstans. For nyetablerte selskaper, vil store deler av kjernevirksomheten være knyttet til leting av petroleumsressurser. Letevirksomhet krever betydelig kapital, og innebærer stor usikkerhet med hensyn til funn av petroleumsressurser. En annen sentral inngangsbarriere er humankapital. Det tar lang tid å opparbeide seg spisskompetanse og erfaring i olje- og gassbransjen. Dette medfører en industri preget av medarbeidere med høy kompetanse og erfaring, som bidrar til økte inngangsbarrierer.

Som nevnt i delkapittel 4.1, har antall aktører på norsk sokkel blitt redusert i perioden 2014 til 2017, til dels som følge av økt konsolidering. Sett i sammenheng med økt konsolidering i form av færre selskaper, har samlet produksjon av petroleumsprodukter likevel hatt en positiv vekst i denne perioden. Utviklingen viser at oppstrømselskaper på norsk sokkel har opparbeidet seg flere storskalafordeler, gjennom oppkjøp og sammenslåing av konkurrerende aktører. For eksempel kan stordriftsfordeler av slike oppkjøp gi lavere produksjonskostnader per fat utvinnbar olje. Av de store oppstrømsaktørene på norsk sokkel, valgte Norske Shell i 2016 å

fusjonere seg med BG Group (Myrset, 2016). Samme år slo Det Norske Oljeselskap og BP Norge seg sammen, og endret navn til Aker BP. Fusjonen resulterte i at Aker BP ble det tredje største operatørselskapet på norsk sokkel i 2017, målt etter samlet produksjonsvolum av petroleumsprodukter (Myrset, 2017). Videre vil høye stordriftsfordeler redusere trussel fra nye inntrengere, ettersom nyetablerte selskaper må gjennomføre store investeringer for å oppnå samme enhetskostnad som etablerte oppstrømselskaper.

Stordriftsfordeler og høy markedspekt på norsk sokkel, vil bidra til økte inngangsbarrierer for selskaper som har, eller som vurderer, å etablere seg. Som nevnt i delkapittel 4.1, har Equinor Energy hatt en betydelig markedsposisjon i perioden 2007 til 2017. Samtidig utgjør produksjonsvolumet hos få store aktører en stor prosentandel av samlet produksjonsvolum på norsk sokkel.

For norske myndigheter er det viktig at de tilrettelegger for sterk konkurranse på norsk sokkel. Sterk konkurranse i olje- og gassindustrien er viktig med tanke på effektiv ressursutnyttelse. Ettersom bransjen har modnet over tid, ser vi at myndighetene har gjennomført flere tiltak for å øke antall oppstrømselskaper. Som nevnt under PESTEL-analysen, innførte staten i 2005 en ny refusjonsordning for letestkostnader som følge av nedadgående leteaktivitet. Ved å redusere kapitalbehovet for nye aktører, har innføring av leterefusjonsordningen bidratt til lavere etableringsbarrierer i bransjen. Som følge av ordningen, økte antallet operatørselskaper på norsk sokkel fra 35 i 2006 til 49 selskaper i 2007.

Samlet sett ser vi at myndighetene er åpne for å stimulere til økt konkurranse, som videre reduserer inngangsbarrierene for nye aktører. Dette øker trusselen for nye inntrengere. På tross av dette, er fortsatt inngangsbarrierene i olje- og gassbransjen betydelige. Store inngangsbarrierer kommer av stort kapitalbehov, stordriftsfordeler og høy markedspekt blant få store aktører. Bransjen er også avhengig av medarbeidere med høy kompetanse og erfaring, som også styrker inngangsbarrierene. Av den grunn mener vi trussel fra nye inntrengere er lav til moderat.

### *Trussel fra nære substitutter*

I hvilken grad trussel fra nære substitutter er en avgjørende faktor, avhenger av om det eksisterer alternative produkter som dekker samme bruksbehov hos kjøper. Dersom det eksisterer gode alternative produkter for olje og gass, vil det tilsvarende redusere



lønnsomheten i bransjen. Samtidig er det viktig å ta hensyn til potensiell risiko for fremtidige substitutter, som kan påvirke lønnsomheten til olje- og gasselskapene i negativ retning. Videre er det hensiktsmessig å avgrense produktmarkedet for olje og gass. Dersom vi tar hensyn til alle markedene som tar i bruk petroleumsressurser, vil antall substitutter være høy. Dette omfatter substitutter som ikke har nevneverdig innvirkning på lønnsomheten i bransjen. I denne delen av analysen ønsker vi derfor å kun ta hensyn til substitutter som dekker hovedbruksområdene til olje og gass. For olje vil vi se på alternative energikilder som hovedsakelig brukes til transport, mens vi for gass ønsker å se nærmere på alternative produkter rettet mot oppvarming og kraftproduksjon.

I delkapittel 2.2 ble det nevnt at forholdet mellom pris og kvalitet er en viktig faktor for å forklare hvorvidt trussel fra nære substitutter er stor eller liten. Råolje er per i dag verdens viktigste energikilde. I følge Norsk Petroleum (2019g) ble 55% av all utvinnbar olje i Norge brukt i transportsektoren i 2017. Den største etterspørselen etter olje i transportsektoren, er hovedsakelig tilknyttet drivstoff i personbiler og tungtransport. Innenfor transport anses olje å være prisuelastisk, ettersom det er vanskelig å erstatte olje med andre alternative energikilder. Spesielt innenfor luftfart og skipsfart er det svært vanskelig å erstatte olje som energikilde. Det eneste reelle alternativet anses å være bioenergi (UngEnergi, 2018). Prisen på biodrivstoff er derimot i dag ikke konkurransedyktig målt mot prisen på oljebasert drivstoff.

For drivstoff til passasjerbiler, vurderes elektrisk energi, hydrogen og naturgass som alternative energikilder. Globalt blir ikke disse energikildene ansett som reelle trusler, ettersom energikildene blant annet er preget av for få fyllestasjoner og mangel på investeringer (NAF, u.å.; IEA, 2017). I 2018 ble det kjent at amerikanske Anheuser-Busch, et av verdens største bryggerikonsern, bestilte 800 hydrogendrevne lastebiler fra Nikolai Motor Company (Bach, 2018). I tillegg har flere andre store selskaper bestilt flere hydrogendrevne lastebiler fra samme selskap, som tyder på at hydrogen kan være en potensiell konkurrent til vanlig oljebasert drivstoff i fremtiden. Samlet sett vurderer vi likevel hydrogen og andre alternative energikilder til å være en lav trussel for vanlig drivstoff. Denne vurderingen underbygges av en rapport fra OPEC, som sier at alternativ drivstoff kun vil ha en begrenset innvirkning på fremtidig etterspørsel etter olje og gass (Taraldsen, 2015).

Ettersom kull dekker mange av de samme bruksområdene som gass, anses kull til å være en alternativ energikilde i kraftsektoren (Norsk Petroleum, 2019g). Samtidig utgjør fornybar energi, henholdsvis vann-, vind-, sol- og bioenergi, en stor del av den globale

kraftproduksjonen. I 2018 utgjorde kull, fornybar energi og gass henholdsvis 38%, 26% og 23% av den totale kraftproduksjonen i verden (Energi og Klima, 2019). Innenfor kraftsektoren er det stort fokus på å tilrettelegge for at produksjon og klimautslipp er i tråd med Parisavtalens reguleringer. Dette innebærer at landene som har undertegnet avtalen skal gjøre det de kan for å begrense økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen til 1,5°C. I tillegg anslår International Energy Agency (IEA) at fornybar energi vil utgjøre omlag 66% av global kraftproduksjon innen 2040 (Energi og Klima, 2019). Hvorvidt dette utgjør en trussel for etterspørselen etter gass, avhenger av pris og kvalitet på fornybar energi. Med hensyn til Parisavtalen og prognosene til IEA, er det fornuftig å anta at etterspørselen etter fornybar energi vil øke relativt til andre energikilder i kraftproduksjon. Av den grunn vurderer vi trusselen for nære substitutter til gass til å være moderat til høy.

Samlet sett vurderer vi trussel fra nære substitutter til å være moderat. Vurderingen er på bakgrunn av at det per i dag eksisterer få alternativer som kan erstatte olje innenfor transportsektoren. Derimot finner vi at trusselen for substitutter er betydelig større for gass, spesielt innenfor kraftsektoren der både kull og fornybar energi er reelle alternativer.

### *Kundenes forhandlingsmakt*

Sett bort fra Norske Shell, fokuserer samtlige selskaper i utvalget primært på aktiviteter knyttet til oppstrøm, herunder leting og produksjon av olje og gass. Av den grunn vurderer vi oljeraffinerier til å være utvalgets primære kunder. Det vil si at kjøpere av olje fra norsk sokkel, hovedsakelig er raffinerier som omdanner råvaren til oljeprodukter etterspurt fra deres kunder.

Videre anses olje som en standardisert råvare. Dermed vil ikke oljeraffinerienes byttekostnad ved å bytte råvareleverandør (oppstrømselskap) være særlig store. Vi antar derfor at raffineriene er mer opptatt av innkjøpspris. Prisen som blir fastsatt mellom oljeraffinerier og oppstrømselskaper, blir hovedsakelig bestemt av den globale oljeprisen. Som nevnt i delkapittel 4.3, er det først og fremst tilbudssiden som styrer oljeprisen på kort sikt. Dette er fordi etterspørselen etter olje og gass antas å være tilnærmet uendret på kort sikt. Med hensyn til makroomgivelsene på kort sikt, antar vi at oljeraffineriene i utgangspunktet har lav forhandlingsmakt til å påvirke innkjøpsprisen.

Derimot har oljeraffineriene større forhandlingsmakt når det kommer til hvilket kvantum de ønsker å kjøpe. Dersom operatørene på norsk sokkel er avhengig av et fåtall store kunder, kan

dette gi raffineriene høy forhandlingsmakt. I følge Norsk Petroleum (2019g) eksporterte Norge i 2018 omlag 21% av sin samlede oljeproduksjon til Fastlands-Norge, mens 70% ble eksportert til oljeraffinerier i andre europeiske land. Av den grunn vurderer vi at operatørbransjen i liten grad er preget av få store kjøpere. Samlet sett vurderer vi kundenes forhandlingsmakt knyttet til olje til å være lav.

I følge Norsk Petroleum (2019g) kommer det frem at kun en lav prosentandel av gassproduksjonen på norsk sokkel blir eksportert til Fastlands-Norge. Mesteparten av produksjonen blir eksportert til det europeiske markedet, og i internasjonal sammenheng er Norge den tredje største leverandøren av gass. Av samlet gassforbruk i Europa, produseres hele 25% på norsk sokkel (Norsk Petroleum, 2019g). Vi kan dermed si at olje- og gasselskaper på norsk sokkel opererer i et marked som i høy grad er preget av internasjonal konkurranse. I likhet med olje, er gass en standardisert råvare der prisen styres av globale markedsforhold. Av den grunn vurderer vi også forhandlingsmakten til gassimportørene til å være lav.

Samlet sett vurderer vi kundenes forhandlingsmakt i olje- og gassbransjen på norsk sokkel til å være lav.

### *Leverandørenes forhandlingsmakt*

Olje- og gasselskapene på norsk sokkel opererer i en omfattende industri. For å kunne produsere olje og gass, er operatørene avhengige av spesialiserte tjenester og produkter tilbudt av ulike leverandører. I følge Norsk Petroleum (2019f) er over 1100 leverandørselskaper knyttet til olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Det er normalt å dele de ulike leverandørene inn i ulike segmenter, basert på hvilke typer produkter og tjenester de leverer. Eksempelvis deler Rystad Energy leverandørindustrien inn i 153 ulike segmenter (Hovland og Wig, 2017).

Det kreves store investeringer knyttet til produksjon av olje og gass. Det er derfor avgjørende for olje- og gasselskapene å velge leverandører som har evnen til å levere produkter og tjenester av høy kvalitet. Hvis kvaliteten er lav, vil dette få store økonomiske konsekvenser for oppstrømselskapene. Ettersom operatørene påtar seg høy risiko ved valg av tjenester og produkter av lav kvalitet, vil olje- og gasselskaper trolig prioritere etablerte leverandørselskaper fremfor aktører med liten til moderat erfaring. Av den grunn vurderer vi

at leverandører med lang erfaring, har evne til å kapre deler av verdiskapingen i forhandlinger med oppstrømselskaper på norsk sokkel.

I enkelte leverandørsegmenter kan også *lokal tilstedeværelse* være et konkurransefortrinn (Konkurransetilsynet, 2016, s. 5). Av den grunn er det flere leverandører som har posisjonert seg mellom norsk og britisk sokkel. En slik geografisk plassering kan gi betydelige konkurransefortrinn for leverandører, ettersom forsinket leveranse kan resultere i store kostnader for olje- og gasselskapene. Dersom operatørenes valg av produkter og tjenester gjøres på grunnlag av leverandørenes erfaring og lokale tilstedeværelse, anses leverandørens forhandlingsmakt som betydningsfull.

Selv om leverandører har lang erfaring og lokal tilstedeværelse, er også andre faktorer avgjørende for leverandørens forhandlingsmakt. I følge Konkurransetilsynet (2016, s. 5) har innkjøpskostnadene til olje- og gasselskapene økt betraktelig i perioder med høy oljepris, mens innkjøpskostnadene motsatt har falt i perioder med lav oljepris. En bakenforliggende forklaring på dette, er at i perioder med lav eller fallende oljepris, vil operatører på norsk sokkel etterspør færre produkter og tjenester fra leverandører. Herav vil forhandlingsmakten til olje- og gassoperatørene styrkes, ettersom leverandørenes ledige kapasitet er økende i nedgangstider. Det vil si at operatørselskapene på norsk sokkel vil være i stand til å presse ned leverandørkostnadene i perioder med fallende oljepris. Eksempelvis hadde Equinor Energy som markedsleder evnen til å reforhandle flere av sine leverandørkontrakter etter oljeprisfallet høsten 2014 (Hovland og Wig, 2017). Det betyr også at leverandørselskapenes forhandlingsmakt er ekstra sårbar, ettersom det operatørbransjen på norsk sokkel består av få store aktører.

På generell basis har vi sett at det foreligger en sammenheng mellom utvikling i oljepris og leverandørenes forhandlingsmakt. I oppgangstider øker oljeoperatørenes innkjøpskostnader, mens man motsatt observerer fallende innkjøpskostnader i nedgangstider. Kombinasjonen av stor konkurranse på leverandørsiden, og få operatørselskaper med store markedsandeler, gjør at operatørenes forhandlingsmakt relativt sett vil forsterkes i nedgangstider og reduseres i oppgangstider. Vi ser også at leverandørenes forhandlingsmakt delvis kan forklares av erfaring og lokal tilstedeværelse, men at dette avhenger av hvilket segment leverandøren tilhører. Samlet sett mener vi at leverandørenes forhandlingsmakt i operatørbransjen er lav til moderat.

---

## *Intern rivalisering*

I følge Norsk Petroleum (2019f) har antall oppstrømselskaper i perioden 2007 til 2017 ligget på et intervall mellom 43 og 56 selskaper. Som det ble fremhevet i kapittel 2, vil antall aktører ha en betydelig innvirkning på konkurranseintensiteten til en industri. Ut i fra antall aktører i analyseperioden, vil det være forenlig å anta at den interne rivaliseringen på norsk sokkel er høy. Videre vil rivalisering blant oppstrømselskapene forsterkes dersom bransjen er fragmentert. Vi har tidligere nevnt at Equinor Energys produksjon av olje og gass har utgjort en betydelig andel av samlet produksjon på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017. Ettersom bransjen er dominert av få store operatørselskaper, mener vi dette er med på å redusere konkurranseintensiteten.

En annen sentral faktor for å forklare konkurranseintensiteten på norsk sokkel, er hvorvidt kundene til oppstrømselskapene anser petroleumsressursene som differensierte produkter. I analysen av *trussel fra nære substitutter*, vurderte vi olje og gass til å være ikke-differensierte produkter. Ettersom petroleumsressursene er svært standardiserte og styres av globale markedspriser, vil disse faktorene styrke konkurranseintensiteten på norsk sokkel. Med andre ord er det vanskelig for oppstrømselskapene å skille seg ut med hensyn på kvalitet og pris. Standardiserte produkter kan ofte føre til priskrig mellom markedsaktører, som følgelig vil stimulere til økt konkurranse. Dette er derimot ikke et kjent scenario i olje- og gassbransjen, ettersom etterspørselen etter olje og gass har over tid har ligget på et høyt nivå.

Olje- og gassbransjen er også preget av store utgangsbarrierer, ettersom det kreves store engangsinvesteringer for å etablere seg på norsk sokkel. Slike investeringer innebærer hovedsakelig leteaktivitet, rørtransport, utbygging av olje- og gassfelt og nedstenging og fjerning av utstyr. Store utgangsbarrierer gjør det dermed vanskelig for olje- og gasselskaper å trekke seg ut fra markedet. Slike barrierer kan medføre at det blir mer lønnsomt å bli værende i bransjen, selv om lønnsomheten til selskapet i utgangspunktet er lav. Dette mener vi er med på å forsterke konkurranseintensiteten på norsk sokkel.

Fallende produksjonsvolum gjør at konkurransen rundt gjenværende markedsandeler øker, som videre bidrar til økt konkurranseintensitet på norsk sokkel. Som vi så av figur 4 i delkapittel 4.1, har samlet produksjonsvolum vist en nedadgående trend i perioden 2007 til 2013. Denne trenden har på kort sikt resultert i økt konkurranse. Fra 2014 og utover har derimot samlet volum tatt seg opp, og er forventet å stige frem til utgangen av 2023 (Norsk

Petroleum, 2019h). Det er vanskelig å si med sikkerhet hvorvidt produksjonsvolumet på norsk sokkel vil øke eller avta i fremtiden. Med hensyn til historisk utvikling i antall funn, har flere eksperter uttrykt bekymring rundt utvikling av produksjonsvolum på norsk sokkel etter 2023 (Hovland, 2018). I dag utgjør olje og gass cirka 54% av den totale etterspørselen etter verdens energiforsyning (Norsk Petroleum, 2019g). Samtidig forventer interesseorganisasjonen Norsk olje og gass (2019), at etterspørselen reduseres til 33% innen 2050. På bakgrunn av dette, er det rimelig å anta at fremtidig produksjonsvolum på norsk sokkel gradvis vil avta etter 2023. På lang sikt kan forventningen om lavere fremtid produksjonsvolum resultere i økt konkurranseintensiteten.

Som nevnt under *trussel fra nye inntrengere*, har innføringen av leterefusjonsordningen resultert i et økt antall oppstrømselskaper i overgangen 2006/2007. Dette har ført til økt konkurranse på norsk sokkel. Flere av de nyetablerte selskapene har fokusert på leteaktivitet fremfor egen utvinning og produksjon. Ved funn av petroleumsforekomster har de nyetablerte operatørene derfor solgt de aktuelle utvinningslisensene til etablerte selskaper (Øvrebekk, 2012). Denne økningen i antall videresolgte utvinningslisenser kan videre påvirke konkurranseintensiteten til mellomstore og store olje- og gassoperatører.

Ovenfor har vi sett at det er flere faktorer som tilsier høy konkurranseintensiteten på norsk sokkel. Dette er på bakgrunn av at det eksisterer mange aktører, store utgangsbarrierer, standardiserte produkter og fallende produksjonsvolum av olje. Samtidig forventes det at produksjon av olje vil avta etter 2023, som på lang sikt vil forsterke intern rivalisering. Selv om bransjen er preget av mange aktører, ser vi samtidig at bransjen er dominert av få store aktører med høye markedsandeler. Dette er med på å redusere konkurranseintensiteten i bransjen. Samlet sett vurderer vi intern rivalisering på norsk sokkel til å være moderat til høy.

### *Oppsummering av Porters femfaktormodell*

I tabell 13 har vi rangert Porters fem konkurransekrefter med utgangspunkt i faktorenes påvirkning på lønnsomhet. Analysen av konkurransekreftene har vist at den største påvirkningen på bransjens lønnsomhet kommer fra intern rivalisering. Økt intern rivalisering fører til at de gjenværende petroleumsressursene på norsk sokkel fordeles på flere aktører, som videre innebærer økt kamp om markedsandelene. Samtidig vil et økt antall aktører føre til økt press på effektivitet, innovasjon og ressursutnyttelse, samt økt kunnskapsdeling på tvers av

selskapene. Effekten av økt intern rivalisering er dermed ikke entydig, men avhengig av hvilke av de overnevnte faktorene som dominerer.

Konkurranssekrefter	Påvirkning
Intern rivalisering	Moderat - Høy
Trussel fra nære substitutter	Moderat
Leverandørenes forhandlingsmakt	Lav - Moderat
Trussel fra nye inntrengere	Lav - Moderat
Kundenes forhandlingsmakt	Lav

*Tabell 13: Oppsummering av Porters fem konkurransekrefter*

## 4.5 Delkonklusjon

På bakgrunn av den strategiske analysen, har vi besvart følgende forskningsspørsmål:

*Hva kjennetegner konkurransearenaen til olje- og gassoperatører på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?*

Analysen av makroomgivelsene viser at de eksterne påvirkningskreftene har en betydelig effekt på bransjens lønnsomhet. Økende fokus på bærekraftig utvikling i bransjen og samfunnet generelt, har ført til økt press for mer miljøvennlige løsninger. Fokus på miljø har vært en driver for innovasjon og ny teknologi, som har ført til økt energieffektivitet, reduserte kostnader og økt effektivitet i produksjonen. Nye løsninger har også bidratt til økt utnyttelsesgrad av de gjenværende petroleumsreservoarene, og funn av flere oljefelt. Den teknologiske utviklingen er derfor en sentral faktor for økt lønnsomhet i bransjen. Miljømessige forhold har også økt insentivene for å ta i bruk fornybare energikilder fremfor olje og gass. På sikt vil dette redusere etterspørselen etter petroleumsprodukter, og videre ha en negativ effekt på bransjens lønnsomhet. Industriens høye eksportandel gjør selskapene sårbare for internasjonal politisk uro. Handelsblokader og konflikter som omfatter sentrale oljeproduserende land, har derfor en betydelig påvirkning på bransjens lønnsomhet. Hvorvidt effekten av internasjonale forhold er positiv eller negativ, er derimot situasjonsbetinget. Videre har makroøkonomiske faktorer som oljepris og rentenivå, hatt en vesentlig påvirkning på bransjens lønnsomhet. Lave renter har medført lave kapitalkostnader, og store variasjoner i oljepris har ført til store svingninger i selskapenes lønnsomhet.

I en bransje bestående av mange aktører, har konkurransesituasjon på norsk sokkel vært preget av et fåtall store oppstrømselskaper. Moderat til høy grad av intern rivalisering, kan påvirke bransjens lønnsomhet både positivt og negativt. Rivalisering kan gi forbedret lønnsomhet gjennom økt kunnskapsdeling og ressursutnyttelse. Motsatt kan konkurransen tilspisse seg ved at gjenværende petroleumsressurser fordeles på flere aktører, og på den måten svekke bransjens lønnsomhet. Videre fremhever analysen av Porters konkurransekrefter at trussel fra nære substitutter er moderat. I kraftmarkedet anses fornybar energi til å være den store etterspørselsdriveren fremover. På lang sikt kan en slik endring av etterspurt energiforsyning redusere etterspørselen etter gass, og gi lavere lønnsomhet til oppstrømselskapene. Derimot vurderer vi at det ikke foreligger store trusler som kan erstatte bruken av olje i transportsektoren. Leverandørens forhandlingsmakt avhenger av hvorvidt bransjen befinner seg i en oppgangs- eller nedgangskonjunktur. I nedgangstider vil oppstrømselskapene ha evnen til å redusere prisen på leverandørtjenester, og dermed motvirke tap av lønnsomhet. I oppgangstider vil derimot leverandørene ha evnen til å øke reservasjonsprisen, og kapre deler av lønnsomheten til operatørselskapene. Videre vil trussel fra nye inntrengere og kundenes forhandlingsmakt, ha en mindre betydning for lønnsomheten til oppstrømselskapene på norsk sokkel.



## 5 Lønnsomhet i den norske petroleumsnæringen

I dette kapitlet ønsker vi å besvare følgende forskningsspørsmål:

*Hvilke lønnsomhetsvariasjoner finner man mellom olje- og gassoperatørene, og hvilke regnskapsposter er sentrale for å forstå lønnsomheten i perioden 2007 til 2017?*

Innledningsvis vil vi presentere de viktigste regnskapspostene i driftsresultatet og forklare hva som inngår i de ulike postene. Deretter studerer vi hvorvidt lønnsomheten til selskapene avviker fra hverandre gjennom en common size-analyse. Her vil vi måle utvalgets driftskostnader i prosent av driftsinntekter, og på den måten finne hvilke kostnadsposter som er av vesentlig betydning. Videre vil vi presentere generelle og bransjespesifikke lønnsomhetsmål for å se nærmere på oljeoperatørenes lønnsomhet i analyseperioden. Deretter vil vi med hensyn til common size-analysen analysere kostnadsposter vi mener er av vesentlig betydning for å forstå hvorvidt det eksisterer lønnsomhetsforskjeller i utvalget. Avslutningsvis gjennomfører vi en korrelasjonsanalyse, der vi ser på samvariasjonen mellom lønnsomheten gitt ved ROCE og de øvrige lønnsomhetsmålene presentert i delkapittel 5.2.

For å besvare forskningsspørsmålet, har vi hovedsakelig benyttet oss av informasjon hentet fra selskapenes årsrapporter i perioden 2007 til 2017. Vi observerte at Wintershall og Aker BP endret sin presentasjon av regnskapstallene fra NOK til USD i 2014. Den samme endringen gjorde også Equinor Energy i 2016. For at regnskapstallene skal være sammenlignbare, har vi konvertert alle regnskapstall fra USD til NOK ved å anvende gjennomsnittlig valutakurs for det aktuelle året. Årlig valutakurs mellom USD og NOK i perioden 2014 til 2017 er hentet fra Bloomberg Terminal.

### 5.1 Sentrale poster i årsregnskapet

I dette delkapitlet vil vi først presentere de mest sentrale postene i driftsresultatet til olje- og gasselskapene. Deretter vil vi utføre en common size-analyse og se hvordan forholdet mellom driftskostnader og driftsinntekter har utviklet seg i perioden 2007 til 2017. Avslutningsvis presenterer vi de viktigste balansepostene til utvalget. Identifisering av sentrale regnskapsposter i årsregnskapet vil være til hjelp når vi senere i kapitlet skal studere hvorvidt det foreligger lønnsomhetsforskjeller i utvalget.

## *Resultatregnskapet*

Den største inntektsposten under *driftsinntekt* er *salgsinntekter* fra salg av olje, gass, kondensat og NGL. Hva som inngår i disse produktene kommer tydeligere frem i delkapittel 4.1. I analyseperioden har samtlige selskaper hatt en produktmiks med overvekt av olje og gass. Samtidig har vi funnet at det foreligger betydelig variasjon i vektingen av de to sistnevnte produktene på tvers av selskapene. *Andre inntekter* inneholder poster som ikke er en del av selskapets kjernevirksomhet. Deler av inntektsposten kommer fra salg av tildelte utvinningslisenser. Kjøperen av slike lisenser er som regel andre olje- og gasselskaper som opererer på norsk sokkel. I tillegg har enkelte selskaper også bokført *gevinst/tap på derivater* og *resultat fra datterselskap* under andre inntekter.

På kostnadssiden er det flere driftskostnader som har vesentlig innvirkning på selskapets driftsresultat. *Letekostnader* er en av de største kostnadspostene til nyetablerte olje- og gasselskaper, men er betydelig lavere for selskaper med lang historikk på norsk sokkel. Kostnadsposten dekker blant annet utgifter knyttet til innhenting av seismisk data, arbeid med identifisering av mulige petroleumsforekomster og boring av brønner (Norsk Petroleum, 2019o).

En annen sentral kostnadspost er *vare- og produksjonskostnad*. Produksjonskostnader består primært av alt arbeid som er direkte knyttet opp mot produksjon og drift av anlegg (Oljedirektoratet, 2015). Produksjonskostnadene skal med andre ord dekke kostnader knyttet til den daglige driften og vedlikehold av plattformer, brønner og annet utstyr. Ettersom unødvendig stans i produksjon kan være svært kostbart for selskapene, er vedlikeholdsarbeid sentralt for olje- og gasselskapene. Varekostnad omfatter hovedsakelig kostnader tilknyttet kjøp av gass og tariffkostnader.

Av årsrapportene til utvalget ser vi at avskrivning utgjør en stor kostnadspost. Avskrivning skal reflektere kostnaden av verdifall på eiendeler som er tilknyttet produksjon av olje og gass på norsk sokkel (Tveter, 2017). Dette gjelder blant annet plattformer, brønner, utstyr og alt som kan tillegges en lisens eller et felt. Av årsrapportene kommer det frem at *produksjonsenhetsmetoden* blir brukt av samtlige olje- og gasselskaper i utvalget. Vi vil gi en mer detaljert beskrivelse av produksjonsenhetsmetoden ved beregning av ROCE i delkapittel 5.2. Videre eksisterer det ulike regnskapsregler for avskrivning av leteaktiviteter på norsk sokkel. Olje- og gasselskapene kan velge mellom to avskrivningsmetoder ved kostnader

tilknyttet leteaktivitet, henholdsvis *successful efforts-metoden* (SE) og *fullkostmetoden* (FK) (ORS, u.å.). Dersom en avskriver letekostnader i henhold til SE, vil letekostnader kun balanseføres hvis funnene er drivverdige. Dersom leteaktivitetene ikke resulterer i funn, vil letekostnader umiddelbart utgiftsføres i samme periode (Statoil Petroleum, 2017). Ved bruk av FK, vil derimot alle utgifter knyttet til leteaktivitet aktiveres, uavhengig av om leting resulterer i funn eller ikke. Hvorvidt selskapene velger SE eller FK, vil ha en innvirkning på driftsresultatet og størrelsen på egenkapitalen. I delkapittel 5.2 vil vi se om valg av avskrivningsmetode av leteutgifter er konsistent mellom selskapene i utvalget.

Av årsrapportene til utvalget kommer det frem at flere av selskapene har restrukturert store deler av virksomheten etter oljeprisfallet høsten 2014. Av den grunn har nedskrivningskostnader vokst betydelig for flere selskaper i perioden 2014 til 2016.

### **Common size-analyse**

I denne delen av oppgaven vil vi gå gjennom de mest sentrale postene i driftsresultatet ved å gjennomføre en common size-analyse. Vi vil her analysere utvalgets regnskapstall i driftsresultatet relativt til *sum driftsinntekt*. De relative måltallene gjør det mulig å sammenligne selskaper uavhengig av selskapets absolutte størrelse. Analysen tar utgangspunkt i analyseperioden 2007 til 2017, der regnskapstallene er hentet fra selskapenes egne årsrapporter. I analysen har vi valgt å ekskludere alle poster i resultatregnskapet som ikke er tilknyttet driftsresultatet. Dette er finansielle og skattemessige poster som vi mener ikke er av relevans for vår lønnsomhetsanalyse. I analysen har vi ekskludert ekstremobservasjoner med forholdstall over 300%, ettersom disse observasjonene ikke er representative for utvalget som helhet. Ekstremobservasjonene kommer av at enkelte selskaper har lav eller ingen produksjon av olje og gass i starten av analyseperioden. Dette fører til at selskapenes driftsinntekter blir svært små relativt til deres driftskostnader.

Det har også vært utfordrende å sammenligne enkelte kostnadsposter, ettersom selskapene grupperer og fremstiller driftskostnader ulikt i sine årsrapporter. For å få et sammenlignbart datagrunnlag, har vi derfor måttet presentere vare-, produksjon- og transportkostnader under samme kostnadspost, kalt *vare- og produksjonskostnader*.

I common size-analysen har vi inkludert uvektet gjennomsnitt av samtlige observasjoner i utvalget, samt minimum- og maksimumobservasjoner for å avdekke variasjonsavviket i

utvalget. Vi har også valgt å oppgi median, ettersom medianverdier er mindre sensitive for ekstremobservasjoner enn gjennomsnittsverdier.

	Min	Maks	Gjennomsnitt	Median
Salgsinntekt	41 %	163 %	98 %	99 %
Annen driftsinntekt	-63 %	59 %	2 %	1 %
<b>Sum driftsinntekt</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
Vare- og produksjonskostnad	0 %	85 %	26 %	21 %
Letekostnad	0 %	234 %	27 %	6 %
Lønnskostnad	-4 %	77 %	7 %	3 %
<i>Herav lønn</i>	0 %	86 %	10 %	4 %
Av- og nedskrivning	4 %	143 %	34 %	23 %
Andre driftskostnader	-29 %	72 %	6 %	2 %
<b>Sum driftskostnader</b>	<b>-55 %</b>	<b>300 %</b>	<b>98 %</b>	<b>64 %</b>
<b>Driftsresultat</b>	<b>-246 %</b>	<b>155 %</b>	<b>2 %</b>	<b>36 %</b>

**Tabell 14:** Common size-analyse av utvalgets regnskapsposter, målt i prosent av driftsinntekter (uvektet gjennomsnitt) for perioden 2007 til 2017

Tabell 14 viser resultatet fra common size-analysen av utvalget. Av tabellen ser vi at salgsinntekter utgjør den største delen av utvalgets driftsinntekter. Det vil si at salgsinntektene til utvalget primært består av salg av petroleumsprodukter. Av tabellen ser vi også at det foreligger store variasjoner i hvor stor andel salgsinntekter utgjør av driftsinntektene. Minimumobservasjonen på kun 41% reflekterer salgsinntekt til nyetablerte selskaper med lav historikk på norsk sokkel. For disse selskapene utgjør *annen driftsinntekt* en stor del av de totale driftsinntektene. Maksimumobservasjonen på 163% kommer fra Equinor Energy som i perioden 2014 til 2016 hadde negativ annen driftsinntekt. De negative inntektene kom som følge av store nedskrivninger i datterselskaper og tilknyttede selskaper. Dette førte til at selskapets salgsinntekter utgjorde mer enn 100% av sum driftsinntekt i denne perioden.

Av common size-analysen ser vi at *vare- og produksjonskostnad* utgjør en betydelig andel av driftskostnadene. Kostnadspostens størrelse har variert på tvers av selskapene, og gjennom analyseperioden har gjennomsnitts- og medianverdier vært på henholdsvis 26% og 21%. Maksimumobservasjonen på 85% kommer fra Faroe Petroleum i 2010, som følge av lave salgsinntekter. Observasjonen skiller seg betydelig fra de øvrige observasjonene, som har ligget på et intervall mellom 5% og 61%. Minimumsobservasjonen på 0% representerer Bayerngas og Faroe Petroleum, som i starten av analyseperioden kun drev med leteaktivitet.

Letekostnader i prosent av driftsinntekt varierer betydelig mellom selskapene. Med minimum- og maksimumobservasjoner på henholdsvis 0% og 234%, ser vi av common size-analysen at spredningen er stor. For nyetablerte aktører på norsk sokkel, utgjør letetekostnader en vesentlig andel av sum driftsinntekt. Bayerngas, Lundin og Wintershall etablerte seg alle på norsk sokkel i 2006. For disse selskapene har letetekostnader i gjennomsnitt utgjort henholdsvis 39%, 46% og 69% av sum driftsinntekt i analyseperioden. Motsatt har de etablerte selskapene hatt en betydelig lavere andel letetekostnader. Equinor Energy, Norske Shell, Total E&P, Eni og ConocoPhillips er alle godt etablerte aktører på norsk sokkel. Av disse selskapene, har andel letetekostnader av sum driftsinntekt i gjennomsnitt ligget på et intervall mellom 1% og 5%. Slike variasjoner mellom etablerte og nyetablerte selskaper kan forklares av selskapets livssyklus. Nyetablerte aktører er avhengig av høy leteaktivitet, som gjør at letetekostnader følgelig utgjør en stor andel av sum driftsinntekt. Etablerte selskaper har ikke samme behov for leting, og har en betydelig høyere andel utvinningsaktiviteter enn de nyetablerte.

Ettersom flere av selskapene har inkludert store avsetningsverdier under *lønnskostnad*, har vi trukket ut kostnader forbundet lønn, pensjon og arbeidsgiveravgift i en egen post, *herav lønn*. Dette gir et mer presist bilde av de faktiske lønnskostnadene i utvalget. Gjennomsnittet og medianen til andel herav lønn av sum driftsinntekt, er på henholdsvis 10% og 4%. Som nevnt i delkapittel 4.2, har ikke Equinor Energy oppgitt lønnskostnader i sine årsrapporter, og er dermed heller ikke inkludert i common size-analysen. Videre ser vi av tabell 14 at andel lønnskostnad er relativt lav sammenlignet med postene *vare- og produksjonskostnader* og *av- og nedskrivninger*. Dette kommer av at olje- og gassbransjen er kapitalintensiv, som medfører at kostnader knyttet til arbeidskraft er relativt lave.

Av tabell 14 fremkommer det at *av- og nedskrivninger* er den største kostnadsposten til utvalget, målt i både gjennomsnitt og median. Dette er et rimelig resultat, ettersom olje- og gassbransjen er svært kapitalintensiv. Videre finner vi spesielt store kostnader tilknyttet nedskrivninger av eiendeler i perioden 2014 til 2016. Hovedgrunnen til de store nedskrivningsverdiene i denne perioden, er effekten av oljeprisfallet høsten 2014. Flere oppstrømsrelaterte prosjekter ble ulønnsomme som følge av et historisk høyt kostnadsnivå og stor investeringsaktivitet i forkant av oljeprisfallet (Lie, 2016).

Ettersom utvalget inneholder både etablerte og nyetablerte selskaper, er gjennomsnittet i common size-analysen preget av ekstremobservasjoner. Dette er forklaringen til at det eksisterer betydelige forskjeller mellom median og gjennomsnitt i henholdsvis *letekostnader*,

*sum driftskostnader* og *driftsresultatet*. På bakgrunn av ekstremobservasjoner i utvalget, mener vi at median gir et bedre bilde av selskapenes kostnadsstruktur. Av tabell 14 ser vi at driftsresultatet i perioden har ligget på 36% av sum driftsinntekt, som vi anser å være tilfredsstillende.

## *Balansen*

### **Eiendeler**

Av balanseoppstillingen til utvalget, utgjør *anleggsmidler* en betydelig andel av eiendelene. Når det gjelder balansepostene under anleggsmidler, finner vi derimot store variasjoner på tvers av selskapene.

Anleggsmidler deles inn i *varige driftsmidler*, *immaterielle eiendeler* og *finansielle eiendeler*. Varige driftsmidler er den mest sentrale posten under anleggsmidler. Store deler av varige driftsmidler består av maskiner, utstyr og transportmidler som blir brukt til produksjon av olje og gass. Dette omfatter blant annet plattform, brønner og rørledninger som brukes i den daglige driften. Bygninger, kontorutstyr og inventarer utgjør en relativt liten andel av varige driftsmidler, ettersom eiendelene ikke inngår i utvalgets kjernevirksomhet.

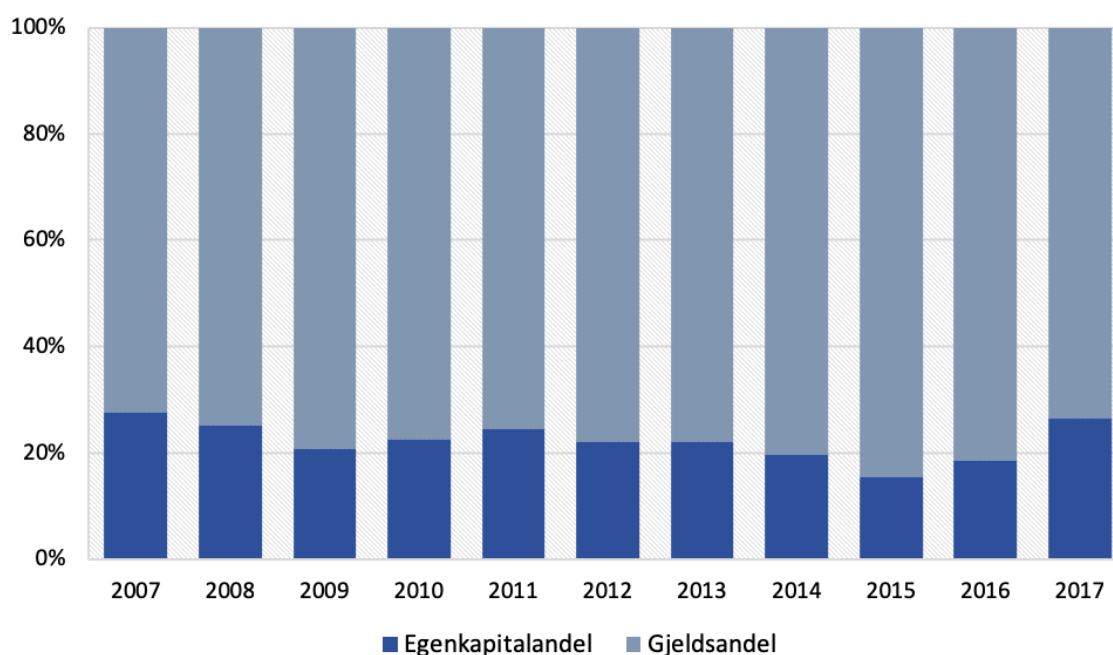
Immaterielle eiendeler består primært av *aktiverte letekostnader*, *oppkjøp av lisenser*, *goodwill* og *utsatt skattefordel*. Aktiverte letekostnader er den største posten under immaterielle eiendeler, og består av flere kostnadskomponenter knyttet til leting av olje og gass på norsk sokkel. I utvalget utgjør posten en relativt stor andel av immaterielle eiendeler for selskaper som etablerte seg på 2000-tallet. Derimot er aktiverte letekostnader av mindre betydning for selskaper med lang historikk på norsk sokkel. Videre er det kun noen få selskaper som oppgir goodwill i balansen. Av disse selskapene utgjør posten en betydelig andel hos både Aker BP og Wintershall. Verdien av goodwill til Aker BP representerer flere oppkjøp selskapet har gjennomført i perioden 2007 til 2017.

Med unntak av Equinor Energy, utgjør finansielle anleggsmidler kun en liten andel av utvalgets anleggsmidler. Årsaken til Equinor Energys høye andel finansielle anleggsmidler, kommer av selskapets relativt store investeringer i datterselskap og tilknyttede selskaper i analyseperioden. For eksempel utgjorde de finansielle anleggsmidlene i 2017 hele 39% av selskapets anleggsmidler (Statoil Petroleum, 2017).

Under *omløpsmidler*, er det *kundefordringer*, *andre fordringer* og *bankinnskudd* som utgjør de største postene. Omløpsmidlene i seg selv utgjør kun en liten del av utvalgets eiendeler, og er derfor av relativt liten betydning i denne sammenhengen.

## Egenkapital og gjeld

Med hensyn til gjeld, har samtlige selskaper i utvalget regnskapsført *avsatt utbytte* under kortsiktig gjeld. Denne har vi inkludert i egenkapitalandelen ettersom det er eierne som har rett til utbytte (Bragelien, 2017a). I figur 8 ser vi hvordan gjennomsnittet til utvalgets egenkapital- og gjeldsandel har utviklet seg gjennom analyseperioden. I figuren blir det fremhevet at egenkapitalandelen har ligget på et intervall mellom 15% og 28%, og med et gjennomsnitt på 22%. Det vil si at totalkapitalen til utvalget inneholder en betydelig andel gjeld, hvorav gjelden består av både *rentebærende* og *ikke-rentebærende gjeld*.



**Figur 8:** Gjennomsnittlig kapitalstruktur for utvalget i perioden 2007 – 2017

Av den langsiktige gjelden i utvalget, utgjør *finansieringsmidler fra beslektede selskaper* en betydelig andel av *rentebærende gjeld*. Ettersom samtlige selskaper i utvalget er datterselskap, med unntak av Aker BP, vil beslektede selskaper i denne sammenheng være mor- eller konsernselskap. Av ikke-rentebærende gjeld, utgjør *utsatt skatt* og *avsetning for nedstengings- og fjerningskostnader* de største postene. Verdien på utsatt skatt estimeres på grunnlag av skattesatsen multiplisert med differansen mellom regnskapsmessige og skattemessige verdier (Visma, u.å.). I oljebransjen vil skattemessige verdier normalt overstige regnskapsmessige

verdier (Osmundsen mfl., 2002). I tillegg er lete- og utvinningsselskaper på norsk sokkel pliktige til å betale en ekstraordinær skattesats på 56%, som nevnt i delkapittel 4.3. Kombinasjonen av høy skattesats og differanse mellom de regnskapsmessige og skattemessige verdiene, gjør at utsatt skatt utgjør en betydelig andel av rentebærende gjeld til utvalget.

Kortsiktig gjeld utgjør en relativt lav andel av utvalgets totale gjeld. *Betalbar skatt og annen kortsiktig gjeld* skiller seg ut som de største postene, og er knyttet til selskapenes daglige drift.

## 5.2 Analyse av nøkkeltall

Nøkkeltallanalyse fremhever lønnsomhetsnivået i utvalget. Gjennom analysen ønsker vi å få en dypere forståelse av selskapenes lønnsomhet, og hvorvidt det eksisterer lønnsomhetsforskjeller på tvers av utvalget. For å få et overordnet bilde av lønnsomheten, vil vi se på både generelle og bransjespesifikke lønnsomhetsmål. Rentabilitetsmålene har ulike tilnærminger, og det vil derfor være hensiktsmessig å fremheve deres fordeler og ulemper. Av generelle lønnsomhetsmål, ønsker vi å studere avkastning på sysselsatt kapital (ROCE) og egenkapitalrentabilitet etter skatt (EKR). Av bransjespesifikke lønnsomhetsmål, har vi valgt å se på EBITDA per *tusen fat oljeekvivalenter produsert per dag* (kboepd). Disse nøkkeltallene mener vi vil gi et bredt bilde av lønnsomheten til olje- og gasselskapene i utvalget.

### *Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE)*

Avkastning på sysselsatt kapital (ROCE) er et utbredt rentabilitetsmål for olje- og gasselskaper på norsk sokkel. ROCE måler hvor effektivt selskapet bruker den sysselsatte kapitalen, og blir bestemt av forholdet mellom *resultat før rentekostnader og skatter* og *sysselsatt kapital* (Bragelien, 2017a). Formel for å beregne ROCE er vist ved formel 8.

$$ROCE = \frac{\text{Resultat før rentekostnader og skatter}}{\text{Gjennomsnittlig sysselsatt kapital}}$$

**Formel 8:** *Avkastning på sysselsatt kapital (Bragelien, 2017a)*

For å analysere utvalgets lønnsomhet med hensyn til ROCE, er det hensiktsmessig å omgruppere regnskapstallene i balansen for å finne sysselsatt kapital. Gjesdal (2007) definerer sysselsatt kapital som den kapitalen som skal ha sin andel av selskapets verdiskaping. Sysselsatt kapital består dermed av summen av egenkapital og rentebærende gjeld. Rentefri



gjeld inkluderes ikke i sysselsatt kapital, ettersom denne gjelden ikke inngår i selskapets verdiskaping (Gjesdal, 2007). Rentefri gjeld er ofte leverandørgjeld eller andre kortsiktige gjeldsposter (Kinserdal, 2017). Ved beregning av ROCE er det viktig at det er samsvar mellom teller og nevner, slik at avkastningskravet gir et nøyaktig bilde av selskapets lønnsomhet.

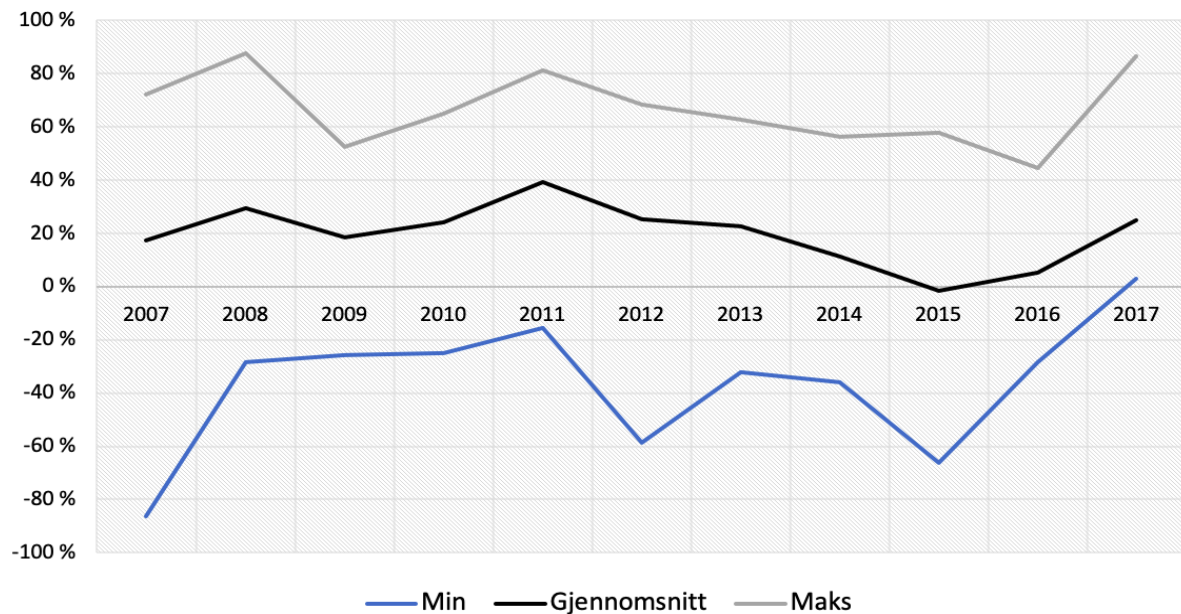
Siden ROCE er en før-skatt beregning, inkluderer vi *betalbar skatt*, *avsatt utbytte* og *utsatt skatt* i egenkapitalen. I tillegg har vi ekskludert *utsatt skattefordel* fra egenkapitalen, ettersom denne posten kun skal være med i etter-skatt beregninger (Bragelien, 2017a). I formel 8 har vi valgt å bruke gjennomsnittlig sysselsatt kapital i nevner fremfor utgående eller inngående balanse. Av den grunn vil *resultat før rentekostnader og skatter* reflektere mer (mindre) bruk av kapital dersom sysselsatt kapital vokser (faller) mye i det aktuelle året.

En svakhet ved ROCE, er at rentabilitetsmålet er sensitivt for aggressiv avskrivning av varige driftsmidler. For olje- og gasselskaper på norsk sokkel, avskrives varige driftsmidler etter produksjonsenhetsmetoden (Kinserdal, 2014). Her vil årlig avskrivningssats ta utgangspunkt i årlig produksjonsvolum i andel av totalt påvist utvinnbart reservoarvolum. Det vil si at årlig avskrivningssats vil være 20%, dersom årlig produksjon er 200 000 og utvinnbart reservoarvolum er 1 000 000 fat. Et velkjent problem med denne metoden, er at olje- og gasselskaper har en tendens til å øke gjenværende oljereserver over tid som følge av teknologisk utvikling og ny geologisk kunnskap. Dette vil føre til at årlig avskrivningsbeløp etter hvert reduseres. I starten av produksjonsfasen kan dermed ROCE være undervurdert, og motsatt overvurdert i slutfasen av prosjektet. Med andre ord vil ikke ROCE nødvendigvis reflektere selskapets driftsmessige forhold.

ROCE er også sensitiv mot verdiendringer av *kontanter* og *kontantekvivalenter*. Deler av postens verdi er driftsrelatert og anvendes i den daglige driften. Andelen som ikke brukes i den daglige driften, skal i teorien klassifiseres som en finansiell post, kalt overskuddslikviditet (Gjesdal, 2007). Problemet er at vi ikke vet nøyaktig hvor stor andel av kontanter og kontantekvivalenter som blir brukt i den daglige driften. Av den grunn har vi inkludert hele postens verdi inn i sysselsatt kapital. Dersom vi holder alt annet likt, vil en relativt stor beholdning av kontant og kontantekvivalenter øke verdien av sysselsatt kapital, og videre redusere ROCE.

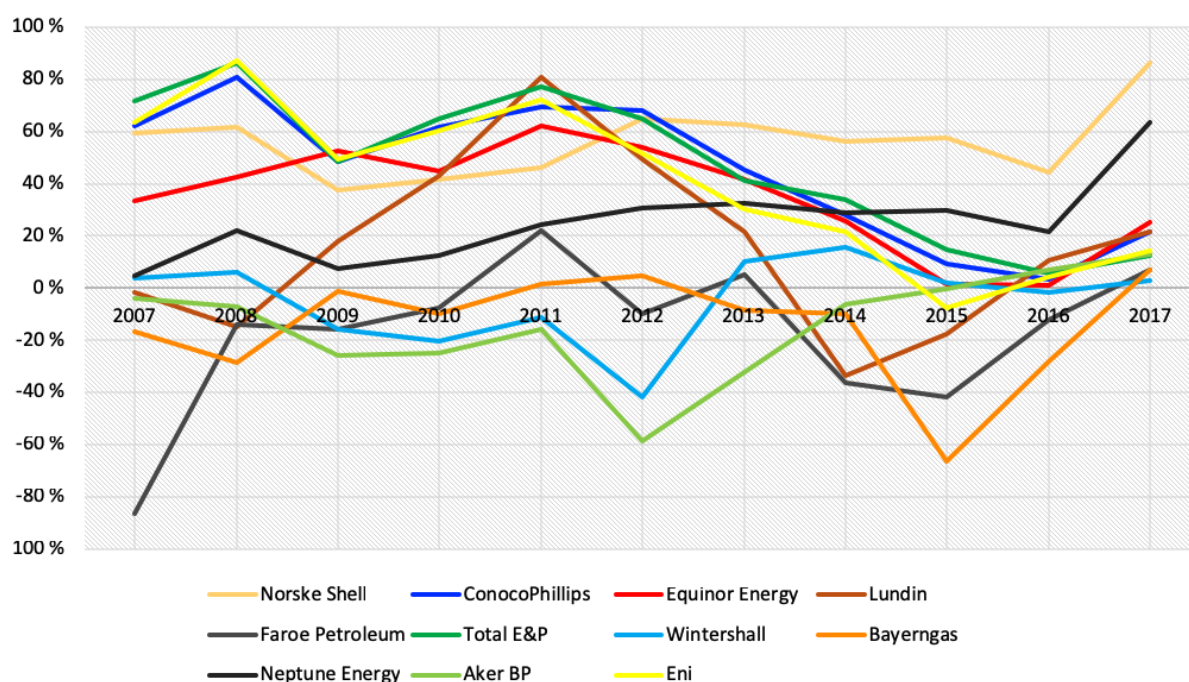
Selv om ROCE inneholder flere svakheter, mener vi likevel at det er ett godt måltall for å analysere lønnsomheten i utvalget. Av årsrapportene til Equinor ASA og Aker BP, kommer

det frem at ROCE er et sentralt måltall for å måle selskapets lønnsomhet (Equinor, 2017; Aker BP, 2017).



**Figur 9:** Bransjevariasjon i ROCE for utvalget i perioden 2007 – 2017

Figur 9 viser utviklingen i gjennomsnitts-, minimums- og maksimumsverdier av ROCE gjennom analyseperioden. Hvorvidt det foreligger lønnsomhetsforskjeller i utvalget, kommer frem ved å se på differansen mellom den grå og den blå linjen i figuren. Av figuren ser vi at det har vært store lønnsomhetsforskjeller gjennom hele analyseperioden. I gjennomsnitt har avkastning på sysselsatt kapital ligget på cirka 20%, som indikerer god lønnsomhet for utvalget. Med hensyn til gjennomsnittlig ROCE, ser vi i figur 9 at 2011 var det mest lønnsomme året for utvalget. Derimot viser figuren en fallende trend i gjennomsnittlig lønnsomhet frem til utgangen av 2015.



**Figur 10:** Utvikling i ROCE for hvert selskap i utvalget fra 2007 – 2017

Figur 10 viser avkastning på sysselsatt kapital for hvert selskap i perioden 2007 til 2017. Figuren fremhever store svingninger i ROCE på tvers av selskapene. Med en gjennomsnittlig sysselsatt kapital på 56% gjennom analyseperioden, har Norske Shell hatt høyest lønnsomhet i utvalget. Videre fremhever figur 10 god og stabil lønnsomhet hos både Norske Shell og Neptune Energy i perioden 2012 til 2015, der øvrige selskaper i samme perioden hadde fallende lønnsomhet. Hos Norske Shell kan stabil lønnsomhet i denne perioden skyldes at regnskapet inkluderer både oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter. Av den grunn kan det tyde på at selskapet har oppnådd en diversifiseringseffekt i perioder der lønnsomheten i bransjen har vært fallende. Neptune Energy har på sin side opprettholdt god og stabil lønnsomhet gjennom økende produksjonsvolum og stabile driftskostnader.

Gjennom analyseperioden har Faroe Petroleum, Bayerngas, Wintershall og Aker BP prestert betydelig dårligere sammenlignet med resten av utvalget. De tre førstnevnte har opprettholdt høy leteaktivitet i store deler av analyseperioden, som har påvirket lønnsomheten negativt. Samtidig ser vi at disse selskapene har konvergert mer mot bransjesnittet i slutten av analyseperioden.

### *Egenkapitalrentabilitet etter skatt (EKR etter skatt)*

Egenkapitalrentabilitet etter skatt måler avkastningen til eierne av selskapet (Bragelien, 2017a). EKR etter skatt er et lønnsomhetsmål som brukes i flere bransjer, og av den grunn kan rentabilitetsmålet være nyttig for også vårt utvalg. Beregning av EKR etter skatt er vist ved formel 9.

$$\text{Egenkapitalrentabilitet etter skatt} = \frac{\text{Resultat etter skatt}}{\text{Egenkapital (etter skatt)}}$$

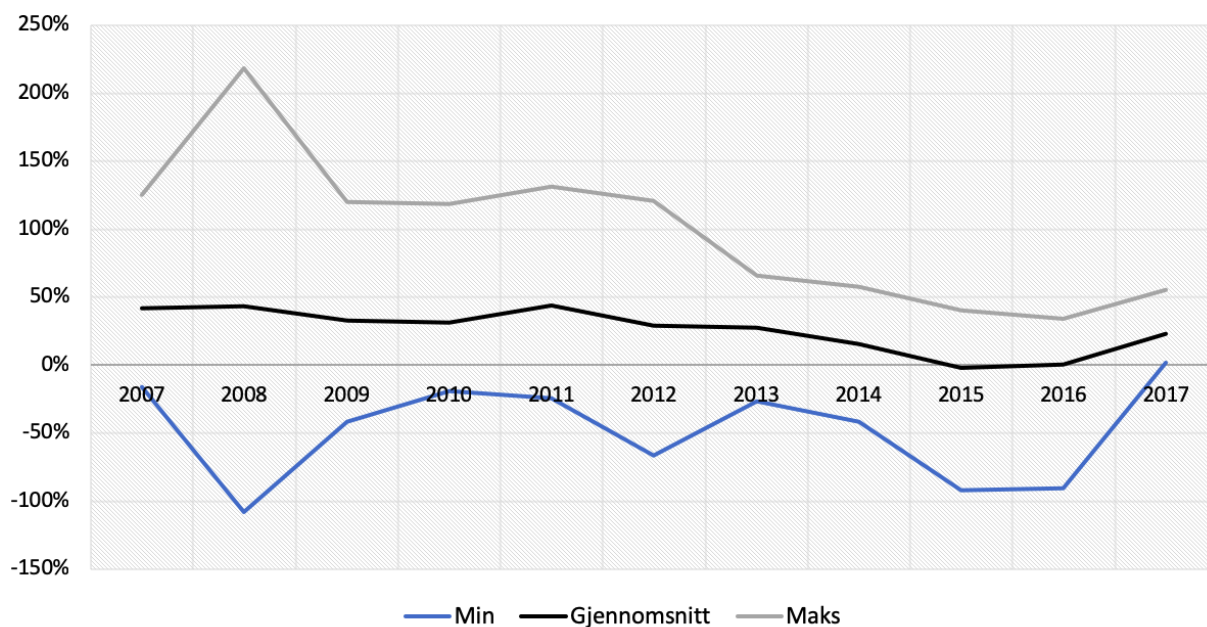
#### **Formel 9:** *Egenkapitalrentabilitet etter skatt (Bragelien, 2017a)*

Forholdstallet påvirkes direkte av *resultat etter skatt* i telleren, og *egenkapital etter skatt* i nevneren. Ettersom vi ønsker å estimere avkastningen til selskapets eiere, er det hensiktsmessig å trekke fra minoritetsinteresser i både teller og nevner. Videre har vi inkludert *avsatt utbytte* i egenkapitalen. Dette er fordi eierne ønsker avkastning også på denne kapitalen (Bragelien, 2017a). Vi har valgt å ekskludere *utsatt skatt* og *betalbar skatt* fra egenkapitalen, ettersom balansepostene karakteriseres som gjeld i etter skatt-beregninger. I tillegg har vi inkludert *utsatt skattefordel* som en del av egenkapitalen, ettersom posten inngår i egenkapitalen i etter skatt-beregninger.

I utgangspunktet er det fordelaktig å bruke inngående balanse ved beregning av lønnsomhetsmålet, ettersom dette vil gi et mer nøyaktig lønnsomhetsmål. Det kan derimot gi et feilaktig bilde av lønnsomheten hvis selskapet avsetter et unormalt høyt utbytte, eller foretar store kapitalinnhentinger (Bragelien, 2017a). I tilfeller der de to sistnevnte faktorene er til stedet, har vi valgt å bruke gjennomsnittet av inngående og utgående egenkapital for det aktuelle året.

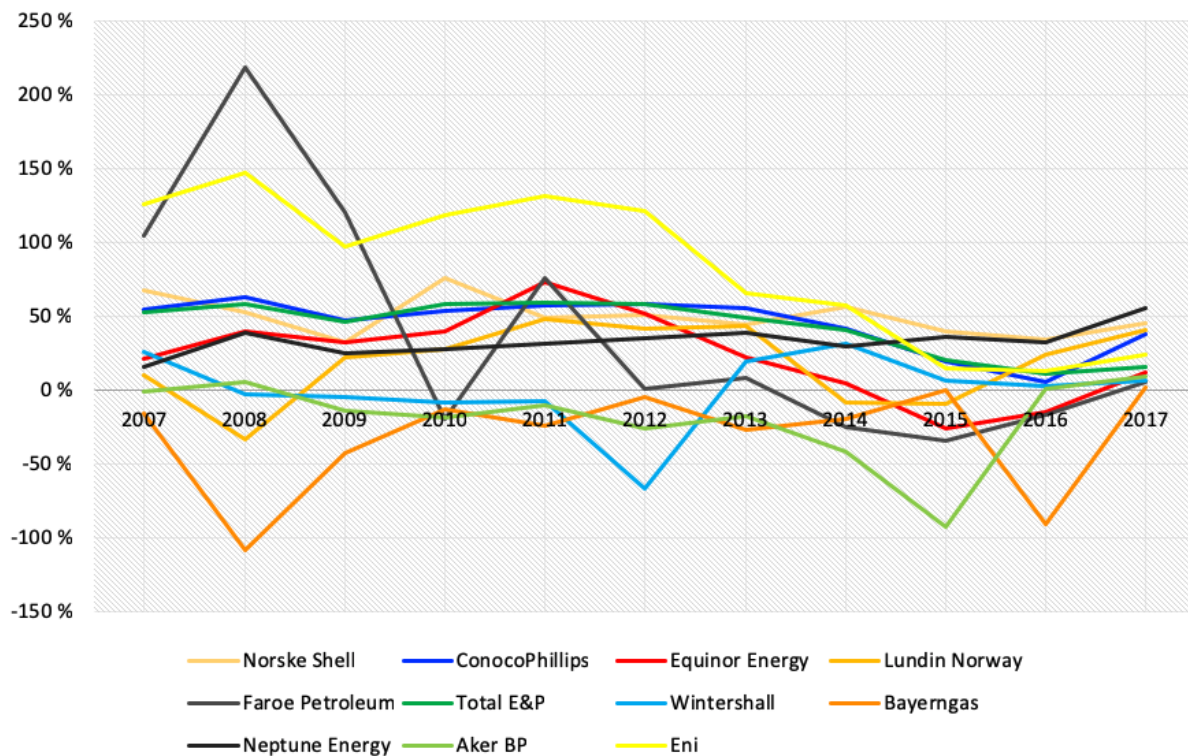
En av ulempene med egenkapitalrentabilitet etter skatt, er at den ikke tar hensyn til selskapets *avkastningskrav til egenkapitalen*. I følge Modigliani og Miller, vil totalkapitalavkastningen i et perfekt marked være upåvirket av selskapets kapitalstruktur (Berk og DeMarzo, 2014, s. 490). Derimot vil avkastningskravet på egenkapitalen justere seg ved endringer i selskapets kapitalstruktur. Det vil si, at en investor vil kreve større avkastning på egenkapitalen når selskapets gjeldsandel øker. Ettersom selskapene i vårt utvalg har ulike kapitalstruktur, skal de i teorien også ha ulike avkastningskrav på egenkapitalen. Dersom vi ikke tar hensyn til denne ulikheten, vil det få konsekvenser når vi sammenligner lønnsomheten til olje- og

gassoperatørene gitt deres EKR etter skatt. Ved bruk av EKR etter skatt, vil det derfor være riktig å måle differansen mellom egenkapitalrentabilitet etter skatt, og avkastningskravet på egenkapitalen for hvert selskap. Ettersom dette er svært ressurskrevende, har vi valgt å ikke beregne avkastningskravet hvert enkelt selskap. Vi har likevel valgt å bruke rentabilitetsmålet, ettersom vi mener det gir en god indikasjon på selskapets lønnsomhet.



**Figur 11:** Bransjevariasjon i EKR etter skatt for utvalget i perioden 2007 - 2017

Figur 11 viser utvalgets utvikling i gjennomsnittlig EKR etter skatt. Vi har også inkludert minimum- og maksimumobservasjoner for å illustrere hvorvidt det eksisterer lønnsomhetsforskjeller i utvalget. Av figuren ser vi at gjennomsnittlig EKR etter skatt i utvalget har ligget på et høyt nivå gjennom store deler av analyseperioden, men at lønnsomheten har vært fallende fra 2012 frem til utgangen av 2015. Ved å se på differansen mellom den grå og blå linjen i figur 11, fremkommer det store lønnsomhetsforskjeller i utvalget gjennom store deler av perioden. Lønnsomhetsforskjellene har vist å være fallende over tid, som indikerer at de sterkeste og svakeste selskapene i utvalget etter hvert har konvergert mot bransjesnittet.



**Figur 12:** Utvikling i EKR etter skatt for hvert selskap i utvalget fra 2007 - 2017

Figur 12 viser utviklingen i EKR etter skatt til samtlige selskaper i utvalget fra 2007 til 2017. Bayerngas hadde i 2015 negativ egenkapital. For å begrense problemet med ekstremobservasjoner, har vi derfor satt selskapets EKR etter skatt til 0% i 2015. Figuren viser at det har vært stor spredning i lønnsomheten mellom selskapene, men at lønnsomhetsforskjellene jevner seg ut i slutten av analyseperioden. Som ved ROCE, ser vi at Norske Shell har generert høyest lønnsomhet av samtlige selskaper i utvalget i store deler av analyseperioden. Derimot har lønnsomheten til selskapet beveget seg mer mot bransjesnittet i perioden 2013 til 2017. Motsatt fremhever figur 12 svak lønnsomhet i store deler av analyseperioden for både Bayerngas og Aker BP.

### *EBITDA per kboepd*

*EBITDA per kboepd* er et bransjespesifikt lønnsomhetsmål som ser på forholdet mellom operasjonell lønnsomhet og produksjonsvolum. *EBITDA* måler selskapets lønnsomhet med utgangspunkt i inntjening før avskrivning, nedskrivning, renter og skatt (Kinserdal, 2017). Som nevnt i delkapittel 4.2, viser *kboepd* hvor mange tusen fat oljeekvivalenter et selskap produserer per dag (Statoil, 2017). Av årsrapportene til utvalget, viser *kboepd* å være et av de

---

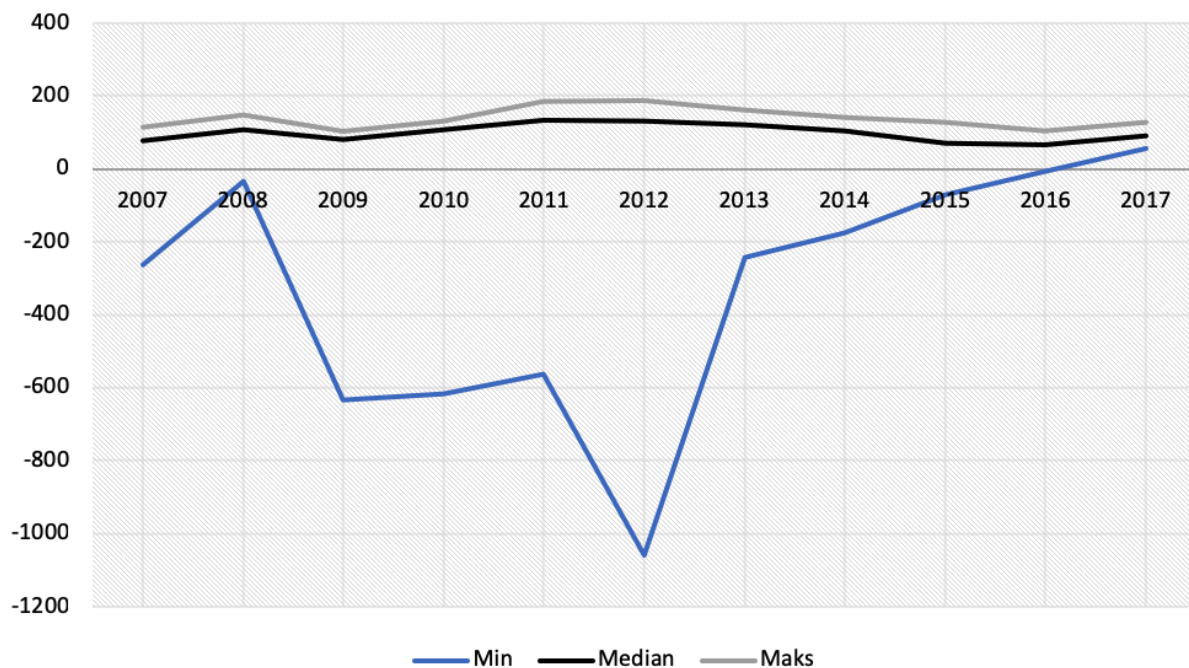
vanligste måleenhetene for produksjonsvolum. Av den grunn mener vi at EBITDA per kboepd er et godt måltall for lønnsomhet i vår analyse.

Sammenligning av operasjonell lønnsomhet på tvers av selskapene kan være problematisk dersom vi inkluderer avskrivning og nedskrivning i lønnsomhetsberegningene. I common size-analysen ble det fremhevet at en stor andel av utvalgets driftskostnader består av avskrivninger og nedskrivninger. Et av problemene med å inkludere avskrivninger i lønnsomhetsmålet, er at avskrivningsverdien for det aktuelle året ikke nødvendigvis reflekterer faktiske driftsmessige forhold. Som nevnt under redegjørelsen for ROCE, er avskrivninger sensitive mot opp- og nedjustering av olje- og gassreservoarer ved et produksjonsfelt. Problemer knyttet til avskrivninger vil ikke være til stedet når vi bruker EBITDA.

En annen fordel med EBITDA, er at det ikke tar hensyn til selskapenes investeringsnivå. Endringer i investeringsnivået vil videre påvirke avskrivningskostnadene, og dermed også driftsresultatet. I olje- og gassbransjen på norsk sokkel tar det i gjennomsnitt 11 år fra funn til produksjon av petroleumsprodukter (Øvrebekk, 2012). Dette medfører at investeringsnivået i ett gitt år, ikke nødvendigvis reflekterer endring i omsetning samme år. Videre vil ikke ulike av- og nedskrivningsmetoder på tvers av selskapene påvirke lønnsomhetsberegningene når vi tar utgangspunkt i EBITDA.

Forholdstallet EBITDA per kboepd gir oss muligheten til å sammenligne lønnsomheten til utvalget uavhengig av selskapets størrelse. Sammenlignet med andre konkurrenter, vil et selskap med høyt forholdstall være mer lønnsomt. Høyere forholdstall gir en indikasjon på at selskapet driftes mer effektivt enn de øvrige aktørene i utvalget.

Bayerngas, Faroe Petroleum og Lundin har ikke oppgitt kboepd i starten av analyseperioden. Hos de to førstnevnte mangler vi tall fra henholdsvis 2007 til 2010, og 2007 til 2011. For Lundin mangler vi tall fra 2007 og 2008. På bakgrunn av manglende data disse årene, blir gjennomsnittlig *EBITDA per kboepd* i høy grad påvirket av ekstremobservasjoner. Dette gir et feilaktig bilde av lønnsomheten til utvalget, og vi har derfor valgt å bruke median fremfor gjennomsnittet i analyse av selskapenes EBITDA per kboepd.

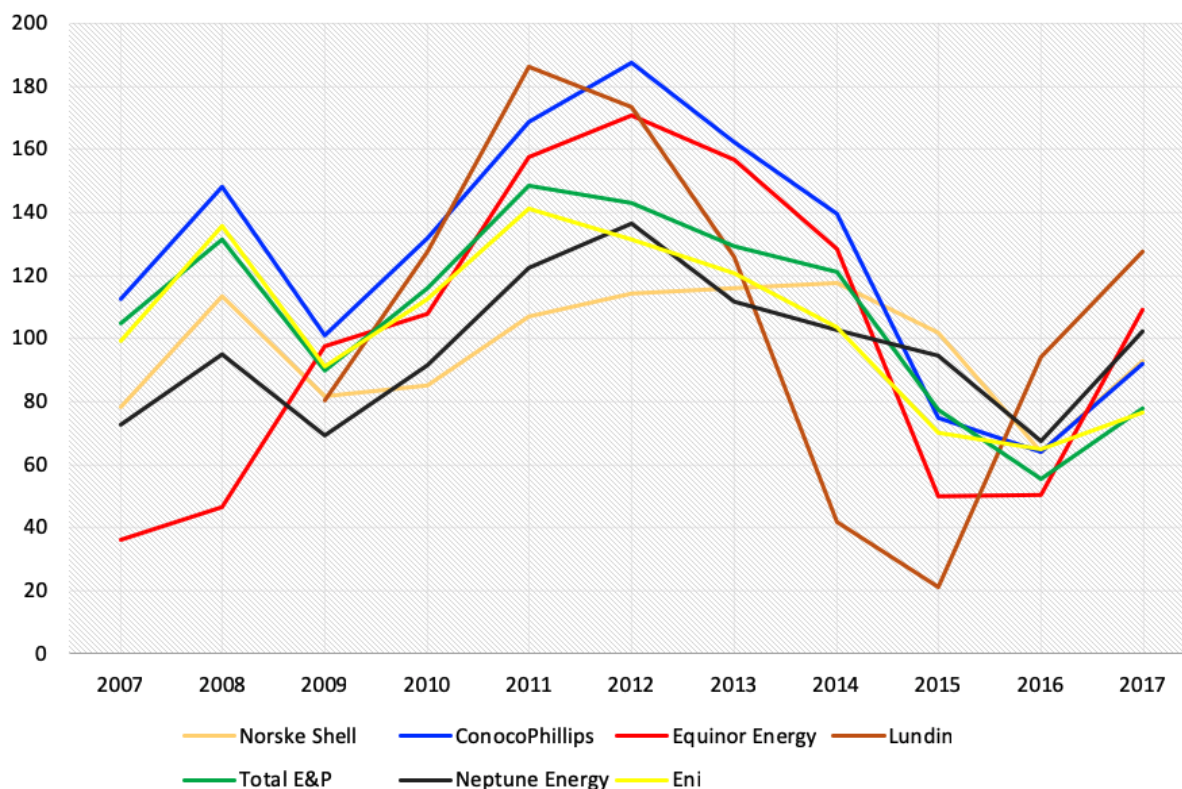


**Figur 13:** Bransjevariasjon i EBITDA per kboepd for utvalget i perioden 2007 – 2017

Figur 13 viser utviklingen i utvalgets EBITDA per kboepd i perioden 2007 til 2017. Med hensyn til medianverdien, har EBITDA per kboepd i snitt ligget på 99. De mest lønnsomme årene var i perioden 2011 til 2013, der medianen til utvalget lå mellom 132 til 120. Videre ser vi i figur 13 at det er store avvik mellom minimum- og maksimumsobservasjonene i utvalget. Minimumsobservasjonene er hovedsakelig preget av svak operasjonell lønnsomhet hos Aker BP i perioden 2007 til 2013. Fra 2014 til 2017 er det lønnsomheten til Faroe Petroleum som gjenspeiler minimumsobservasjonen. Differansen mellom den grå og blå linjen i figur 13 viser at lønnsomhetsforskjellen i utvalget var høy i starten av analyseperioden, men har etter hvert jevnet seg ut.

Figur 14 viser utviklingen i EBITDA per kboepd for de valgte selskapene gjennom analyseperioden. For å få fram variasjonene på tvers av utvalget, har vi ekskludert Bayerngas, Aker BP, Faroe Petroleum og Wintershall. Ettersom flere av de nevnte selskapene hadde letevirksomhet som sin kjerneaktivitet i starten av analyseperioden, har de ikke hatt produksjonstall å vise til. Dette medfører ekstremobservasjoner, som videre ødelegger presentasjonen av figuren.





**Figur 14:** Utvikling i EBITDA per kboepd for hvert selskap i utvalget fra 2007 - 2017

Samlet sett har lønnsomheten til selskapene i figur 14 beveget seg i samme takt fra 2007 til 2017. Av selskapene har ConocoPhillips hatt evnen til å oppnå størst operasjonell lønnsomhet. Av figuren ser vi at lønnsomheten til Lundin var høy i perioden 2009 til 2012, men fikk et kraftig fall i 2013 og 2014 som følge av en betydelig økning i leteknostnader (Lundin, 2013; Lundin, 2014). Samtidig ser vi av figur 14 at lønnsomheten til Equinor Energy var relativt svak i 2007 og 2008. Tallene reflekterer ikke selskapets faktiske lønnsomhet i denne perioden, ettersom deler av verdiskapingen fra produksjonen på norsk sokkel ble regnskapsført under morselskapet Equinor ASA i 2007 og 2008 (Equinor Energy, 2009). Dermed er den faktiske EBITDA per kboepd for Equinor Energy i 2007 og 2008 høyere enn forholdstallet som vises i figuren.

### 5.3 Analyse av sentrale poster i driftsresultatet

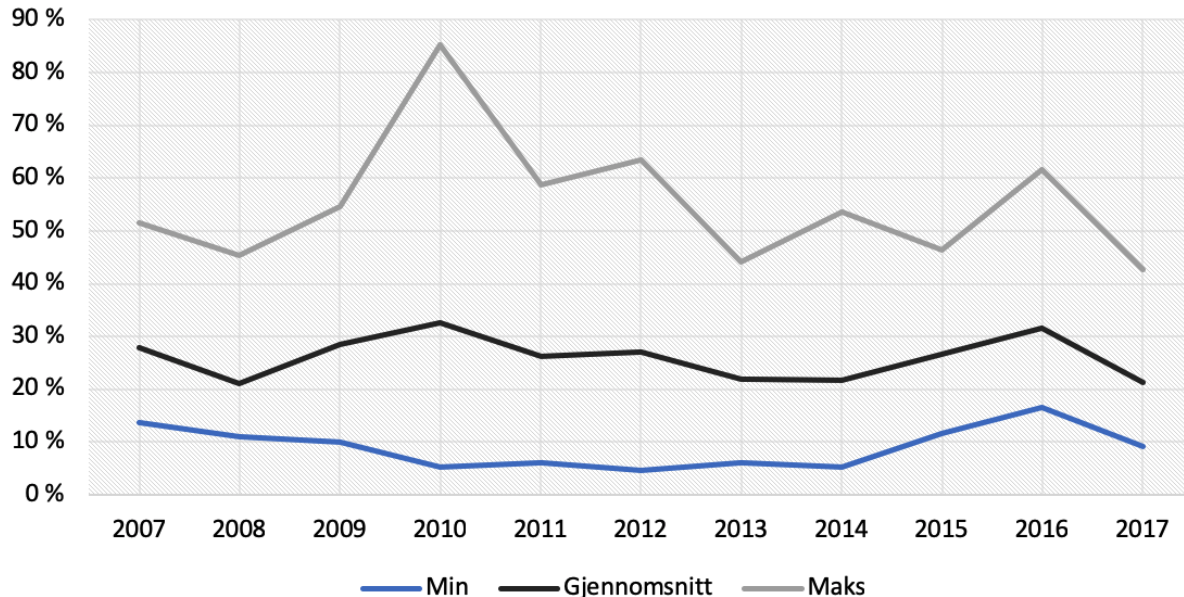
Av common size-analysen kom det frem at *vare- og produksjonskostnader* og *leteknostnader* har vært utvalgets mest sentrale kostnadsposter i perioden 2007 til 2017, sett bort fra *av- og nedskrivninger*. For å få en bedre forståelse av utvalgets operasjonelle lønnsomhet på tvers av

selskapene, ønsker vi derfor å se nærmere på vare- og produksjonskostnader og letekostnader målt opp mot selskapenes driftsinntekter.

### *Vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt*

Vi starter med en ytterligere analyse av selskapenes vare- og produksjonskostnader. Som nevnt i common size-analysen inneholder posten også transportkostnader, ettersom kun et fåtall av selskapene i utvalget har transportkostnader som en egen kostnadspost i årsregnskapet.

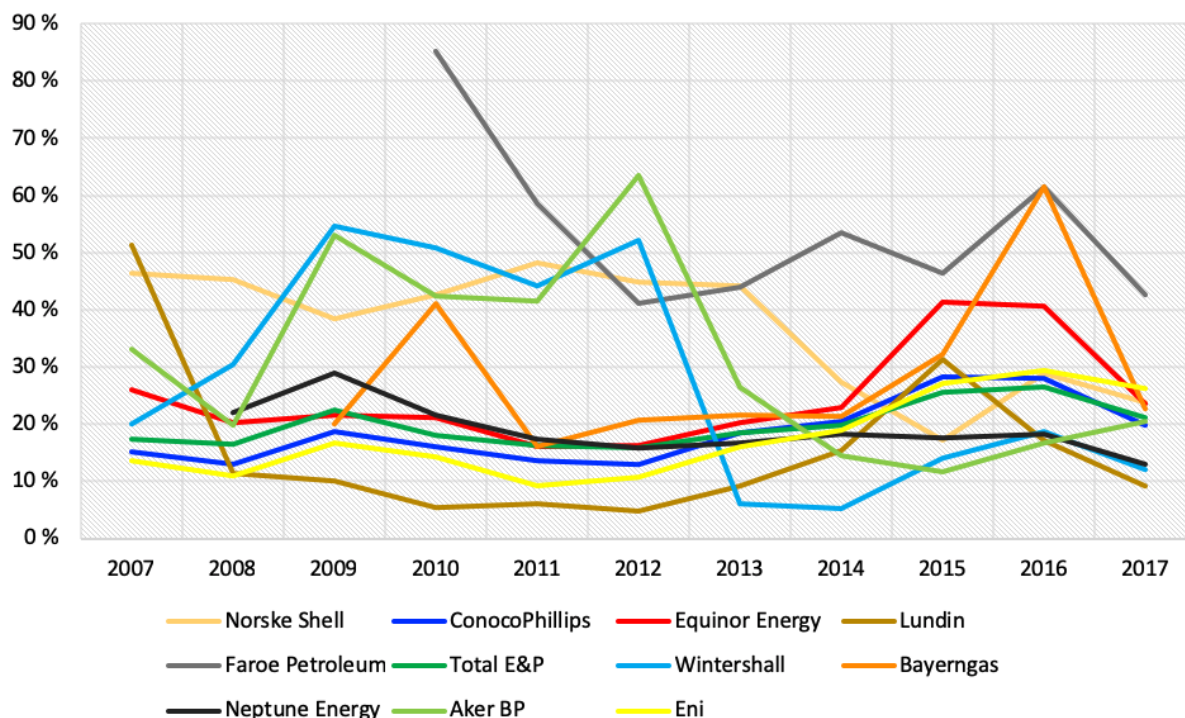
Ved å se på vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt, ønsker vi å få en bedre forståelse for hvorfor enkelte selskaper er mer lønnsomme enn andre. Lønnsomhetsvariasjoner i utvalget kan komme av at enkelte aktører har en mer effektiv produksjon. Effektiv produksjon i olje- og gassbransjen, kan blant annet komme av ny teknologi, nytt utstyr, bedre kapasitetsutnyttelse eller gode avtaler med leverandører. Storskalafordeler kan også ha en innvirkning på forholdstallet gjennom lavere kostnader per produsert fat oljeekvivalenter. Av den grunn vil det være positivt dersom selskapet har et lavere forholdstall sammenlignet med øvrige aktører i utvalget.



**Figur 15:** Bransjevariasjon i vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt for utvalget i perioden 2007 - 2017

Figur 15 viser utviklingen i vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt til utvalget gjennom analyseperioden. Vi ser at gjennomsnittet i analyseperioden har vært svært

varierende. Videre er det store variasjoner i utvalgets minimum- og maksimumobservasjoner, som vi ser ved differansen mellom den grå og blå linjen i figur 15.



**Figur 16:** Utvikling i vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt for hvert selskap i utvalget fra 2007 - 2017

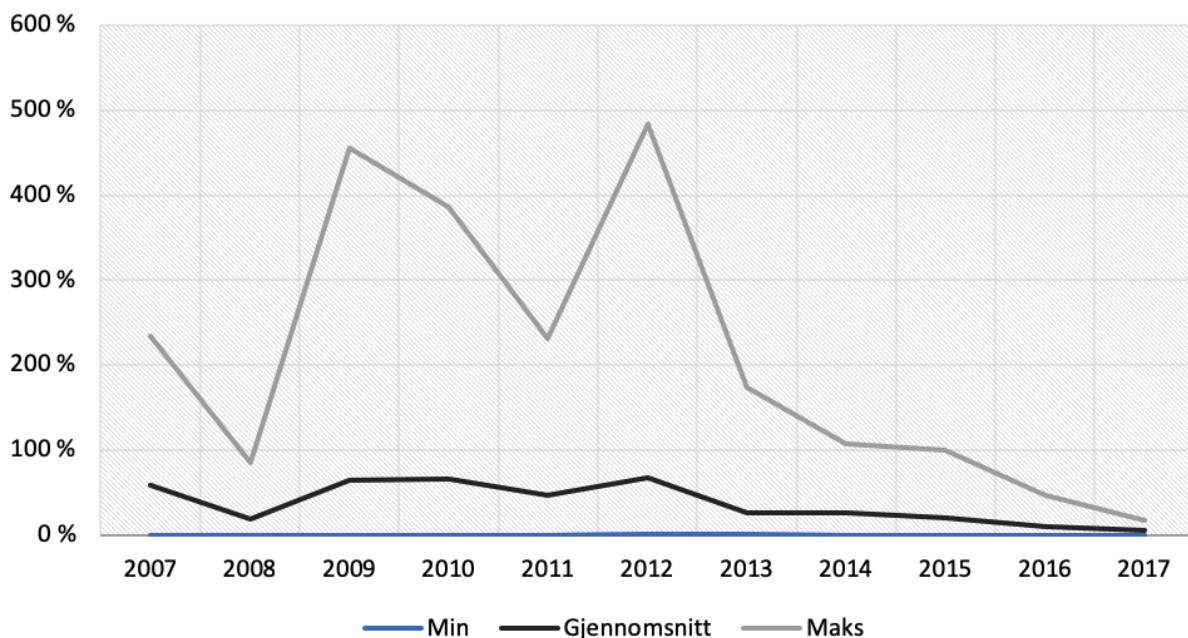
Figur 16 viser utviklingen i vare- og produksjonskostnader i prosent av driftsinntekt for hvert enkelt selskap i perioden 2007 til 2017. Figuren fremhever at selskaper med relativt lav historikk på norsk sokkel skiller seg negativt ut sammenlignet med etablerte selskaper. Dette omfatter henholdsvis Faroe Petroleum, Aker BP, Wintershall og Bayerngas. Dette kan forklares av betydelig lavere produksjonsvolum, og dermed større produksjonskostnad per fat. En annen mulig forklaring, er at leverandørindustrien, som nevnt i delkapittel 4.3, er avhengig av få store operatørselskaper. Av den grunn vil trolig etablerte selskaper ha en større forhandlingsmakt overfor leverandørene, sammenlignet med nyetablerte selskaper. Samlet sett vil den operasjonelle driften til selskaper med lang historikk på norsk sokkel være mer effektiv.

Lundin skiller seg positivt ut i store deler av analyseperioden. Derimot har selskapets vare- og produksjonskostnader økt relativt til omsetningen i perioden 2013 til 2015. Som nevnt i delkapittel 4.2, falt lønnsomheten til selskapet i 2014 og 2015 blant annet som følge av lavere produksjonsvekst. Deretter økte produksjonsveksten betydelig etter oppstart av Edvard Griegfeltet i slutten av 2015. Videre ser vi av figur 16 at forholdstallet til Norske Shell lå betydelig over bransjesnittet frem til 2013. Etter 2013 har selskapet gjennomført store strukturelle

endringer, som kan være årsaken til at forholdstallet har beveget seg mer mot bransjesnittet i perioden 2014 til 2017. Eksempelvis videresolgte selskapet store deler av sin nedstrømsaktivitet til finske St1 i første halvdel av 2015 (Myrset, 2015).

### *Letekostnader i prosent av driftsinntekt*

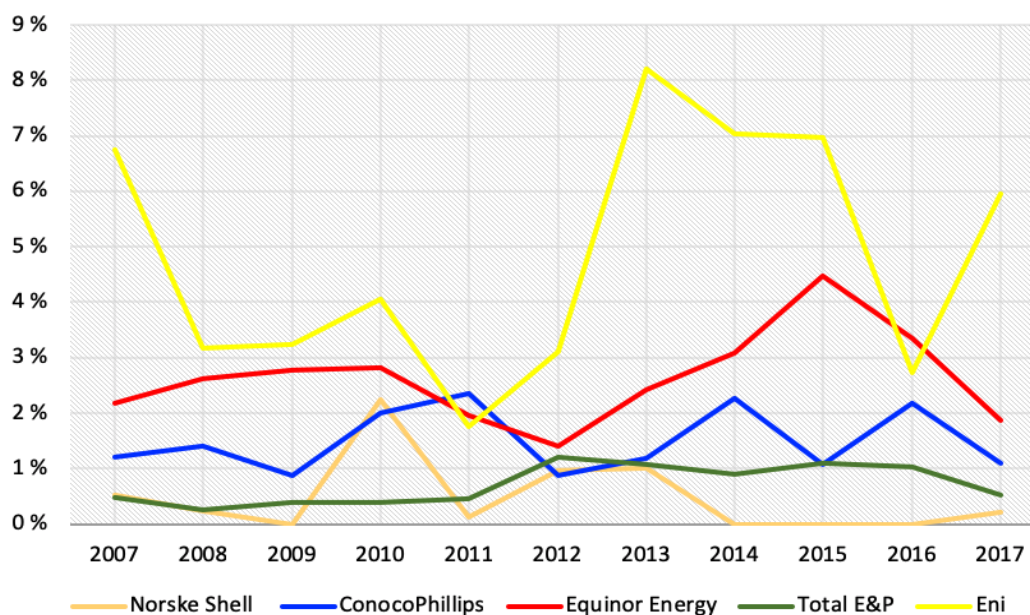
Den siste posten vi ønsker å trekke frem fra driftsresultatet, er letekostnader. Tidligere i kapitlet har vi observert at letekostnader i andel av driftsinntekt varierer voldsomt mellom selskapene. Store variasjoner i letekostnader kommer primært av at selskapene er i ulike faser av virksomhetens livssyklus. I denne delen av analysen har vi derfor valgt å separere selskapene med utgangspunkt i deres etableringstidspunkt på norsk sokkel.



**Figur 17:** Bransjevariasjon i letekostnader i prosent av driftsinntekt for utvalget i perioden 2007 - 2017

Ved å se på differansen mellom minimums- og maksimumsobservasjonene i figur 17, kommer det frem hvor stor variasjon det er mellom selskapenes letekostnader i prosent av driftsinntekt. Maksimumsobservasjonene er preget av ekstremobservasjoner fra Aker BP i perioden 2009 til 2012. Fra og med 2013, har maksimumsobservasjonene hatt en nedadgående trend som følge av endret kostnadsstruktur hos Aker BP. Minimumsobservasjonene har ligget på et intervall mellom 0% og 1% gjennom hele analyseperioden. Disse tallene kommer hovedsakelig fra Norske Shell og Total E&P. Gjennomsnittverdiene til utvalget har ligget på et relativt høyt nivå i perioden 2009 til 2012, som tilsier at det har vært høy leteaktivitet i

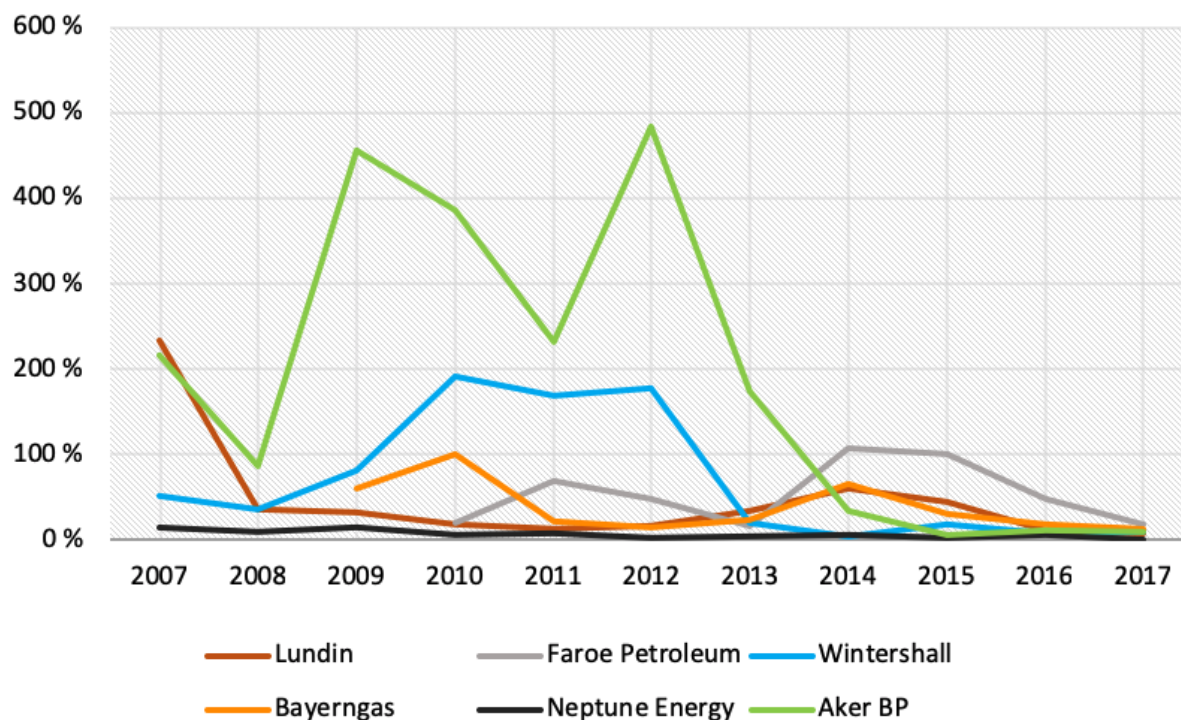
denne perioden. Som følge av ekstremobservasjoner hos enkelte selskaper, må gjennomsnittet antas som noe høyt.



**Figur 18:** Utvikling i letekostnader i prosent av driftsinntekt for etablerte selskaper i utvalget i perioden 2007 – 2017

Figur 18 viser utvikling i letekostnader i prosent av driftsinntekt for etablerte selskaper i analyseperioden. Med etablerte selskaper mener vi selskaper som har operert på norsk sokkel i over 20 år. I følge Mohn og Osmundsen (2006) vil en reduksjon i letevirkosmhet resultere i at en større andel av selskapets investeringer omfordeler til produksjon av olje og gass. Etablerte selskaper vil fokusere på å maksimere effektiviteten ved olje- og gassproduksjonen fremfor leting av nye olje- og gassreservoarer. Av den grunn utgjør letekostnader en mindre andel av driftsinntektene, sammenlignet med de nyetablerte selskapene. Av figur 18 ser vi at Eni skiller seg ut som det selskapet med høyest letekostnader i prosent av driftsinntekt. I gjennomsnitt har andel letekostnader av driftsinntekt til de etablerte selskapene ligget på et intervall mellom 1% og 5%. Avslutningsvis ser vi at Norske Shell ikke hadde noen letekostnader i 2009 og perioden 2014 til 2016.





**Figur 19:** Utvikling i letekostnader i prosent av driftsinntekt for nyetablerte selskaper i utvalget i perioden 2007 – 2017

Figur 19 viser utviklingen i letekostnader i prosent av driftsinntekt for de nyetablerte selskapene i utvalget. Med nyetablerte selskaper menes her selskaper som har operert på norsk sokkel i mindre enn 20 år. Ettersom Bayerngas og Faroe Petroleum primært fokuserte på leteaktivitet i periodene 2008 til 2007 og 2007 til 2009, hadde selskapene tilnærmet null i driftsinntekt disse årene.

Av figuren ser vi at letekostnader har utgjort en betydelig andel av selskapenes driftsinntekt gjennom analyseperioden. Forholdstallet til Aker BP skiller seg ut i perioden 2009 til 2013, der letekostnadene i dette tidsrommet i snitt utgjorde 346% av selskapets driftsinntekter. Videre hadde Aker BP en voldsom økning i omsetning i perioden 2014 til 2017, som følge av store fusjons- og oppkjøpsprosesser. Uten tilsvarende økning i letekostnader, resulterte konsolideringene i lavere andel letekostnader av driftsinntekt. Avslutningsvis ser vi at leteaktiviteten blant de nyetablerte selskapene var fallende i perioden 2014 til 2017.

## 5.4 Korrelasjonsanalyse

Hittil har vi presentert ulike nøkkeltall for å kartlegge lønnsomheten i utvalget. Videre vil det være interessant å se i hvilken grad lønnsomhetsmålene korrelerer med hverandre. Av

nøkkeltallene vi har presentert, vurderer vi avkastning på sysselsatt kapital som det beste lønnsomhetsmålet for utvalget. I dette delkapittelet ønsker vi å se i hvilken grad lønnsomhetsmålet korrelerer med EKR etter skatt og EBITDA per kboepd. Korrelasjonsanalysen mellom ROCE og de øvrige lønnsomhetsmålene er vist ved tabell 15.

		ROCE	EKR e.s.	EBITDA / kboepd
ROCE	<i>Koeffisient</i>	1		
	<i>p-verdi</i>			
EKR e.s.	<i>Koeffisient</i>	<b>0,308</b>	1	
	<i>p-verdi</i>	0,00		
EBITDA / kboepd	<i>Koeffisient</i>	<b>0,597</b>	<b>0,293</b>	1
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,00	

**Tabell 15:** Korrelasjonsanalyse av ROCE og øvrige sentrale lønnsomhetsmål

Fra tabell 15 ser vi at korrelasjonskoeffisienten mellom ROCE og EKR etter skatt er på 0,308, med en p-verdi på 0. Korrelasjonsnivået mellom de to lønnsomhetsmålene må derfor sies å være moderat. En mulig forklaring til at korrelasjonen ikke er høyere, er at EKR etter skatt tar hensyn til fradrag på skatten fra refusjonsordningen av letekostnader. Dermed ser vi at selskaper med negativt driftsresultat likevel kan få et positivt resultat på bunnlinjen i resultatregnskapet.

Videre fremhever tabellen en korrelasjon mellom ROCE og EBITDA per kboepd på 0,597, også her med en p-verdi på 0. Samvariasjonen mellom de to måltallene er med andre ord sterk. Dette er ikke et overraskende resultat, ettersom flere av regnskapspostene fra driftsresultatet er inkludert i beregningene av både ROCE og EBITDA. I tillegg inngår kboepd i telleren til ROCE, ettersom produksjonsvolum har en direkte innvirkning på selskapets salgsinntekter.

## 5.5 Utfordringer ved lønnsomhetsanalysen

Lønnsomhetsanalysen er basert på regnskapstall fra selskapenes årsrapporter. Sammenligning av regnskapstall mellom selskapene har gitt oss flere utfordringer. For det første har Norske Shell både oppstrøms- og nedstrømsaktiviteter inkludert i regnskapstallene gjennom hele analyseperioden. Av den grunn vil ikke selskapets resultatregnskap og balanseposter være fullt

sammenlignbare med de øvrige aktørene i utvalget. For å løse dette problemet, kunne vi ekskludert regnskapsposter som ikke er knyttet til selskapets oppstrømvirksomhet. Derimot har oppsettet av balansen ikke gjort det mulig å skille ut relevante regnskapsposter i balansen, som gjør at vi har måttet holde tallene uendret. Også Equinor Energy inkluderer poster i sitt resultat som ikke er sammenlignbare med de øvrige selskapene. Deler av selskapets *annen inntekt* kommer fra datterselskaper og andre tilknyttede selskap, der noen av selskapene er lokalisert i utlandet og ikke har tilknytning til aktivitet på norsk sokkel. I tillegg var deler av selskapets olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel underlagt morselskapet Equinor ASA i 2007 og 2008. Det kan gi et feilaktig bilde av selskapets lønnsomhet, slik vi så ved selskapets EBITDA per kboepd i figur 14.

I tillegg er enkelte kostnadsposter utfordrende å sammenligne på tvers av selskapene. Noen selskaper har regnskapsført transportkostnader og varekostnader som egen post i resultatregnskapet. Andre selskaper har valgt å samle kostnadspostene under produksjonskostnader, uten at verdien til de enkelte kostnadsgruppene er spesifisert. Slike utfordringer reduserer robustheten til lønnsomhetsanalysen.

## 5.6 Delkonklusjon

Vi har i kapittel 5 forsøkt å besvare forskningsspørsmålet:

*Hvilke lønnsomhetsvariasjoner finner man mellom olje- og gassoperatørene, og hvilke regnskapsposter er sentrale for å forstå lønnsomheten i perioden 2007 til 2017?*

I delkapittel 5.1 undersøkte vi hvilke regnskapsposter som er sentrale for å forstå hvorvidt det foreligger lønnsomhetsforskjeller i utvalget. I common size-analysen kom det frem at *vare- og produksjonskostnader* og *av- og nedskrivninger* er driftskostnader som er av vesentlig betydning for utvalget. Med utgangspunkt i median så vi at letekostnader samlet sett er av mindre betydning, men at variasjonen på tvers av selskapene er stor. Avslutningsvis fremhever common size-analysen et driftsresultat med en median på 36% av driftsinntekt, som samlet sett indikerer høy lønnsomhet i utvalget.

I delkapittel 5.2 vurderte vi selskapenes lønnsomhet med utgangspunkt i tre ulike lønnsomhetsmål, henholdsvis ROCE, EKR etter skatt og EBITDA per kboepd. Tabell 16 gir en oversikt over selskapenes gjennomsnittsverdier for de respektive lønnsomhetsmålene fra



perioden 2007 til 2017. Lønnsomhetstallene gir oss en indikasjon på lønnsomhetsvariasjonen mellom oppstrømselskapene i perioden 2007 til 2017.

	ROCE	EKR e.s.	EBITDA / kboepd	Vare- og prod. kostnad / driftsinntekt	Letekostnad / driftsinntekt
Norske Shell	56 %	50 %	97	37 %	1 %
Total E&P	47 %	43 %	109	20 %	1 %
ConocoPhillips	45 %	45 %	126	19 %	1 %
Eni	41 %	83 %	104	18 %	5 %
Equinor Energy	35 %	23 %	101	25 %	3 %
Neptune Energy	25 %	33 %	97	19 %	7 %
Lundin	16 %	19 %	109	16 %	46 %
Wintershall	-5 %	0 %	-67	28 %	69 %
Bayerngas	-14 %	-34 %	47	29 %	39 %
Aker BP	-14 %	-18 %	-273	31 %	190 %
Faroe Petroleum	-17 %	40 %	-17	54 %	53 %

**Tabell 16:** Gjennomsnittsverdier for ROCE og øvrige nøkkeltall for samtlige selskaper i utvalget i perioden 2007 – 2017

I tabell 16 har vi rangert utvalget fra best til dårligst med utgangspunkt i selskapenes gjennomsnittlige ROCE gjennom analyseperioden. Øverst troner Norske Shell, som i gjennomsnitt har oppnådd en avkastning på sysselsatt kapital lik 56%. Nederst finner vi Faroe Petroleum med en gjennomsnittlig ROCE på –17%. Differansen mellom topp og bunn viser at det har vært store lønnsomhetsforskjeller mellom oppstrømselskapene i analyseperioden. Med hensyn til ROCE, fremkommer det av tabell 16 et tydelig lønnsomhetsskille mellom etablerte og nyetablerte selskaper i utvalget. En bakenforliggende forklaring til dette, kan være at de etablerte selskapene har hatt lavere letekostnader i prosent av driftsinntekt. For etablerte selskaper består kjernevirksomheten av *utvinning* av olje og gass, som gir dem muligheten til å maksimere olje- og gassutvinning til lavest mulig kostnad per fat. Dette kan videre gi dem store lønnsomhetsfortrinn gjennom storskalafordeler, ettersom nyetablerte selskaper har en større likevekt mellom lete- og utvinningsaktiviteter, og i enkelte tilfeller overvekt av leteaktiviteter. Med unntak av Neptune Energy, ser vi i tabell 16 at sammenhengen mellom alder og andel letekostnader er gjeldende for hele utvalget.

Som nevnt skiller Norske Shell seg ut som det mest lønnsomme selskapet i analyseperioden dersom vi tar utgangspunkt i ROCE. En mulig forklaring er at selskapet har oppnådd en positiv

lønnsomhetseffekt gjennom å ha både oppstrøm- og nedstrømsaktiviteter i verdikjeden. I tillegg har samlet produksjonsvolum hos Norske Shell i gjennomsnitt ligget i overvekt av gass, som vi vil se nærmere på i kapittel 6. Her vil vi se at de øvrige selskapene i utvalget, med unntak av Bayerngas og Equinor Energy, har hatt en produktmiks med overvekt av olje. Av den grunn kan produktmiks være en mulig forklaringsfaktor til at det eksisterer lønnsomhetsforskjeller i utvalget. Det er også interessant å trekke frem avkastningen på sysselsatt kapital til både Neptune Energy og Lundin i tabell 16. Selskapene viser en betydelig høyere lønnsomhet sammenlignet med de øvrige nyetablerte selskapene. En bakenforliggende forklaring til lønnsomheten, kan blant annet komme av høy letesuksess og oppkjøp av lønnsomme utvinningslisenser.

Videre har vi i delkapittel 5.2 sett at lønnsomhetsforskjellen mellom operatørselskapene i utvalget har blitt betydelig redusert utover analyseperioden, spesielt med hensyn til utvikling i EKR etter skatt. Utviklingen kan antas å komme av at en større andel av kjernevirksomheten til de nyetablerte selskapene over tid har gått fra leting til utvinning av olje og gass. Antakelsen underbygges av at de nyetablerte selskapene gjennom perioden har endret sin kostnadsstruktur, der letekostnader i prosent av driftsinntekt har vært fallende utover analyseperioden.

I kapittel 5 har vi sett at det foreligger store lønnsomhetsforskjeller på tvers av utvalget, men at forskjellen har jevnet seg ut gjennom analyseperioden. Videre i oppgaven vil vi undersøke hvilke underliggende faktorer som kan forklare de observerte lønnsomhetsforskjellene.

---

## 6 Lønnsomhetsfaktorer

I denne delen av utredningen vil vi se nærmere på de observerte lønnsomhetsvariasjonene innad i bransjen. I kapittel 5 avdekket vi vesentlige ulikheter i lønnsomhet mellom operatørene, og vil nå forsøke å forklare årsakene bak dette. Vi ønsker å besvare følgende forskningsspørsmål:

*Hvilke faktorer kan bidra til å forklare eventuelle lønnsomhetsvariasjoner mellom olje- og gassoperatørene på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?*

Det teoretiske grunnlaget for besvarelse av forskningsspørsmålet er Porter og Rileys teoretiske rammeverk for lønnsomhetsdrivere, som fremstilt i delkapittel 2.3. Vi vil kun ta for oss de faktorene som vi anser vesentlige for vårt utvalg. Faktorer fra det teoretiske rammeverket som ikke anses relevante, er ekskludert fra analysen. Kvantitative data danner grunnlaget for samtlige faktorer, mens kvalitative data vil benyttes for en utfyllende drøfting. Faktorene vil bli brukt som forklaringsvariabler for lønnsomhet i kapittel 7, og vi har derfor avgrenset besvarelsen til kun numerisk målbare faktorer. Vi foretar kun noen innledende analyser i dette kapittelet. Ytterligere analyser gjennomføres i utredningens kapittel 7.

### 6.1 Skala

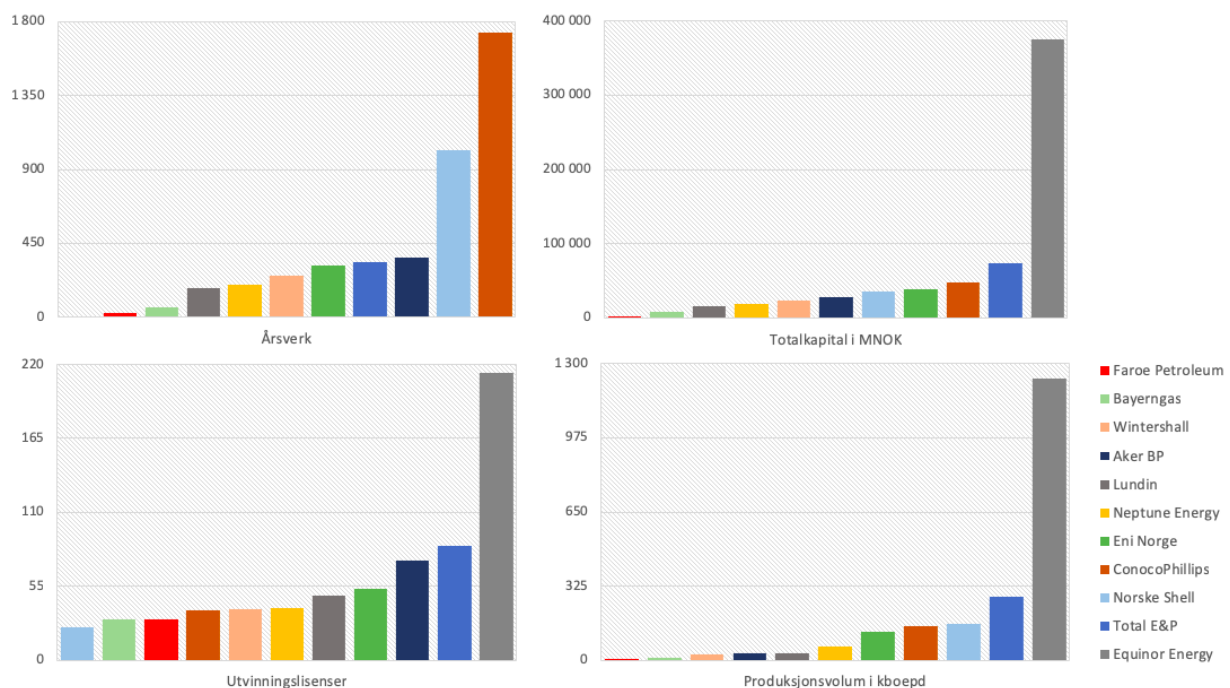
Skala omtales som en vesentlig faktor i både Riley og Porters teorier om kostnadsdrivere. Dersom kostnadsutviklingen er underproporsjonal med produksjonsvolum, anses skala som fordelaktig, og selskapets lønnsomhet øker med volumet. Dette kalles stordriftsfordeler. Mer effektiv drift i form av lavere kostnader per produsert enhet, eller bedre innkjøps- og samarbeidsavtaler grunnet store volum, kan drive slike skalafordeler.

Operatørbransjen er svært påvirket av fusjoner og oppkjøp, som gjør skala til en interessant faktor. En årsak til dette, er at selskapsstørrelse kan ha en positiv sammenheng med tildeling av lisenser (Mohn mfl., 2002). Videre gjør størrelse det mulig for selskaper å øke antall spesialiseringsområder, som kan gi konkurransefortrinn ved utvinningsprosessen av olje og gass. Selskaper med høy kapital kan også investere i mer risikable prosjekter. Kapitalsterke selskaper tåler større tap enn de mindre aktørene, og kan på den måten oppnå en høyere avkastning enn sine konkurrenter. Størrelse vil også ha påvirkning på aktørenes

forhandlingsmakt overfor leverandørene. Som nevnt i delkapittel 4.4, hadde eksempelvis Equinor Energy som markedsleder evnen til å reforhandle flere av sine leverandørkontrakter til sin fordel etter oljeprisfallet i 2014.

Motsatt kan størrelse også gi negative utslag. Økte kostnader forbundet med koordinering er et velkjent problem, samt manglende fokus på spesialisering og læring. Størrelse fører ofte med seg mer byråkrati, som kan svekke selskapenes beslutnings- og reaksjonsevne. Ettersom olje- og gassbransjen preges av prosjekter med lang tidshorisont, er problemet med fleksibilitet mindre relevant sammenlignet med andre bransjer (Mohn mfl., 2002).

For å få et mest mulig korrekt bilde av hvordan skala påvirker lønnsomheten, har vi tatt for oss fire ulike mål, henholdsvis *produksjonsvolum*, *totalkapital*, *antall lisenser* og *antall årsverk*. Figur 20 viser en oversikt over selskapenes gjennomsnittlige tall for de ulike målene. I det følgende vil vi ta for oss hvert mål og drøfte hvilken effekt de eventuelt kan ha på lønnsomheten.

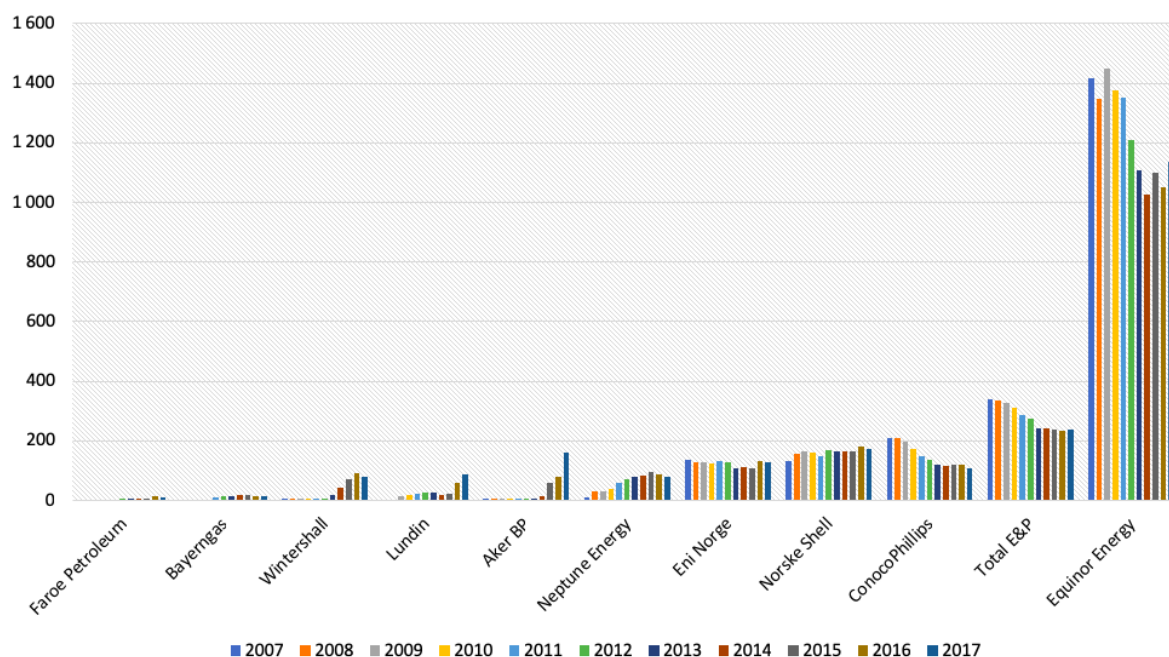


**Figur 20:** Gjennomsnittlige tall for årsverk, totalkapital, utvinningslisenser og produksjonsvolum i perioden 2007 – 2017 (Årsberetninger, 2007 - 2017)

### *Produksjonsvolum*

Produksjonsvolum er målt i antall tusen produserte fat oljeekvivalenter per dag, *kboepd*. Datagrunnlaget for måling av produksjonsvolum er noe ubalansert, ettersom vi mangler

enkelte observasjoner fra de yngste selskapene. For selskapene som ikke har rapportert produksjonstall, utgjør kjernevirksomheten primært leteaktivitet. Dette omhandler som nevnt kun et fåtall observasjoner, og vil derfor ikke ha en nevneverdig påvirkning på våre resultater. Figur 21 viser en oversikt over selskapenes produksjonsvolum på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017.



**Figur 21:** Utvikling i samlet produksjonsvolum på norsk sokkel målt i kboepd for utvalget i perioden 2007 – 2017 (Årsberetninger, 2007 – 2017)

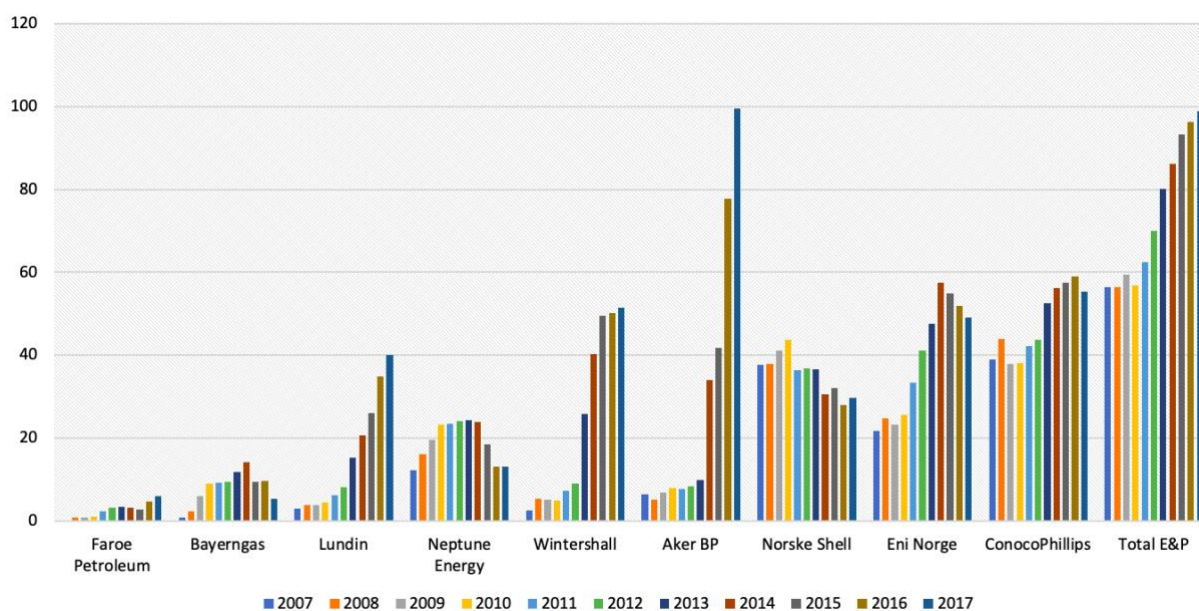
Det er her interessant å dele utvalget opp i to grupper basert på etableringstidspunkt, som fremhevet i delkapittel 5.3. Av de nyetablerte selskapene i utvalget, har samtlige hatt en positiv utvikling i antall produserte fat oljeequivalenter i perioden 2007 til 2017. Forskjellen i utvikling mellom aktørene, kommer hovedsakelig av hvorvidt selskapene har vokst gjennom sammenslåinger og oppkjøp av felt, eller organisk vekst. Tar vi for oss de eldre selskapene i utvalget, finner vi en betydelig variasjon i produksjonsutviklingen. Norske Shell, som hadde en produksjonsøkning på 30% fra 2007 til 2017, er det eneste av de etablerte selskapene med økt produksjonsvolum i analyseperioden. I samme periode har utviklingen i produksjonsvolum til de resterende eldre aktørene vært fallende, der ConocoPhillips har hatt størst nedgang med et produksjonsfall på 50%. I sine årsrapporter betegner Eni og ConocoPhillips den fallende utviklingen som en naturlig nedgang, grunnet fallende trykk i oljereservoarene og tidskrevende vedlikeholdsarbeid på sine oljeplattformer. Trykkfallet reduserer det naturlige reservoardrivet som igjen gjør at produksjonsraten faller (Aabø, 2018).

De eldre feltene er i større grad påvirket av dette, og det er derfor en rimelig antakelse at de eldste selskapene i utvalget påvirkes mer av dette enn de yngre. Andre årsaker til fall i produksjonsvolum er blant annet salg av utvinningslisenser, brønnlekkasjer, tekniske problemer og betydelige endringer i værforhold.

Produksjonsvolum i operatørbransjen avhenger i høy grad av antall utvinningslisenser, utvinnbart reservoarvolum og teknologiske nyvinninger for høyere utnyttelsesgrad av oljereservoarer. For å oppnå en netto økning i produksjonsvolum på kort sikt, må derfor naturlig nedgang og midlertidige produksjonsstopp bli dominert av enten bedre kapasitetsutnyttelse eller flere utvinningslisenser. På lang sikt vil derimot oppkjøpsstrategi og innovasjon ha større innflytelse på utviklingen i produksjon.

### *Totalkapital*

Ettersom oljebransjen er en kapitalintensiv bransje, er det rimelig å anta at totalkapital er en relevant variabel for skala. Datagrunnlaget for variabelen er gjennomsnittlig totalkapital, som vil si gjennomsnittet av inngående og utgående balanse for det aktuelle året. Å bruke gjennomsnittlig verdi fremfor utgående balanseverdi, gir oss et bedre bilde på hvor mye kapital som faktisk var tilgjengelig det aktuelle året. Videre er datamaterialet sterkt balansert uten manglende observasjoner. Figur 22 viser selskapenes utvikling i totalkapital fra perioden 2007 til 2017. For å tydeliggjøre variasjonene på tvers og innad i selskapene, har vi valgt å unnlate Equinor Energy fra figuren. Til sammenligning hadde Equinor Energy i 2007 og 2017 en totalkapital på henholdsvis 137,9 og 480,8 milliarder.

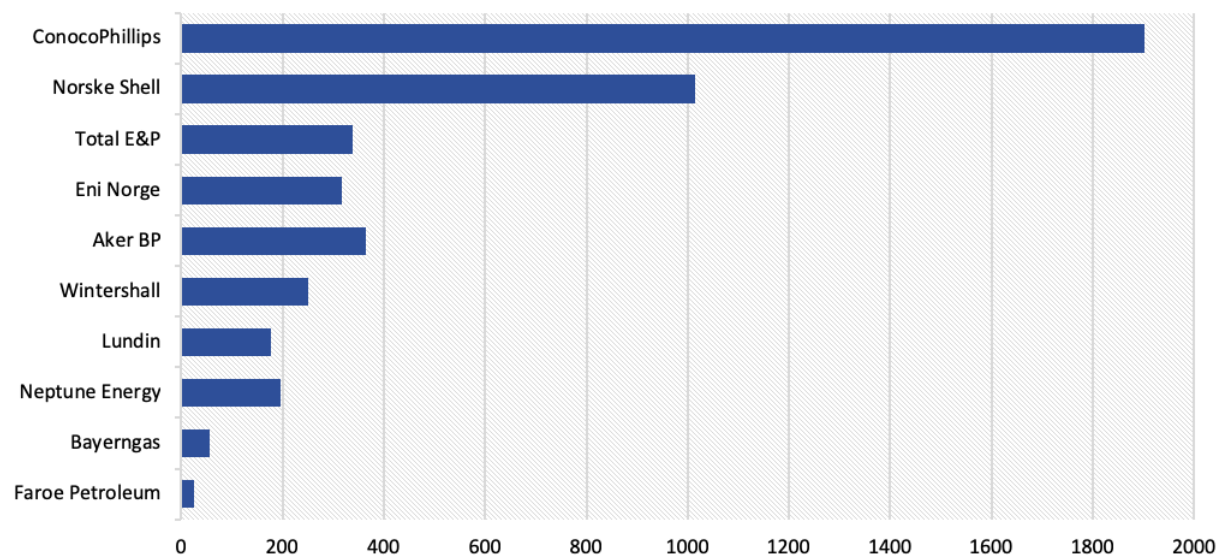


**Figur 22:** Utvikling i totalkapital i milliarder NOK for hvert selskap i perioden 2007 – 2017 (Årsberetninger, 2007 – 2017)

Gjennomsnittlig totalkapital for utvalget, hadde i perioden 2007 til 2017 en økning på hele 192%, fra henholdsvis 28,9 til 84,5 milliarder. Videre ser vi av figuren at variasjon på tvers av selskapene har vært høy. De største variasjonene finner vi imidlertid mellom de nye og de etablerte selskapene. Selskapet som i perioden kan vise til den laveste gjennomsnittlige totalkapitalen er Faroe Petroleum, mens Equinor Energy ikke overraskende har vært den største aktøren.

### Årsverk

For arbeidsintensive bransjer vil årsverk være en vesentlig variabel for måling av skala. Dette kommer av at lønnskostnader i slike bransjer ofte utgjør en betydelig andel av de totale kostnadene. Ettersom oljebransjen er svært kapitalintensiv, blir lønnskostnader dominert av kostnader tilknyttet kapitaltunge investeringer. Det er derfor rimelig å anse årsverk som et mindre relevant måltall sammenlignet med de øvrige måltallene for skala. Vi har likevel valgt å inkludere variabelen for å se hvorvidt årsverk har en signifikant samvariasjon med resterende variabler for skala. Dette er for å bekrefte vår hypotese om at årsverk i denne sammenheng er av mindre relevans. Figur 23 viser en oversikt over gjennomsnittlig antall årsverk for hvert av selskapene. Som nevnt i delkapittel 4.2, innhenter Equinor Energy all arbeidskraft fra sitt konsern Equinor ASA, og har dermed ingen årsverk å vise til. Equinor Energy er av den grunn utelatt fra diagrammet.

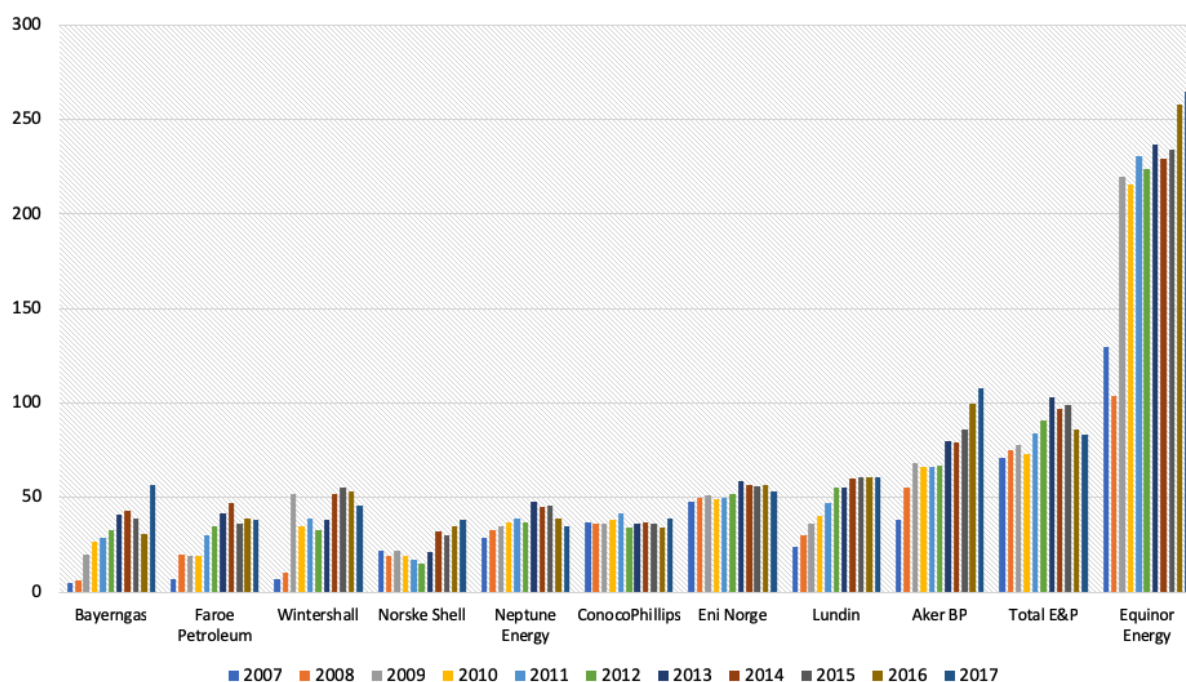


**Figur 23:** Gjennomsnittlig antall årsverk for utvalgte selskaper i perioden 2007 – 2017 (Årsberetninger, 2007 – 2017)

### *Utvinningslisenser*

Den fjerde variabelen vi benytter for skala, er det totale antallet utvinningslisenser selskapene eier for det aktuelle året. Antall utvinningslisenser gir oss et bilde på hvor stort volum selskapene har mulighet for å produsere, og burde derfor være et godt mål på størrelse. Videre inkluderer variabelen både operatør- og partnerlisenser, som i utgangspunktet kan tenkes å ha ulik effekt på lønnsomheten. Ettersom skala handler om størrelse, ser vi i denne sammenhengen på totalt antall utvinningslisenser. Vi vil se nærmere på forskjellene mellom operatør- og partnerlisenser under faktoren *strategiske valg* senere i kapitlet.





**Figur 24:** Utvikling i antall utvinningslisenser for hvert selskap i utvalget fra 2007 – 2017 (Rystad Energy)

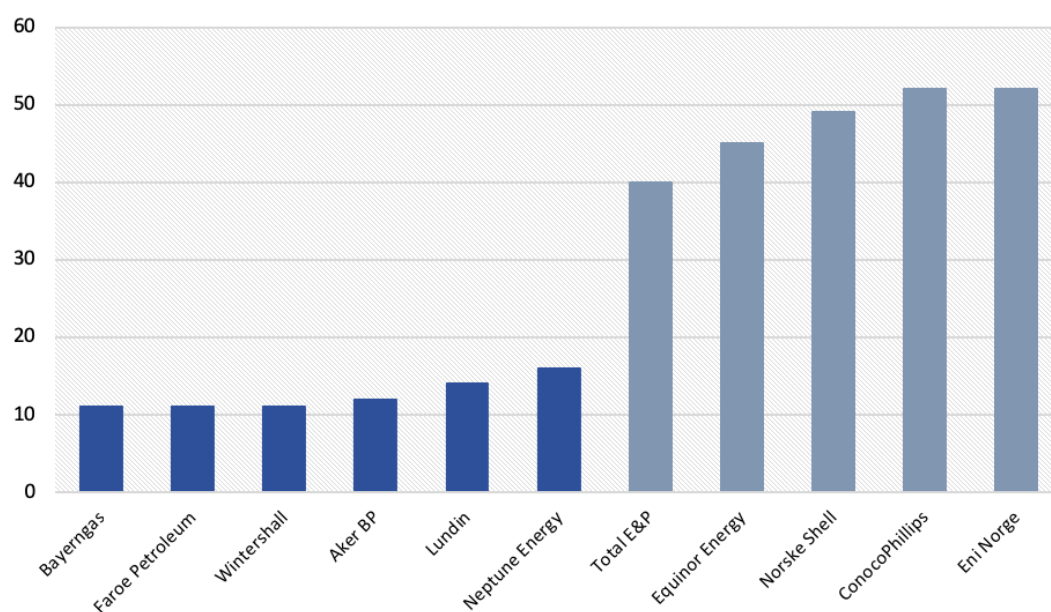
Utvikling i antall utvinningslisenser i figur 24, viser å ha store likhetstrekk med utviklingen i produksjonsvolum fra figur 21. Dette er ikke uventet, ettersom selskapenes produksjon i høy grad avhenger av antall lisenser de eier. Også her ser vi et skille mellom de yngre og eldre operatørselskapene. De erfarne aktørene, som ConocoPhillips, Eni og Total E&P, har i perioden hatt en relativt stabil utvikling uten betydelige variasjoner. Motsatt har de yngre selskapene, som Faroe Petroleum, Bayerngas og Wintershall, opplevd en betydelig prosentvis økning fra 2007 til 2017. Eksempelvis økte Eni antall lisenser fra 48 til 53 i perioden 2007 til 2017, til forskjell fra Wintershall som i tilsvarende periode økte antall lisenser fra 7 til 46. Dette skillet er ikke overraskende, ettersom selskaper i startfasen ønsker å bygge opp en sterk portefølje så tidlig som mulig. Betydningen av rask ekspansjon er derfor større for de nyetablerte enn for de erfarne. Som ved produksjonsvolum er også antall utvinningslisenser sterkt påvirket av oppkjøp, som vi eksempelvis kan se av lisensporteføljen til Aker BP i 2016. Ettersom Equinor Energy er den desidert største aktøren i utvalget målt i produksjonsvolum, driftsinntekter og totalkapital, har selskapet følgelig også størst andel utvinningslisenser.

## 6.2 Erfaring

Både Riley (Shank, 1989) og Porter (1985) vektlegger betydningen av *erfaring* og *læring* i sine teoretiske rammeverk om kostnadsdrivere. Høy grad av erfaring kan være en konkurransefordel, ettersom det innebærer mer kunnskap og høyere kompetanse innenfor eget fagfelt. Kunnskap og kompetanse fører til mer effektive løsninger, som videre medfører lavere produksjonskostnader. For å analysere hvilken påvirkning erfaring har på selskapenes lønnsomhet, har vi valgt å definere erfaring som hvor mange år hvert selskap har operert på norsk sokkel. Ved å bruke tid som en tilnærming til erfaring, vurderer vi selskaper med lang historikk på norsk sokkel som aktører med høy grad av erfaring.

### *Alder*

De mest erfarne oljeoperatørene i utvalget etablerte seg allerede ved første konsesjonsrunde i 1965, fire år før det første funnet av olje ved Ekofiskfeltet i 1969. ConocoPhillips, Eni, Norske Shell og Equinor Energy ble alle etablert på norsk sokkel på slutten av 1960-tallet og starten av 1970-tallet, og er dermed de mest erfarne aktørene i utvalget. I den andre enden av skalaen finner vi de yngre og mindre erfarne selskapene som Bayerngas, Wintershall og Faroe Petroleum. Disse selskapene etablerte seg på midten av 2000-tallet etter innføringen av leterefusjonsordningen i 2005. Figur 25 viser en oversikt over selskapenes alder i 2017.



**Figur 25:** Antall år siden etablering på norsk sokkel, målt i 2017 (Årsberetninger, 2007 – 2017)

Vi har valgt å definere variabelen *alder* som en binær variabel, der alder over 20 år indikerer en verdi på 1, og alder under 20 år indikerer en verdi på 0. Av figur 25 ser vi et klart skille i alder mellom etablerte og nyetablerte operatørselskaper. Hovedårsaken til det betydelige skillet i alder, kommer som følge av reduserte inngangsbarrierer. Som nevnt i delkapittel 4.4, kreves det betydelige investeringer i etableringsfasen. Som ny aktør er man ikke sikret fremtidig inntekt dersom funn av olje uteblir, som gjør investeringene mer risikable enn i andre bransjer. I delkapittel 5.2 ble det nevnt at det i gjennomsnitt tar 11 år fra det gjøres funn til det blir utviklet felt som produserer olje. Tidshorisonten på forventet avkastning er derfor lang, og samlet sett gir dette høye etableringskostnader for bransjen. Høye inngangsbarrierer har historisk sett resultert i liten tilvekst av nye aktører. Innføring av leterefusjonsordningen i 2005 reduserte disse inngangsbarrierene, som videre resulterte i større tilvekst av nyetablerte olje- og gasselskaper. Disse selskapene har etter hvert opparbeidet seg operatørskap, og av den grunn er det et betydelig aldersskille mellom aktørene i utvalget.

Som både Riley og Porter påpeker, kan lang erfaring føre til økt læring og kostnadsreduksjon i produksjonsprosessen. For olje- og gassoperatørene betyr dette økt kompetanse om blant annet det geologiske klimaet, boremaskiners kapasitet og effektive transportmetoder. Informasjonen kan brukes til effektivisering av produksjon og innføring av nyvinninger internt og på tvers av selskapene. Eksempler på slike nyvinninger er muligheten for *flerfasetransport* (olje og gass transporteres i samme rør) og boring sidelengs og i svinger (Equinor, u.å. b).

Å være blant de nyetablerte selskapene med mindre erfaring, byr derimot også på konkurransefortrinn. Ved å etablere seg på et sent tidspunkt, unngår aktørene å bruke betydelige kostnader på utbygging av infrastruktur. Ved sen inngang i markedet, kan aktørene også kjøpe rettigheter i oljefelt som historisk sett har vært profitable. Dette gjør at de slipper å bruke betydelige ressurser på leting, eller å foreta investeringer i lite lønnsomme oljefelt. Innovative løsninger og økt kunnskap om bransjen kan også føre til lavere inngangsbarrierer og mer effektiv drift. Kunnskapslekkasje og bruk av mer moderne utstyr, fører også til at fordelene med lang erfaring jevnes ut over tid.

### 6.3 Strategiske valg

Porter (1985) definerer faktoren *strategiske valg* som et samlebegrep for avgjørelser som skal bidra til at selskapet skiller seg ut fra sine konkurrenter. Dette omfatter eksempelvis fokus på

nyvinninger og innovasjon, investeringer, bærekraft og produktutvikling. Under strategiske valg har vi valgt å se på (1) aktørenes posisjonering som *operatør* eller *partner*, og (2) aktørenes investeringer i *elefantfelt*.

### *Operatør eller partner*

Vi ønsker å undersøke hvorvidt det foreligger en sammenheng mellom lønnsomhet og aktørenes posisjon som operatør eller partner. Som nevnt i delkapittel 4.1, er operatører ansvarlige for all daglig drift av oljefeltet, mens partnerne hovedsakelig har finansielle eierinteresser. Faktorer som spiller inn på aktørenes fordeling av operatør- og partnerlisenser, er (1) økonomisk styrke og (2) deres tekniske kompetanse som operatør (Norsk olje og gass, u.å.). Ved tildeling av operatørskap, vil økonomisk styrke utelukke selskaper som befinner seg i etableringsfasen. I vårt datamateriale gjelder dette de første årene for Bayerngas og Faroe Petroleum. Utover selskapets økonomiske styrke, er det deres tekniske kompetanse som avgjør hvorvidt man ønsker å gå inn som operatør eller partner. Lav kompetanse sammenlignet med sine konkurrenter, taler for å opptre som partner. Motsatt vil relativt høy kompetanse tale for å være operatør, ettersom selskapet vil kunne utnytte reservoarene bedre og dermed drifte feltet med høyere fortjeneste.

Den gjennomsnittlige fordelingen av operatør- og partnerlisenser i utvalget fra 2007 til 2017, har vært på henholdsvis 45% og 55%. Utelukker vi Equinor Energy fra analysen, som har hatt et høyt antall operatørlisenser sammenlignet med resten av utvalget, er fordelingen 33% mot 67%. Hvorvidt fordelingen mellom operatør- og partnerlisenser har en signifikant samvariasjon med selskapenes lønnsomhet, vil vi undersøke nærmere i delkapittel 6.6.

### *Elefantfelt*

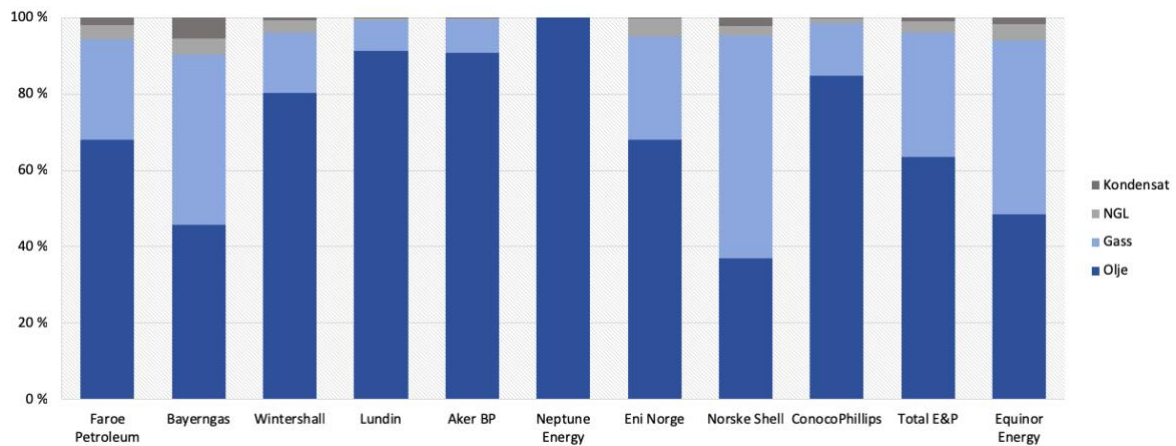
Elefantfelt defineres som oljefelt med petroleumsreserver på over 1 milliard fat oljeekvivalenter (Olsen, 2018). Her inngår blant annet feltområdene Troll, Statfjord, Gullfaks, Åsgard og Oseberg. På grunn av muligheten for skalafordeler, er det rimelig å tro at olje- og gassproduksjon fra slike felt er mer kostnadseffektive og dermed også mer lønnsomme enn øvrige felt på norsk sokkel. Det vil derfor være interessant å undersøke om det foreligger en sammenheng mellom selskapets lønnsomhet og produksjonsandeler fra elefantfelt. Vi inkluderer derfor variabelen *elefantfelt* som viser andel av produksjon fra elefantfelt. Produksjonsandel fra øvrige felt er gitt ved variabelen *ikke\_elefantfelt*.

---

## 6.4 Komplexitet

Som en variabel for kompleksitet, har vi tatt for oss selskapenes produktmiks i form av andel produksjon av henholdsvis olje, gass, NGL og kondensat. Både Porter (1985) og Riley (Shank, 1989) argumenterer i sine teorier for at kompleksitet kan være en kilde til høyere kostnader. Dette kan være i form av økte driftskostnader tilknyttet planlegging, opplæring og logistikk, samt krav til større investeringer grunnet ulike produksjonsmetoder. Ved økt fokus på produktutvalg risikerer man også å pådra seg økte indirekte kostnader, som eksempelvis alternativkostnaden av å ikke dra nytte av potensielle skalafordeler. Samtidig fører en bredere produktmiks til økt diversifisering som reduserer selskapets potensielle nedside i nedgangsperioder.

Produksjon av petroleumsprodukter er fellesnevner for samtlige aktører i utvalget. Figur 26 viser selskapenes gjennomsnittlige andel produksjon av petroleumsprodukter i perioden 2007 til 2017. Sett bort i fra Neptune Energy, ser vi at samtlige selskaper i utvalget har et produktutvalg bestående av olje, gass, NGL og kondensat. Videre fremkommer det av figuren at produksjonen til Neptune Energy i analyseperioden har bestått av kun olje. Vi ønsker å undersøke hvorvidt forholdet mellom andel produksjon av olje og gass, har en signifikant påvirkning på lønnsomheten. Som nevnt i delkapittel 4.1, er både NGL og kondensat biprodukter man oppnår ved utvinning av olje, og kan derfor ikke likestilles med olje og gass som strategiske produktvalg (Lundberg mfl., 2018). I regresjonsanalysen i kapittel 7, vil variabelen *olje* reflektere hvorvidt det er lønnsomt å øke andel produksjon av olje. Av figur 26 ser vi også at flere av de eldre selskapene har en mer diversifisert produktmiks sammenlignet med de yngre.



**Figur 26:** Gjennomsnittlig andel produksjon av olje, gass, NGL og kondensat (Rystad Energy)

## 6.5 Lokalisering

*Lokalisering* blir i rammeverket til Porter (1985) trukket frem som en sentral kostnadsfaktor. Hvor stor betydning dette har for selskapenes driftskostnader, er sterkt avhengig av bransje. I dette delkapittelet skal vi se nærmere på hvilken effekt lokalisering kan ha på lønnsomheten til den norske oljebransjen.

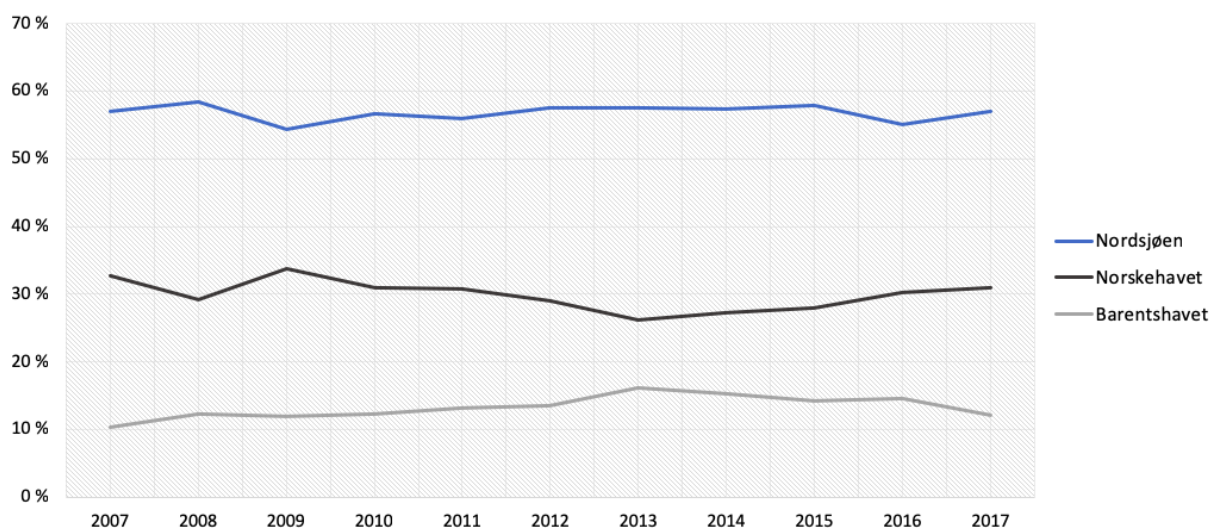
Lokalisering innenfor olje- og gassbransjen, omfatter hovedsakelig geografisk posisjonering av oljefelt og utvinningsblokker. Ettersom utredningen er avgrenset til analyse av operatører på norsk sokkel, deler vi markedet inn i tre utvinningsområder, henholdsvis Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. De viktigste forskjellene mellom de nevnte områdene, omfatter infrastruktur, klimatiske forhold og geologiske forhold. I tillegg er også avstanden mellom utvinningsfelt og der petroleumproduktene blir prosessert sentralt. Eksempelvis er infrastrukturen i Barentshavet vesentlig mindre utbygget enn i Nordsjøen og Norskehavet, ettersom Barentshavet er et relativt nytt utvinningsområde på norsk sokkel. Slik transportsystemene av olje og gass er utformet i dag, med tankskip og undersjøiske rørledninger, vil nye utvinningsområder kreve omfattende investeringer i ny infrastruktur (Andersen, 2014). Betydelig større avstander mellom oljeplattformer og oljeraffinerier, gjør det rimelig å anta at transportkostnader per produsert oljefat er høyere i Barentshavet sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet.

Videre har de klimatiske forholdene og kjennskap til områdenes geologiske forhold, innvirkning på produksjonsprosessen. Igjen skiller Barentshavet seg ut ved å være det

utvinningsområdet selskapene har minst kunnskap om. Dette kan føre til færre funn, høyere leteteknisk kostnader per produsert oljefat og økte utvinningskostnader. Til forskjell fra de sørligere områdene Nordsjøen og Norskehavet, har Barentshavet et kaldere og råere klima som skaper utfordringer knyttet til blant annet logistikk og teknologiske og operasjonelle løsninger (Andersen, 2014). Videre er størrelsen på oljereservoarene også av betydning. Større oljevolum er følgelig gunstig, ettersom det fører til lavere omstillingskostnader, sikrere fremtid salgsvolum og lavere tapsrisiko. Ettersom operatørene er kjent med variasjonene i kostnad og risiko for de ulike utvinningsområdene, er det rimelig at de også medregner lavere forventet profitt for utvinningsprosjekter i de mer risikofylte områdene.

### *Geografisk fordeling*

Lønnsomheten mellom oljefelt innad i de geografiske områdene varierer, som betyr at man ikke kan betegne hele områder som mer eller mindre lønnsomme enn andre. Fordelingen Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet er dermed en forenkling, men den sier likevel noe om attraktiviteten til områdene. Ettersom oljebransjen er kapitalintensiv, avhenger store deler av denne attraktiviteten av infrastrukturen i områdene. Bedre infrastruktur medfører lavere investerings- og produksjonskostnader, som alt annet likt legger til rette for økt lønnsomhet. Det kan dermed tenkes at variasjoner i lønnsomheten mellom de ulike områdene i høy grad kan forklares av områdenes utvikling i infrastruktur.



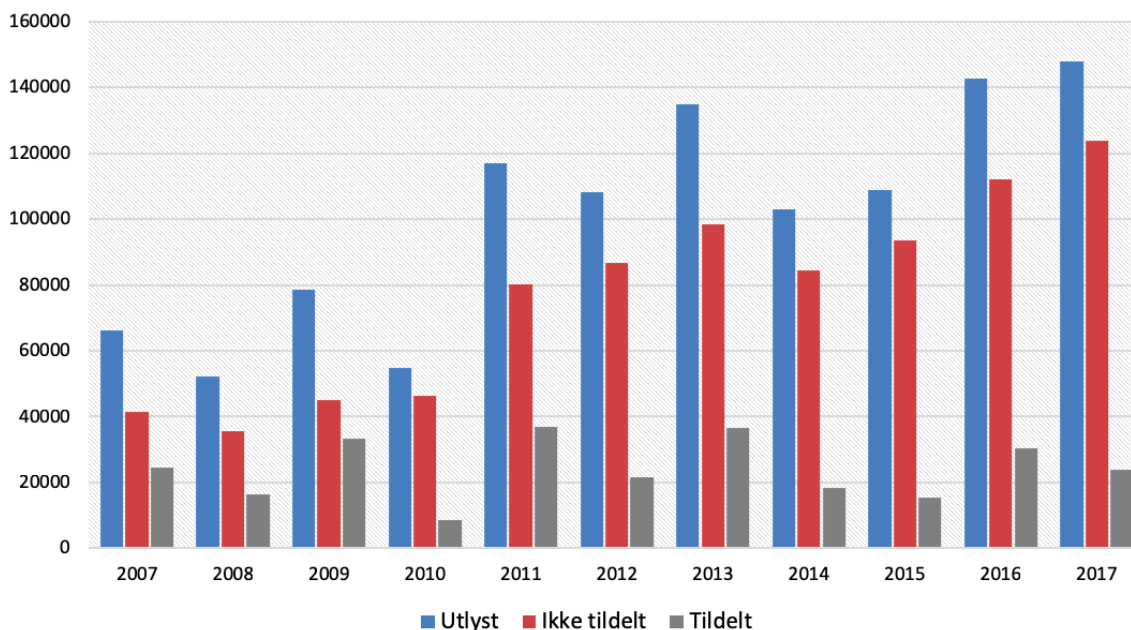
**Figur 27:** Utvikling i geografisk fordeling av utvinningslisenser fra 2007 – 2017 (Rystad Energy)

Figur 27 viser utvikling i antall utvinningstillatelser i de tre utvinningsområdene. Av figuren ser vi at majoriteten av utvinningslisensene i utvalget er tilknyttet oljefelt i Nordsjøen. I analyseperioden har gjennomsnittlig fordeling av utvinningslisenser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet vært på henholdsvis 57%, 30% og 13%. Utviklingen i andel utvinningslisenser i Nordsjøen har vært relativt stabil gjennom hele tidsperioden. Videre ser vi av figuren at det er en negativ samvariasjon mellom utviklingen av andel utvinningslisenser i Norskehavet og Barentshavet. Selv om den geografiske fordelingen har vært relativt stabil over tid, er det flere av selskapene som varierer betydelig fra bransjesnittet i figur 27. En slik variasjon kan tale for at lønnsomheten ikke avhenger av utvinningsområdet, men av spesialisering innad i et geografisk område. Årsaken til at bransjesnittet ligger så stabilt som det gjør, kommer hovedsakelig av at aktørene med flest utvinningslisenser, som Equinor Energy og Total E&P, favoriserer en slik fordeling.

Som nevnt i delkapittel 4.1, er statens tildelingssystem av utvinningslisenser sentralt for selskapenes valg av blokker og områder. Staten legger til grunn hvilke blokker som inngår i de ulike konsesjonsrundene, og setter dermed rammene for hvilke blokker i hvilke områder oljeselskapene kan drive lete- og utvinningsvirksomhet. Selskapene får så tildelt blokker gjennom TFO eller nummererte konsesjonsrunder. I forkant av konsesjonsrundene, søker selskapene seg til hvilke blokker de ønsker å få tildelt, og med utgangspunkt i finansielle og operasjonelle kriterier, avgjør staten hvilke selskaper som tildeles hvilke blokker.

Måten tildelingssystemet fungerer, setter spørsmål ved hvorvidt det er staten eller selskapene selv som styrer den geografiske fordelingen av utvinningslisenser. Dersom alt utlyst areal blir tildelt, kan en si at den geografiske fordelingen av utvinningslisenser i all hovedsak styres av staten. Dersom derimot store deler av det utlyste arealet *ikke* tildeles, kan en si at den geografiske fordelingen er selskapsstyrt.





**Figur 28:** Utlyst, tildelt og ikke tildelt areal i perioden 2007 – 2017, målt i km<sup>2</sup> (Oljedirektoratet)

Figur 28 viser forholdet mellom utlyst, tildelt og ikke tildelt areal i perioden 2007 til 2017, målt i antall kvadratkilometer. Som vi ser av figuren, utgjør tildelt areal mindre enn ikke tildelt areal i samtlige år. Andelen utlyst areal som ikke tildeles, har fra 2007 til 2017 i gjennomsnitt ligget på 76%. Den høye andelen utlyst areal som ikke tildeles, indikerer at den geografiske fordelingen i all hovedsak er selskapsstyrt. Siden staten setter rammene for hvilke blokker selskapene kan søke seg til, må likevel statens påvirkning på den geografiske fordelingen anses som moderat til høy.

## 6.6 Korrelasjonsanalyse

I forkant av regresjonsanalysen i kapittel 7, er det nødvendig å undersøke i hvilken grad det foreligger samvariasjon mellom forklaringsvariablene. Sterk korrelasjon mellom to eller flere variabler, kan indikere at variablene enten måler det samme eller driver hverandre. Dette kan videre medføre problemer med multikollinearitet. Ved bruk av korrelasjonsanalyse får vi avdekket hvilke variabler dette omfatter, som videre vil styrke regresjonsanalysen.

Tabell 17 viser en oversikt over samtlige lønnsomhetsfaktorer og tilhørende variabler. Vi vil først gjennomføre en korrelasjonsanalyse av variablene for skala, før vi deretter tar for oss de resterende variablene som anses relevante.

Variabel	Faktor	Beskrivelse
Alder	Erfaring	Dummy; Alder på selskap i 2017 (1 = Over 20år)
Kboepd	Skala	Produksjonsvolum målt i kboepd
Totalkapital	Skala	Totalkapital
Lisenser	Skala	Antall utvinningstillatelser
Årsverk	Skala	Antall årsverk
Lisenser/Totalkapital	Skala	Antall lisenser / Totalkapital
Nordsjøen	Lokalisering	Andel utvinningslisenser i Nordsjøen
Norskehavet	Lokalisering	Andel utvinningslisenser i Norskehavet
Barentshavet	Lokalisering	Andel utvinningslisenser i Barentshavet
Olje	Kompleksitet	Andel av produksjon som er olje
Andre_produkter	Kompleksitet	Andel av produksjon som ikke er olje
Operatør	Strategisk valg	Andel utvinningslisenser som operatør
Partner	Strategisk valg	Andel utvinningslisenser som partner
Elefantfelt	Strategisk valg	Andel produksjon fra elefantfelt
Andre_felt	Strategisk valg	Andel produksjon fra andre felt enn elefantfelt

**Tabell 17:** Oversikt over strategiske lønnsomhetsfaktorer

Operatørbransjens grad av kapitalintensivitet, gjør skala til en sentral lønnsomhetsfaktor. Samvariasjonen mellom de fire variablene for skala er vist i tabell 18. Av tabellen ser vi at variablene for produksjonsvolum, totalkapital og antall lisenser har en høy grad av samvariasjon, med korrelasjonskoeffisienter på over 0,86. Til sammenligning er samvariasjonen mellom årsverk og de øvrige variablene for skala noe mer moderat, men fremdeles høy. Variabelen samvarierer signifikant positivt med både totalkapital og produksjonsvolum, mens korrelasjonen med antall lisenser er negativ og ikke signifikant. Resultatene fra korrelasjonsanalysen er rimelige ut i fra tidligere resonnement om sammenheng mellom de ulike variablene for skala.

		Totalkapital	Kboepd	Lisenser	Årsverk
Totalkapital	<i>Koeffisient</i>	1			
	<i>p-verdi</i>				
Kboepd	<i>Koeffisient</i>	<b>0,894</b>	1		
	<i>p-verdi</i>	0,00			
Lisenser	<i>Koeffisient</i>	<b>0,946</b>	<b>0,866</b>	1	
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,00		
Årsverk	<i>Koeffisient</i>	<b>0,504</b>	<b>0,431</b>	-0,071	1
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,00	0,46	

**Tabell 18:** Korrelasjonsmatrise for skala-variabler

---

På grunn av høy korrelasjon mellom variablene, vil vi kun inkludere *total kapital* i den videre analysen, nærmere bestemt *lnTotal kapital*. I en kapitalintensiv bransje som operatørbransjen, har total kapitalen stor betydning for selskapenes posisjonering i markedet. Variabelen er også sterkt balansert uten manglende observasjoner, og er derfor godt egnet i den videre analysen. Årsaken til at vi bruker den naturlige logaritmen fremfor variabelens absolutte verdi, er for å tilfredsstille kravet om normalitet. Fordi selskapene befinner seg i ulike faser av livssyklusen, foreligger det stor variasjon mellom selskapenes total kapital. Dette problemet fjernes når vi ln-transformerer variabelen.

Produksjonsvolum er i større grad enn total kapital påvirket av markedsforhold som etterspørsel og oljepris, samt andre forhold som vedlikeholdsstans og ressurstilgjengelighet. Siden produksjonsvolum har en direkte påvirkning på selskapets inntekt, kan man også argumentere for at variabelen inngår i den avhengige variabelen ROCE. Antall lisenser gir heller ikke det beste bildet på selskapets størrelse, ettersom det ikke kommer til uttrykk hvor stor andel av disse som faktisk tilfører selskapet verdi. Årsverk er lite illustrativt for størrelse i en kapitalintensiv bransje, og er derfor heller ikke en god variabel for skala. Dette er også årsaken til den moderate korrelasjonen mellom årsverk og de øvrige variablene.

Samvariasjonen mellom de øvrige lønnsomhetsfaktorene er presentert i tabell 19. Analysen er ikke ment for å gi en forklaring på kausalitet, men kun for å gi en indikasjon på hvorvidt det foreligger signifikante sammenhenger mellom faktorene. I det følgende vil vi analysere korrelasjonseffekten for hver av variablene.

		Alder	lnTotalkapital	Nordsjøen	Norskehavet	Barentshavet	Olje	Operatør	Elefantfelt
Alder	<i>Koeffisient</i>	1							
	<i>p-verdi</i>								
lnTotalkapital	<i>Koeffisient</i>	<b>0,703</b>	1						
	<i>p-verdi</i>	0,00							
Nordsjøen	<i>Koeffisient</i>	<b>-0,343</b>	<b>-0,168</b>	1					
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,07						
Norskehavet	<i>Koeffisient</i>	<b>0,458</b>	0,084	<b>-0,841</b>	1				
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,36	0,00					
Barentshavet	<i>Koeffisient</i>	-0,129	<b>0,169</b>	<b>-0,443</b>	-0,113	1			
	<i>p-verdi</i>	0,17	0,07	0,00	0,22				
Olje	<i>Koeffisient</i>	<b>-0,439</b>	<b>-0,232</b>	<b>0,273</b>	<b>-0,579</b>	<b>0,459</b>	1		
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00			
Operatør	<i>Koeffisient</i>	<b>0,219</b>	<b>0,548</b>	0,134	-0,089	-0,099	-0,059	1	
	<i>p-verdi</i>	0,02	0,00	0,15	0,33	0,28	0,52		
Elefantfelt	<i>Koeffisient</i>	<b>0,914</b>	<b>0,681</b>	-0,049	<b>0,221</b>	<b>-0,276</b>	<b>-0,429</b>	<b>0,213</b>	1
	<i>p-verdi</i>	0,00	0,00	0,59	0,02	0,00	0,00	0,02	

**Tabell 19:** Korrelasjonsmatrise for lønnsomhetsfaktorer

Av tabell 19 kommer det frem at *alder* har en signifikant samvariasjon med samtlige variabler, med unntak av *Barentshavet*. Vi ser at korrelasjonen mellom alder og størrelse er sterk positiv, som er rimelig å anta ettersom aktørene ekspanderer over tid. Den sterke samvariasjonen mellom alder og andel produksjon fra elefantfelt er også fornuftig, ettersom disse feltene ofte er gamle funn. Alder og andel utvinningslisenser i Nordsjøen samvarierer negativt med en korrelasjonskoeffisient på -0,343, mens alder og andel utvinningslisenser i Norskehavet har en positiv samvariasjon på 0,458. Dette er logisk ettersom de eldste selskapene i større grad enn de yngre har muligheten for diversifisering, og dermed øker sin andel i Norskehavet som er mindre utforsket enn områdene i Nordsjøen. Videre finner vi en signifikant moderat positiv korrelasjon mellom alder og antall operatørlisenser på 0,219. Med økt alder og dermed også økt størrelse i form av totalkapital, vil aktørene ha større kapasitet og bedre forutsetninger for å operere som operatør. Vi ser videre at alder samvarierer signifikant negativt med *olje*, som støtter vår antakelse om at eldre aktører har en mer diversifisert produktmiks enn nyetablerte.

Størrelse uttrykt ved *lnTotalkapital* samvarierer signifikant med både *Nordsjøen* og *Barentshavet*, med korrelasjonskoeffisienter på henholdsvis -0,168 og 0,169. Tar vi for oss sammenhengen mellom størrelse og kompleksitet målt ved *olje*, er denne signifikant negativ på -0,232. Dette indikerer høy grad av produktdiversifisering for selskaper med høy totalkapital. Denne sammenhengen er rimelig, ettersom de mindre kapitalsterke selskapene

har større fokus på spesialisering innenfor oljeproduksjon fremfor diversifisering. Videre korrelerer *lnTotalkapital* sterkt positivt med både *operatør* og *elefantfelt*. Sammenhengene virker rimelige med tanke på tidligere resonnement om at kapitalsterke aktører har bedre forutsetninger for å operere som operatør.

*Olje* har ingen signifikant samvariasjon med antall operatørlisenser, men samvarierer signifikant negativt med andel produksjon fra elefantfelt med en korrelasjonskoeffisient på -0,429. Selskaper med lav grad av produktdiversifisering, har med andre ord lave produksjonsandeler i elefantfelt. Ettersom det hovedsakelig er nyetablerte selskaper som i liten grad diversifiserer produktporteføljen, virker denne sammenhengen rimelig. Videre finner vi en signifikant positiv samvariasjon på 0,213 mellom *elefantfelt* og *operatør*. Avslutningsvis ser vi av tabell 19 at sammenhengen mellom andel produksjon fra elefantfelt og lisenser i Norskehavet og Barentshavet, er signifikante med koeffisienter på 0,221 og -0,276.

## 6.7 Delkonklusjon

I dette kapittelet har vi sett nærmere på hvilke lønnsomhetsfaktorer som potensielt kan forklare lønnsomhetsforskjeller mellom operatørselskapene i perioden 2007 til 2017. Analysene er gjort med utgangspunkt i Porter og Rileys teorier om strukturelle og operasjonelle kostnadsdrivere fra delkapittel 2.3. Lønnsomhetsfaktorene vi har undersøkt, og som vi vil ta for oss i den videre analysen, er *skala*, *erfaring*, *strategiske valg*, *kompleksitet* og *lokalisering*.

For hver faktor har vi presentert numerisk målbare variabler som skal gjenspeile effekten faktorene har på selskapets lønnsomhet. Variablenes størrelser har vist seg å variere mye på tvers av selskapene, og spesielt mellom selskaper med store aldersforskjeller. Utviklingen i måltallene har for de fleste faktorene vist seg å være stabile, men også her finner vi betydelige variasjoner på tvers av selskapene. For å danne et godt grunnlag for den videre analysen, har vi også utført korrelasjonsanalyser som har avdekket graden av samvariasjon mellom variablene. Variablenes grad av samvariasjon er noe vi må ta høyde for i neste kapittel, der hensikten er å gjøre rede for faktorenes påvirkning på selskapenes lønnsomhet.

## 7 Sammenheng mellom faktorer og lønnsomhet

I kapittel 5 kom det frem at det eksisterer store lønnsomhetsforskjeller mellom olje- og gassoperatørene på norsk sokkel. Videre i kapittel 6 så vi på hvilke faktorer som potensielt sett kan forklare disse lønnsomhetsvariasjonene. I dette kapitlet ønsker vi å undersøke hvorvidt det foreligger sammenhenger mellom lønnsomhet og de utvalgte faktorene. Med utgangspunkt i delkapittel 5.4, vurderer vi ROCE til å være et godt lønnsomhetsmål for olje- og gasselskapene på norsk sokkel. Vi bruker derfor ROCE som avhengig variabel i samtlige regresjoner. Vi vil i denne delen av utredningen besvare følgende forskningsspørsmål:

*Finnes det signifikante sammenhenger mellom lønnsomhetsfaktorene og aktørenes lønnsomhet?*

Innledningsvis vil vi presentere deskriptiv statistikk for de relevante variablene. Deretter gjennomfører vi en multippel regresjonsanalyse hvor vi inkluderer samtlige variabler som vurderes relevante. Videre vil vi foreta regresjonsanalyser der vi kontrollerer for års- og selskapsspesifikke forhold. Dette er nødvendig for å fastslå hvor stor andel av variasjonen i ROCE som kan forklares av kun disse kontrollvariablene. I delkapittel 7.3 vil vi gjennomføre flere utforskende regresjonsanalyser, hvor vi inkluderer både potensielle forklaringsvariabler og kontrollvariabler for års- og selskapsspesifikke forhold. Regresjonsanalysene danner grunnlaget for den endelige hovedmodellen som presenteres i delkapittel 7.4. Med utgangspunkt i de ulike regresjonsanalysene, vil vi vurdere hvorvidt de utvalgte faktorene har en sammenheng med lønnsomheten til olje- og gassoperatørene på norsk sokkel. Avslutningsvis sammenligner vi resultatene fra de ulike analysene, før vi også tester modellenes gyldighet og robusthet.

### 7.1 Deskriptiv statistikk

Vi vil nå presentere variablene som senere vil brukes i regresjonsanalysene. Variablene og tilhørende deskriptiv statistikk er fremstilt i tabell 20. Tabellen gir en oversikt over variablenes gjennomsnittsverdier, standardavvik, minimums- og maksimumsverdier, antall observasjoner og enhetsform. Til tross for at vi i den videre analysen vil bruke  $\ln Totalkapital$  og  $\ln Oljepris$  som variabler for henholdsvis størrelse og oljepris, har vi i tabellen fremstilt disse på normalform. Dette gir en mer korrekt beskrivelse av det bakenforliggende datamaterialet, enn

ved fremstilling av de ln-transformerte variablene. Av tabellen ser vi at det foreligger 120 observasjoner for samtlige variabler i perioden 2007 til 2017, med unntak av variablene for produksjon fra elefantfelt. Som følge av at Bayerngas ikke startet sin produksjon av olje og gass før i 2009, inneholder *elefantfelt* og *ikke\_elefantfelt* kun 118 observasjoner.

	Gjennomsnitt	Standardavvik	Min	Maks	Obs.	Beskrivelse
ROCE	20,49	33,90	-66,37	87,35	120	Prosentandel
Totalkapital	61 168,38	108 554,40	776,13	480 789,10	120	Normalform
Lisens/Totalkapital	0,00	0,01	0,00	0,03	120	Normalform
Alder	0,46	0,50	0,00	1,00	120	Dummyvariabel
Operatør	34,53	20,41	0,00	75,76	120	Prosentandel
Partner	65,47	20,41	24,24	100,00	120	Prosentandel
Elefantfelt	18,60	21,90	0,00	63,84	118	Prosentandel
Ikke_elefantfelt	81,40	21,90	36,16	100,00	118	Prosentandel
Barentshavet	12,60	11,22	0,00	48,49	120	Prosentandel
Norskehavet	31,33	18,60	0,00	78,95	120	Prosentandel
Nordsjøen	56,07	20,60	11,76	95,83	120	Prosentandel
Olje	70,91	22,16	1,93	100,00	120	Prosentandel
Andre_produkter	29,09	22,16	0,00	98,07	120	Prosentandel
Oljepris	81,75	24,27	45,13	111,68	120	Normalform

**Tabell 20:** Deskriptiv statistikk for relevante variabler i perioden 2007 – 2017

Som nevnt innledningsvis i kapittel 7, vil vi bruke ROCE som mål på lønnsomhet i den videre analysen. I perioden 2007 til 2017, har utvalget hatt en gjennomsnittlig ROCE på 20,49% med et tilhørende standardavvik på 33,9%. Dette betyr at 68,2% av observasjonene har en ROCE på mellom -13,41% og 54,39%. Den laveste observerte ROCE i analyseperioden er målt til -66,37% (Bayerngas, 2015), mens den høyeste er på 87,35% (Eni Norge, 2008). Tallene viser at det har vært store sprik i lønnsomhet på tvers av selskapene i den utvalgte perioden, som stemmer med funnene fra kapittel 5.

Under PESTEL-analysen i delkapittel 4.3, så vi på hvilken effekt svingninger i oljeprisen har hatt på selskapenes lønnsomhet i perioden 2007 til 2017. Av tabell 20 ser vi at oljeprisen i gjennomsnitt har ligget på \$81,75, med et standardavvik på \$24,27. Oljeprisen hadde i perioden sin laveste årlige gjennomsnittsmåling på \$45,13 i 2016, og motsatt sin høyeste måling på \$111,68 i 2012. For å begrense problemet rundt normalitet, har vi valgt å bruke den naturlige logaritmen av oljeprisen i den videre analysen.

De øvrige variablene i tabell 20 er presentert og diskutert i utredningens kapittel 6. Leser henvises derfor til kapittel 6 for definisjoner og nærmere beskrivelser av variablene utover det som fremkommer i de neste avsnittene.

Variabelen *Totalkapital* reflekterer selskapenes størrelse, målt i millioner kroner (MNOK). Av tabell 20 ser vi at gjennomsnittlig totalkapital i perioden har vært på omlag 61 168 MNOK, med minimum- og maksimumobservasjoner på henholdsvis 776 MNOK og 480 789 MNOK. Variabelen har et standardavvik på 108 554 MNOK, som sammenlignet med gjennomsnittsverdien på 61 168 MNOK anses som svært høyt. Som nevnt i kapittel 6, vil vi bruke den naturlige logaritmen av variabelen i den videre analysen.

Variabelen *Lisenser/Totalkapital* er også en variabel for skala, og viser effekten av forholdet mellom totalkapital og antall lisenser. På grunn av problemer med skalering, er tallene for *Lisenser/Totalkapital* i tabell 20 lite informative. En økt skalering ville gjort resultatene i regresjonsanalysene mindre tydelige, som er årsaken til at vi har valgt å ikke endre skaleringen.

Variablene *operatør*, *partner*, *elefantfelt*, *ikke\_elefantfelt*, *Barentshavet*, *Norskehavet*, *Nordsjøen*, *olje* og *andre\_produkter* er alle definert som andelsvariabler. Det vil si at også fortolkningen av tallene er lik, og vi vil derfor ikke gjennomgå alle variablene i detalj. Tar vi først for oss fordelingen mellom selskapenes operatør- og partnerlisenser, ser vi av tabell 20 at denne i gjennomsnitt har ligget på henholdsvis 34,53% og 65,47%. Den laveste observasjonen for andel operatørlisenser er på 0%, som vil si at lisensporteføljen til ett eller flere selskaper har bestått av kun partnerlisenser i én eller flere perioder.

Fordelingen mellom *olje* og *andre\_produkter*, har i gjennomsnitt vært på henholdsvis 70,91% og 29,09%. Begge variablene viser til svært lave minimumobservasjoner, som vil si at produktfordelingen hos enkelte selskaper har vært svært konsentrert i enkelte perioder. Av figur 26 i delkapittel 6.4, så vi at Neptune Energy og Lundin i gjennomsnitt har hatt de største andelene oljeproduksjon i utvalget. Motsatt så vi at Norske Shell, Equinor Energy og Bayerngas har hatt de største andelene gassproduksjon gjennom analyseperioden.

Videre ser vi av tabell 20 at gjennomsnittsverdiene for *elefantfelt* og *Barentshavet* er på henholdsvis 18,6% og 12,6%. Relativt til de øvrige andelsvariablene i utvalget, er dette lave gjennomsnittsverdier. Variablenes respektive maksimumobservasjoner er på henholdsvis 63,8% og 48,49%, som tilsvarer over tre ganger gjennomsnittsverdiene. Kombinasjonen av



lave gjennomsnittsverdier og høye maksimumobservasjoner, gjør variablene interessante for den videre analysen.

Som nevnt i delkapittel 6.2, er *alder* en binær variabel som måler hvorvidt selskapene i 2017 hadde over eller under 20 års erfaring på norsk sokkel. Verdi lik 1 indikerer selskapserfaring over 20 år, mens verdi lik 0 indikerer under 20 år med selskapserfaring. Variabelen har en gjennomsnittsverdi på 0,46, som vil si at rett under halvparten av selskapene har drevet petroleumsvirksomhet på norsk sokkel i over 20 år. Se figur 25 i delkapittel 6.2 for grafisk fremstilling.

## 7.2 Multippel regresjonsanalyse

For å danne et bilde av hvilke variabler som skal inkluderes i hovedmodellen, starter vi med å utføre en standard multippel regresjonsanalyse med samtlige forklaringsvariabler fra tabell 20 i delkapittel 7.1. Vi har dermed en OLS-modell med grupperte feilledd. Kontrollvariabler for år- og selskapsspesifikke forhold er utelatt fra modellen, og vil ikke inkluderes før i delkapittel 7.3. Begrunnelsen for å utføre regresjonsanalyser både med og uten kontrollvariabler, er for å få et mer presist bilde av forklaringskraften til de ulike faktorene. Resultatet fra regresjonsanalysen er presentert i tabell 21.

Modell 1: Alle forklaringsvariabler				N
Avhengig variabel	ROCE			120
R <sup>2</sup>	0,556			
Justert R <sup>2</sup>	0,519			
	Koeffisient	Robust SE	Signifikans	
Konstant	-0,22	0,86	0,81	
lnTotalkapital	-0,08	0,08	0,31	120
Lisenser/Totalkapital	-22,26	7,01	0,01	120
Alder	0,06	0,22	0,81	120
lnOljepris	0,21	0,10	0,06	120
Operatør	0,10	0,27	0,73	120
Elefantfelt	0,97	0,33	0,01	118
Barentshavet	0,59	0,27	0,05	120
Norskehavet	0,32	0,35	0,38	120
Olje	-0,01	0,22	0,97	120

**Tabell 21:** Multippel regresjonsanalyse med samtlige forklaringsvariabler

I tilfeller med andelsvariabler, må vi definere én av andelsvariablene som *basisvariabel* og utelate denne fra modellen for å unngå multikollinearitet. I Modell 1 fra tabell 21, har vi fire slike tilfeller. Variablene *Barentshavet*, *Norskehavet* og *Nordsjøen*, reflekterer andel lisenser selskapene eier i de ulike geografiske områdene gitt deres totale lisensportefølje. Vi velger *Nordsjøen* som basisvariabel, og inkluderer dermed kun *Barentshavet* og *Norskehavet* i modellen. Variablenes koeffisienter viser da variablenes effekt på ROCE i forhold til basisvariabelen *Nordsjøen*. Av tabell 21, ser vi at koeffisientene til begge variablene er positive. Det vil si at å øke antall lisenser i Barentshavet og Norskehavet på bekostning av antall lisenser i Nordsjøen, har en positiv sammenheng med selskapets lønnsomhet. Vi merker oss at med et signifikansnivå på 10%, er kun sammenhengen mellom ROCE og *Barentshavet* signifikant.

Samme metode for å unngå multikollinearitet gjelder også for andelsvariablene *operatør*, *elefantfelt* og *olje*. Av tabell 21 ser vi at det ikke foreligger noen signifikant sammenheng mellom verken ROCE og andel operatørlisenser, eller ROCE og andel oljeproduksjon av totalt produksjonsvolum. Derimot kommer det frem at *elefantfelt* er signifikant positiv. Det vil med andre ord være lønnsomt å øke produksjonsvolumet fra elefantfelt på bekostning av produksjonsvolumet fra andre felt.

Videre har ikke *lnTotalkapital* en signifikant sammenheng med ROCE. Det vil si at en økning i totalkapitalen ikke nødvendigvis vil føre til økt lønnsomhet, et resultat som kan være noe overraskende ettersom operatørbransjen anses som kapitalintensiv. Deretter ser vi at forholdet *Lisenser/Totalkapital* har en signifikant negativ sammenheng med lønnsomheten. Tar vi for oss dummyvariabelen *alder*, er denne langt i fra signifikant. Dette tyder på at selskapenes erfaring ikke har noen vesentlig betydning for selskapenes lønnsomhet. Videre kommer det frem at oljeprisen har en signifikant positiv sammenheng med ROCE. Ettersom oljeprisen har en direkte effekt på selskapenes inntektsside, er dette rimelig å forvente.

Modell 1 er sterkt balansert med henholdsvis 120 observasjoner for samtlige variabler, bortsett fra *elefantfelt*. Regresjonen har en  $R^2$  og justert  $R^2$  på henholdsvis 0,555 og 0,517. Det vil si at modellen forklarer 55,5% eller 51,7% av variasjonen i ROCE, avhengig av hvilket måltall som legges til grunn. Forskjellen mellom justert og ujustert  $R^2$ , er at justert  $R^2$  tar høyde for antall uavhengige variabler i modellen, og hvilke uavhengige variabler som faktisk forklarer variasjonen i den avhengige variabelen (Wooldridge, 2016, s. 182). Ujustert  $R^2$  tar ikke hensyn til at antall frihetsgrader i modellen reduseres når vi inkluderer flere variabler. Ved inkludering

av flere uavhengige variabler vil den ujusterte  $R^2$  derfor alltid øke, til tross for at de uavhengige variablene ikke har en signifikant effekt på den avhengige variabelen. Ujustert  $R^2$  viser derfor en kunstig høy forklaringskraft. På bakgrunn av dette vil vi hovedsakelig ta for oss justert  $R^2$  i den videre analysen, på tross av at ujustert  $R^2$  i praksis viser den *faktiske* forklaringskraften til modellen.

Sammenhengen mellom ROCE og de ikke-signifikante forklaringsvariablene er enten svak eller reflektert gjennom de øvrige forklaringsvariablene, og bør derfor med fordel ekskluderes. Inkludering av ikke-signifikante variabler gjør modellen svakere og mindre presis. Fra korrelasjonsanalysen presentert i tabell 19 i delkapittel 6.6, så vi også at det foreligger signifikant samvariasjon mellom flere av forklaringsvariablene. Dette kan gi opphav til multikollinearitet. Til tross for modellens svakheter og brudd på regresjonsforutsetningene, er resultatene relevante for utarbeidelse av hovedmodellen.

### 7.3 Regresjonsanalyser med kontroll for års- og selskapsspesifikke forhold

Som en del av analysen, ønsker vi å gjøre rede for hvor stor forklaringskraft års- og selskapsspesifikke forhold alene har på lønnsomheten til utvalget. Ved å bruke *år* som kontrollvariabler i regresjonsanalysen, vil en kontrollere for hvorvidt årlige variasjoner i analyseperioden har en påvirkning på lønnsomheten. Årlige variasjoner omfatter effekter på den avhengige variabelen som varierer over tid, men som er lik på tvers av selskap. Dette kan eksempelvis omfatte endringer i oljepris eller rente- og valutnivå. I den videre analysen vil vi også ta hensyn til de selskapsspesifikke forholdene ved å inkludere *selskapsvariabler*. Vi kontrollerer da for påvirkningsfaktorer som varierer på tvers av selskapene, men som er tilnærmet konstante over tid. Utelatelse av kontrollvariabler kan føre til meningsløse estimater, gitt at effektene ikke fanges opp av de resterende forklaringsvariablene.

Som fremstilt under i tabell 22, har vi delt regresjonsanalysene inn i tre ulike blokker. I den første regresjonsanalysen har vi til hensikt å finne ut hvor stor forklaringskraft årsspesifikke forhold alene har på ROCE. Vi gjør deretter det samme for selskapsspesifikke forhold, før vi til slutt utfører en regresjonsanalyse der vi kombinerer kontrollvariabler for både års- og selskapsspesifikke forhold.

Modell 2: Blokkvis regresjonsanalyse	
Blokk	Variabler
1	år_2008, år_2009, år_2010, år_2011, år_2012, år_2013, år_2014, år_2015, år_2016, år_2017
2	Bayerngas, ConocoPhillips, Eni, Equinor Energy, Faroe Petroleum, Lundin Neptune Energy, Norske Shell, Total E&P, Wintershall
3	år_2008, år_2009, år_2010, år_2011, år_2012, år_2013, år_2014, år_2015, år_2016, år_2017 Bayerngas, ConocoPhillips, Eni Norge, Equinor Energy, Faroe Petroleum, Lundin Neptune Energy, Norske Shell, Total E&P, Wintershall

**Tabell 22:** Blokkvis regresjonsanalyse av års- og selskapsspesifikke forhold

Det vil være nødvendig å ta hensyn til både *basisår* og *basisselskap* når vi inkluderer års- og selskapsvariabler. Ettersom kontrollvariablene er definert som dummyvariabler, vil inkludering av samtlige års- og selskapsvariabler skape multikollinearitet. For å unngå dette, har vi derfor ekskludert *år\_2007* og *Aker BP* i blokk 1 til 3. Det vil si at de øvrige årsvariablene vil bli målt relativt til 2007, og selskapsvariablene relativt til Aker BP.

Forklaringskraft fra blokkvis regresjon		
Regresjon	R <sup>2</sup>	Justert R <sup>2</sup>
1	0,109	0,027
2	0,576	0,538
3	0,683	0,618

**Tabell 23:** Forklaringskraft til blokkvis regresjon

Tabell 23 viser forklaringskraften til regresjonene fra tabell 22. Ettersom de uavhengige variablene kun består av kontrollvariabler, måler vi forklaringskraften med utgangspunkt i vanlig R<sup>2</sup> fremfor justert R<sup>2</sup>. Til forskjell fra de øvrige regresjonsmodellene som også inkluderer faktorvariabler, kan ingen variabler her anses som irrelevante. Bruk av justert R<sup>2</sup> blir derfor feil i regresjonsblokkene 1 til 3.

Av tabellen observerer vi at forklaringskraften til blokk 1 er lik 0,109. Det vil si at de årlige variasjonene i analyseperioden alene forklarer 10,9% av variasjonen i utvalgets lønnsomhet. Den relativt lave forklaringsgraden anser vi som noe overraskende, ettersom oljebransjens globale eksponering gjør bransjen svært utsatt for makroøkonomiske forhold. Blokk 2 viser imidlertid at selskapsspesifikke forhold har en relativt høy innvirkning på variasjonen i ROCE. Med en R<sup>2</sup> på 0,576, viser regresjonen at selskapsspesifikke forhold alene forklarer hele 57,6%

av variasjonen i ROCE. Videre ser vi av tabellen at forklaringskraften til variasjonen i ROCE øker til 68,3% når vi inkluderer kontrollvariabler for både år og selskap.

I delkapittel 7.2 presenterte vi sammenhengen mellom ROCE og alle potensielle forklaringsvariabler i en standard multippel regresjonsanalyse, uten å ta hensyn til kontrollvariabler. I denne delen av analysen vil vi utføre samme regresjonsanalyse, samtidig som vi kontrollerer for års- og selskapsspesifikke forhold. Ved å inkludere kontrollvariabler får vi en *fixed effect*-modell. Resultatet fra Modell 3 er presentert i tabell 24.

Modell 3: Alle variabler inkl. kontrollvariabler				N
Avhengig variabel	ROCE			120
R <sup>2</sup>	0,743			
Justert R <sup>2</sup>	0,665			
	Koeffisient	Std. Error	Signifikans	
Konstant	-0,06	2,47	0,98	
lnTotalkapital	0,07	0,07	0,31	120
Lisenser/Totalkapital	-11,85	12,99	0,36	120
Alder	-0,05	0,31	0,87	120
Oljepris	-0,01	0,46	0,98	120
Operatør	-0,24	0,30	0,43	120
Elefantfelt	0,89	0,65	0,18	118
Barentshavet	-1,22	0,46	0,01	120
Norskehavet	-0,30	0,34	0,38	120
Olje	-0,41	0,25	0,10	120
år_2008	0,12	0,21	0,57	
år_2009	0,01	0,08	0,88	
år_2010	0,05	0,14	0,73	
år_2011	0,22	0,29	0,46	
år_2012	0,07	0,29	0,81	
år_2013	0,05	0,29	0,87	
år_2014	-0,08	0,26	0,75	
år_2015	-0,24	0,09	0,01	
år_2016	-0,16	0,14	0,26	
Bayerngas	-0,23	0,20	0,25	
ConocoPhillips	-0,09	0,12	0,46	
Eni	0,49	0,23	0,04	
Equinor Energy	-0,18	0,17	0,30	
Faroe Petroleum	0,12	0,20	0,56	
Lundin	0,42	0,10	0,00	
Neptune Energy	0,66	0,18	0,00	
Norske Shell	0,11	0,18	0,52	
Wintershall	0,05	0,10	0,65	

Ekskludert grunnet multikollinearitet: år\_2017, Total E&P

**Tabell 24:** Alle variabler inkl. kontrollvariabler for års- og selskapsspesifikke forhold

Vi merker oss at variablene *år\_2017* og *Total E&P* er ekskludert fra regresjonsanalysen, som følge av problemer med ekstrem multikollinearitet. Dette kommer av at det foreligger sterk korrelasjon mellom de overnevnte variablene og modellens øvrige forklaringsvariabler.

Sammenlignet med Modell 1 i tabell 21, ser vi av tabell 24 at det ikke foreligger en signifikant sammenheng mellom *lnOljepris* og ROCE når vi tar hensyn til års- og selskapsspesifikke forhold. Dette er fordi oljeprisen er en makroøkonomisk variabel som kontrolleres for når vi tar hensyn til årsspesifikke forhold. Videre ser vi av tabell 24 at effekten fra *elefantfelt* ikke lenger er signifikant når vi inkluderer kontrollvariabler. I Modell 1 inngikk variabelen som ett av flere underliggende forhold som påvirket lønnsomhetsvariasjonene mellom selskapene. Denne effekten blir nøytralisert når vi kontrollerer for selskapsspesifikke forhold. En bakenforliggende forklaring til dette, er at selskapenes andel produksjonsvolum fra elefantfelt har vært relativt stabil gjennom analyseperioden. Dersom variabler preges av relativt små endringer over tid, vil effekten av disse endringene fanges opp av selskapsvariablene.

Videre observerer vi av tabell 24 at *Barentshavet* fortsatt har en signifikant sammenheng med ROCE, men at sammenhengen er gått fra å være positiv i Modell 1, til nå å være negativ i Modell 3. Dette indikerer at for et gitt selskap vil det være ulønnsomt å øke andelen lisenser i Barentshavet, men at det er de lønnsomme selskapene som har store andeler lisenser i dette området. Dette setter spørsmål ved hvorvidt det er lisensandeler i Barentshavet som har effekt på variasjonen i ROCE, eller omvendt.

Videre observerer vi at den justerte  $R^2$  til Modell 3 er på 0,665. Det vil si at modellen forklarer 66,5% av variasjonen i ROCE. Sammenlignet med Modell 1, har forklaringskraften økt som følge av at vi nå tar hensyn til års- og selskapsspesifikke forhold. Av tabell 24, ser vi også at *Barentshavet* fortsatt har en signifikant sammenheng med ROCE, og at sammenhengen mellom *olje* og ROCE nå er signifikant negativ.

For å få et klarere bilde på hvilke variabler som bør inngå i hovedmodellen, har vi også gjennomført baklengs og forlengs regresjon. Analysenes resultater er fremstilt under i tabell 25.

Modell 4: Baklengs regresjon				N	Modell 5: Forlengs regresjon				N
Avhengig variabel	ROCE			120	Avhengig variabel	ROCE			120
R <sup>2</sup>	0,608				R <sup>2</sup>	0,579			
Justert R <sup>2</sup>	0,579				Justert R <sup>2</sup>	0,556			
	Koeffisient	Std. Error	Sig.			Koeffisient	Std. Error	Sig.	
Konstant	-0,02	0,07	0,82		Konstant	0,16	0,05	0,00	
år_2016	-0,21	0,07	0,00		Alder	0,36	0,05	0,00	120
Lisenser/Totalkapital	-13,78	5,68	0,02	120	år_2015	-0,29	0,07	0,00	
år_2015	-0,28	0,07	0,00		år_2016	-0,23	0,07	0,00	
år_2014	-0,15	0,07	0,04		Lisenser/Totalkapital	-16,99	5,46	0,00	120
Barentshavet	0,49	0,21	0,02	120	år_2014	-0,16	0,07	0,03	
Norskehavet	0,34	0,11	0,00	120	år_2011	0,14	0,07	0,06	
Elefantfelt	0,82	0,12	0,00	118					
år_2011	0,15	0,07	0,03						

Ekskludert grunnet multikollinearitet: år\_2012

**Tabell 25:** Baklengs og forlengs regresjon

Tabell 25 viser baklengs og forlengs regresjon ved henholdsvis Modell 4 og Modell 5. Modellenes forklaringskraft, vist ved justert R<sup>2</sup>, er på henholdsvis 57,9% og 55,6%. Dette er noe lavere enn forklaringskraften til Modell 3 på 66,5%, som sannsynligvis kommer av at vi ikke inkluderer de selskapsspesifikke variablene i de to trinnvise regresjonene. Som i Modell 1, har variabelen *Lisenser/Totalkapital* en signifikant påvirkning på lønnsomheten. Videre merker vi oss at årsvariablene *år\_2014*, *år\_2015* og *år\_2016* er sterkt negativt signifikante i begge modellene. *År\_2011* er også inkludert som en signifikant variabel i begge de trinnvise modellene, men med positivt fortegn. Ved baklengs regresjon får vi også signifikante positive sammenhenger mellom ROCE og variablene *Barentshavet*, *Norskehavet* og *elefantfelt*. Motsatt inkluderes *alder* når vi gjennomfører forlengs regresjon.

## 7.4 Hovedmodell

Med utgangspunkt i resultatene fra de innledende regresjonsmodellene, har vi utarbeidet vår hovedmodell som presentert i tabell 26. I tillegg til kontrollvariabler for års- og selskapsspesifikke forhold, består modellen av utvalgte forklaringsvariabler som har vist seg signifikante i minst én av de tidligere modellene. For å komme frem til hovedmodellen, startet vi med å inkludere samtlige signifikante forklaringsvariabler. Deretter ekskluderte vi én og én variabel gitt variabelenes p-verdier, før vi igjen undersøkte effekten av å inkludere én og én

variabel. På den måten kom vi frem til variablene *Lisenser/Totalkapital*, *Barentshavet*, *elefantfelt* og *olje*. Gitt et signifikansnivå nær 10%, er dette kombinasjonen av signifikante variabler som gir høyest justert forklaringskraft av variasjonen i ROCE.

Modell 6: Hovedmodell				N
Avhengig variabel	ROCE			120
R <sup>2</sup>	0,736			
Justert R <sup>2</sup>	0,668			
	Koeffisient	Std. Error	Signifikans	
Konstant	0,42	0,23	0,07	
Lisenser/Totalkapital	-20,02	8,32	0,02	120
Barentshavet	-1,01	0,42	0,02	120
Olje	-0,41	0,21	0,06	120
Elefantfelt	0,99	0,62	0,11	118
år_2008	0,13	0,09	0,16	
år_2009	0,04	0,10	0,70	
år_2010	0,07	0,10	0,49	
år_2011	0,23	0,10	0,03	
år_2012	0,09	0,10	0,38	
år_2013	0,08	0,11	0,43	
år_2014	-0,03	0,11	0,76	
år_2015	-0,19	0,10	0,07	
år_2016	-0,11	0,11	0,30	
år_2017	0,05	0,10	0,60	
Bayerngas	-0,22	0,12	0,08	
ConocoPhillips	-0,12	0,34	0,73	
Eni	0,31	0,16	0,06	
Equinor Energy	-0,21	0,29	0,48	
Faroe Petroleum	0,08	0,12	0,53	
Lundin	0,36	0,09	0,00	
Neptune Energy	0,64	0,15	0,00	
Norske Shell	-0,09	0,27	0,75	
Total E&P	-0,01	0,29	0,96	
Wintershall	-0,03	0,09	0,77	

**Tabell 26:** Hovedmodell

Hovedmodellen oppnår en forklaringskraft på 0,668 gitt ved justert R<sup>2</sup>, som vil si at modellen forklarer 66,8% av variasjonen i ROCE. Dette er den høyeste justerte forklaringskraften av samtlige modeller i analysen. Ettersom vi utelukker alle irrelevante variabler, oppnår modellen et mindre antall frihetsgrader og mindre støy som øker modellens presisjon. Vi legger merke til at forklaringsgraden øker med kun 5 prosentpoeng sammenlignet med blokk 3 i Modell 2,



hvor vi så på ROCE opp mot kun års- og selskapsvariabler. Dette betyr at variasjonen i ROCE hovedsakelig forklares av kontrollvariablene, og at faktorvariablenes påvirkning er begrenset. Årsaken til dette kan være små variasjoner i forklaringsvariablene på tvers av selskapene, som gjør at effekten fanges opp av selskapsvariablene.

Tar vi utgangspunkt i et signifikansnivå nær 15%, ser vi av tabell 26 at årsvariablene *år\_2008*, *år\_2011* og *år\_2015* har en signifikant sammenheng med ROCE. Disse funnene kan i høy grad forklares ut i fra oljeprisens utvikling i analyseperioden, der oljeprisen var på sitt høyeste nivå i 2008 og 2011. Oljeprisens fall høsten 2014, gjorde betydelige utslag på lønnsomheten i 2015. Det er derfor rimelig at *år\_2015* viser å ha en negativ sammenheng relativt til basisåret 2007. Vi merker oss at variablene *lnTotalkapital*, *lnOljepris*, *operatør*, *Norskehavet* og *alder* er ekskludert fra modellen, ettersom variablene ikke har vist seg å ha en signifikant sammenheng med ROCE når vi kontrollerer for års- og selskapsspesifikke forhold.

Med unntak av kontrollvariablene, består hovedmodellen av variablene *Lisenser/Totalkapital*, *Barentshavet*, *olje* og *elefantfelt*. Med signifikansnivå på nær 10%, viser alle de fire forklaringsvariablene en signifikant sammenheng med ROCE. De tre førstnevnte variablene viser å ha en negativ sammenheng med lønnsomhetsmålet, mens sammenhengen mellom ROCE og *elefantfelt* er positiv.

Avslutningsvis vil vi utføre en regresjonsanalyse hvor vi tar utgangspunkt i hovedmodellen, men der vi ekskluderer kontrollvariabler for selskapsspesifikke forhold. Dette gjør at vi går fra en fixed effect-modell til en vanlig OLS-modell med grupperte feilledd. Ved å utelukke selskapsvariabler får forklaringsvariablenes koeffisienter en annen tolkning. Det er interessant å undersøke hvorvidt endringen i kontrollvariabler vil ha en vesentlig effekt på analysens resultater. Modellen er illustrert i tabell 27.

Modell 7: Hovedmodell ekskl. selskapsvariabler				N
Avhengig variabel	ROCE			120
R <sup>2</sup>	0,591			
Justert R <sup>2</sup>	0,536			
	Koeffisient	Robust SE	Signifikans	
Konstant	0,22	0,21	0,30	
Lisenser/Totalkapital	-15,04	6,19	0,04	120
Barentshavet	0,60	0,21	0,02	120
Olje	-0,19	0,20	0,37	120
Elefantfelt	0,80	0,16	0,00	118
år_2008	0,99	0,05	0,06	
år_2009	-0,02	0,06	0,68	
år_2010	0,01	0,07	0,85	
år_2011	0,16	0,09	0,12	
år_2012	0,00	0,12	0,99	
år_2013	0,05	0,10	0,63	
år_2014	-0,16	0,10	0,12	
år_2015	-0,30	0,12	0,04	
år_2016	-0,22	0,11	0,06	
år_2017	-0,01	0,14	0,98	

**Tabell 27:** Hovedmodell med utelatelse av selskapsvariabler

Av tabell 27 ser vi at variablene *Lisenser/Totalkapital*, *Barentshavet* og *elefantfelt* forblir signifikante til tross for utelatelse av selskapsvariabler. Derimot har ikke *olje* lenger en vesentlig effekt på ROCE. Størrelsen på koeffisientene til *Lisenser/Totalkapital* og *elefantfelt* går noe ned, men beholder fremdeles samme fortegn. Derimot ser vi at *Barentshavet* nå viser å ha en positiv sammenheng med ROCE. Dette strider mot resultatet fra hovedmodellen, hvor koeffisienten til *Barentshavet* var signifikant negativ. Betydningen av de motstridende resultatene vil diskuteres i det påfølgende delkapittelet.

## 7.5 Oppsummering av resultater

For å få et klart bilde av hvilke faktorer som har hatt en vesentlig påvirkning på lønnsomheten til olje- og gassoperatørene på norsk sokkel, har vi i dette kapittelet gjennomført ulike regresjonsanalyser med ROCE som avhengig variabel. Som et utgangspunkt for regresjonsanalysene, utførte vi også en korrelasjonsanalyse med ROCE og de relevante forklaringsvariablene i delkapittel 6.6. Resultatene fra analysene er oppsummert i tabell 28.

Korrelasjon med ROCE		Regresjonsanalyser med ROCE som avhengig variabel						
Korrelasjon		1	2	3	4	5	6	7
Justert R <sup>2</sup>		0,519		0,665	0,579	0,556	0,668	0,536
lnTotalkapital	+	-		+				
Lisenser/Totalkapital	-	-		-	-	-	-	-
Alder	+	+		-		+		
Operatør	+	+		-				
Elefantfelt	+	+		+	+		+	+
Barentshavet	+	+		-	+		-	+
Norskehavet	+	+		-	+			
Olje	-	+		-			-	-
lnOljepris	+	+		+				

\* / \*\* Signifikant på 10%-nivå / 11%-nivå

+ Positiv korrelasjon/koeffisient

- Negativ korrelasjon/koeffisient

**Tabell 28:** Oppsummering av resultater

Av tabell 28 ser vi at sammenhengen mellom variasjon i ROCE og variablene *Lisenser/Totalkapital*, *elefantfelt* og *Barentshavet* har vært signifikante i flere analyser. Vi bemerker oss at variablene *Lisenser/Totalkapital* (negativt) og *elefantfelt* (positivt) har hatt samme fortegn i samtlige analyser. Motsatt har sammenhengen mellom ROCE og *Barentshavet* gått fra å være positiv til negativ i modellene med kontrollvariabler for års- og selskapsspesifikke forhold, henholdsvis Modell 3 og Modell 6. Videre ser vi at variabelen *operatør* ikke har vist noen signifikante sammenhenger med variasjonen i ROCE i noen analyser. Av tabellen ser vi også at hovedmodellen, her vist som Modell 6, har den høyeste forklaringskraften av samtlige regresjonsmodeller. I det følgende vil vi gjøre rede for faktorenes betydning for selskapenes lønnsomhet, og knytte resultatene opp mot teori og egne antakelser.

## Skala

Gitt ved: *lnTotalkapital* og *Lisenser/Totalkapital*

Fra korrelasjonsanalysen så vi at *lnTotalkapital* hadde en signifikant positiv samvariasjon med ROCE. Regresjonsanalysene viste derimot en mer tvetydig relasjon mellom variablene, der *lnTotalkapital* viste å ha en negativ sammenheng med ROCE i Modell 1, og positiv sammenheng i Modell 3. Ettersom både *Lisenser/Totalkapital* og *lnTotalkapital* er variabler for skala, prøvde vi også å erstatte *Lisenser/Totalkapital* med *lnTotalkapital* i hovedmodellen.

Forsøket resulterte i en signifikant positiv sammenheng mellom *lnTotalkapital* og ROCE. Det vil si at en økning i totalkapitalen for ett bestemt år, vil gi økt avkastning på sysselsatt kapital. Det betyr ikke at selskapets størrelse i seg selv har en vesentlig betydning for lønnsomheten, men at økning i størrelse over tid har en positiv sammenheng. Årsaken til at vi valgte å bruke *Lisenser/Totalkapital* fremfor *lnTotalkapital* i hovedmodellen, var at *lnTotalkapital* gjorde modellen svakere ved å vanne ut effekten til både *elefantfelt* og *olje*.

I motsetning til *lnTotalkapital*, viste *Lisenser/Totalkapital* å ha en signifikant negativ korrelasjon med ROCE. I samtlige regresjonsanalyser fant vi at variabelen hadde en negativ sammenheng på ROCE, og at sammenhengen var signifikant i samtlige modeller, med unntak av Modell 3. Ekskluderer vi *lnTotalkapital* fra Modell 3, blir *Lisenser/Totalkapital* signifikant også her, og påvirkningen på ROCE må derfor samlet sett anses som sterkt negativ. Dette støtter funnet om positiv sammenheng mellom totalkapital og ROCE, ettersom økt totalkapital for gitt antall lisenser vil redusere *Lisenser/Totalkapital*. Resultatene innebærer at en økning i *Lisenser/Totalkapital* fører til redusert lønnsomhet. Med andre ord er det lønnsomt for et selskap å ha høy totalkapital per utvinningslisens. En bakenforliggende forklaring kan være at et lavt antall utvinningslisenser i seg selv reduserer koordineringskostnadene. Få lisenser kan også føre til økt spesialisering og læring innenfor hvert oljefelt, som videre øker effektiviteten og reduserer driftskostnadene. Høy kapital per lisens gir også selskapene mulighet til å bruke mer ressurser på utvikling av nye løsninger, som kan øke både effektivitet og utnyttelsesgrad.

Resultatene indikerer at høy totalkapital i kombinasjon med få utvinningslisenser skaper stordriftsfordeler, og er dermed en driver for økt lønnsomhet. Videre fører ikke høy totalkapital i seg selv til økt lønnsomhet, men en økning i totalkapitalen over tid har vist å ha en positiv sammenheng med ROCE. Ettersom størrelse samvarierer sterkt med *elefantfelt* og *alder*, kan vi ikke utelukke at den positive sammenhengen mellom størrelse og ROCE er drevet av disse variablene. Dette vil bli diskutert nærmere i kapittelets siste delkapittel.

## *Lokalisering*

Gitt ved: *Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen (basis)*

Fra korrelasjonsanalysen fant vi at *Norskehavet* er signifikant positivt korrelert med ROCE. Regresjonsanalysene viste ingen entydige sammenhenger med ROCE, og kun i tilfellet ved baklengs regresjon var variabelen signifikant positiv. Kombinasjonen av varierende fortegn

og fravær av signifikans, gjør at vi ikke kan trekke noen bastante konklusjoner rundt effekten av å øke andeler lisenser i Norskehavet på bekostning av andeler i Nordsjøen.

Korrelasjonsanalysen viste imidlertid en ikke-signifikant og negativ samvariasjon mellom ROCE og *Barentshavet*. Med unntak av tilfellet ved forlengs regresjon, har *Barentshavet* vist en signifikant sammenheng med lønnsomhet i alle regresjonsmodellene. Vi finner at sammenhengen mellom ROCE og *Barentshavet* er positiv når vi utelater kontrollvariabler for selskapsspesifikke forhold, og motsatt negativ ved inkludering av kontrollvariabler. Dette kommer tydelig frem ved sammenligning av Modell 6 og Modell 7.

Med utgangspunkt hovedmodellens resultater, vil en økning i andel utvinningslisenser i Barentshavet på bekostning av lisenser i Nordsjøen og Norskehavet, redusere selskapets lønnsomhet. Videre viser korrelasjonsanalysen og Modell 7 at det er en positiv sammenheng mellom å være lønnsom og å investere i Barentshavet. Resultatene tyder på at det er de lønnsomme aktørene som går inn i Barentshavet, men at investeringer i dette området reduserer selskapenes lønnsomhet. Disse investeringene kan derfor antas å komme av en forventning om positiv avkastning fra olje- og gassfeltene i Barentshavet, som i dag er ulønnsomme. Barentshavet er et relativt nytt utvinningsområde på norsk sokkel, og det estimeres at over halvparten av de gjenværende olje- og gassressursene på norsk sokkel ligger i dette området (Ånestad og Løvås, 2019). Ettersom våre modeller kun er i stand til å estimere sammenhenger mellom variabler i samme tidsperiode, er en slik fremtidig sammenheng ikke mulig å verifisere. Funnet støtter imidlertid vår hypotese om at Barentshavet er mindre lønnsomt enn de øvrige geografiske områdene, grunnet blant annet dårligere infrastruktur og større avstander mellom oljefelt og oljeraffineri (Andersen, 2014). Mindre kjennskap til området og et tøffere klima er også medvirkende faktorer.

### *Strategisk valg*

Gitt ved: *Operatør og Partner (basis)*, *Elefantfelt* og *Ikke\_elefantfelt (basis)*

Korrelasjonsanalysen viste en ikke-signifikant positiv samvariasjon mellom *operatør* og ROCE. Regresjonsanalysene ga derimot ulike resultater, avhengig av modellenes inkludering eller ekskludering av kontrollvariabler. Resultatene fra samtlige analyser viste seg å være ikke-signifikante, som betyr at det ikke foreligger en vesentlig sammenheng mellom selskapenes lønnsomhet og fordeling av partner- og operatørlisenser. Dette er et rimelig resultat. Ved

effektiv drift vil profitten tilfalle både operatøren og eventuelle partnere basert på deres eierandeler i oljefeltet. Som operatør oppnår man dermed ingen superprofitt ved å være effektiv, fordi profitten uansett vil deles med partnerne på feltet. Dermed vil alle tjene på at det mest effektive selskapet er operatør, og motsatt tape dersom et lite effektivt selskap er operatør.

Andel produksjonsvolum fra elefantfelt har vist seg å være en signifikant positiv lønnsomhetsfaktor gjennom hele analysen. Fra korrelasjonsanalysen korrelerte *elefantfelt* sterkt positivt med ROCE, og variabelen var signifikant positiv i samtlige regresjonsmodeller, med unntak av Modell 3. Også i Modell 3 var sammenhengen positiv, men med fravær av signifikans. Med andre ord er det profitabelt for aktører å øke andel produksjon fra elefantfelt på bekostning av andre olje- og gassfelt. Dette underbygger vår antakelse om at elefantfelt er mer lønnsomme enn andre felt, ettersom de i større grad preges av stordriftsfordeler. Stordriftsfordelene omfatter lavere omstillingskostnader og lavere transportkostnader grunnet bedre infrastruktur. I tillegg vil selskaper med høy eierandel i elefantfelt ha mindre insentiver til å drive letevirksomhet, ettersom feltene inneholder betydelige olje- og gassressurser. Dermed vil selskapene oppnå stordriftsfordeler gjennom økt fokus på å maksimere olje- og gassutvinning til lavest mulig kostnad per fat. Lang produksjonshorisont øker også aktørenes kjennskap til feltene og de geologiske forholdene. Dette øker utnyttelsesgraden, og gjør det lettere å tilpasse og ta i bruk nye teknologiske løsninger.

## *Erfaring*

Gitt ved: *Alder*

Operatørenes erfaring, gitt ved dummyvariabelen *alder*, har i flere tilfeller vist seg å være en sentral forklaringsfaktor til variasjon i lønnsomhet. Med utgangspunkt i korrelasjonsanalysen og flere av regresjonsmodellene, har *alder* hatt en sterk signifikant positiv sammenheng med ROCE. Dersom vi setter inn *alder* til fordel for *elefantfelt* i Modell 7, viser variabelen å ha en sterk positiv sammenheng med ROCE også her.

Samlet sett indikerer analysenes resultater at olje- og gassoperatører med lang operasjonell historikk på norsk sokkel, presterer signifikant bedre sammenlignet med de yngre selskapene. Vi kan se dette opp mot Porters teori om at lang erfaring kan forbindes med økt læring, som videre kan redusere produksjonskostnader ved økt effektivitet. De mer erfarne selskapene kan

derfor tenkes å ha en mer effektiv utførelse av aktiviteter i verdikjeden, sammenlignet med nyetablerte aktører. Dette kan videre redusere driftskostnader og dermed øke lønnsomheten.

Fra korrelasjonsanalysen i tabell 19 delkapittel 6.6, så vi også at *alder* korrelerte sterkt med *lnTotalkapital* og *elefantfelt*. Dette kan tyde på at den positive sammenhengen mellom *alder* og ROCE, kan forklares av at de mest erfarne selskapene også har relativt høy totalkapital. Sammenhengen kan også forklares av at funn av elefantfelt fant sted før de yngre selskapene i utvalget etablerte seg på norsk sokkel.

### *Kompleksitet*

Gitt ved: *Olje og Andre\_produkter (basis)*

Fra korrelasjonsanalysen så vi at lønnsomhet har en negativ samvariasjon med *olje*. Resultatene fra hovedmodellen og Modell 3, hvor vi inkluderte alle relevante forklarings- og kontrollvariabler, viste en signifikant negativ sammenheng mellom *olje* og ROCE. En økning i andel oljeproduksjon er i denne sammenheng ekvivalent med å redusere kompleksitetsnivået i selskapet. Som en faktor for kompleksitet, viser analysenes resultater at økt lønnsomhet forbindes med høyere grad av kompleksitet. Dette bryter med Porter og Rileys teorier, som sier at økt kompleksitet ofte medfører økte kostnader knyttet til koordinering, opplæring og forsømte skalafordeler. Den positive sammenhengen kan komme av økt diversifiseringseffekt. Det vil si at operatørselskapene reduserer den totale risikoen knyttet til svingninger i markedspriser av petroleumsprodukter, ved å øke bredden i sin produktmiks.

### *Årsvariabler*

Gitt ved: *2007 (basis), 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017*

Kontrollvariabler for årsspesifikke forhold er inkludert for å utelukke tidsfaste effekter som er like for samtlige aktører i utvalget. Fra Modell 2 fant vi at årsvariablene har en forklaringskraft på 10,9%, som betyr at årsvariabler i seg selv ikke har hatt en betydelig effekt på variasjonen i ROCE. Med 2007 som basisår, finner vi øvrige år i analyseperioden med både positive og negative koeffisienter. Fra hovedmodellen og de to stegvise regresjonsanalysene, fremkom årene 2008 og 2011 som signifikant mer profitable enn 2007. Derimot viste modellene at årene 2014, 2015 og 2016 var betydelig mindre lønnsomme. Resultatene kan knyttes opp til

oljeprisens utvikling, som viste høye nivåer i 2008 og 2011, mens årene 2014 til 2016 var sterkt preget av oljeprisfallet i 2014.

Samlet sett kan oljeprisen dermed sies å ha hatt en positiv påvirkning på lønnsomheten. Dette tydeliggjøres i Modell 1, hvor *lnOljepris* viste å ha en sterk positiv sammenheng med ROCE. Ved inkludering av årsvariabler faller det signifikante utslaget til *lnOljepris* bort i de øvrige modellene. Årsaken til at forklaringskraften for årsvariablene alene ikke er større, kan være selskapenes evne til å redusere sine driftskostnader i dårlige tider. For eksempel reduserte Equinor sin break-even pris per oljefat fra 100 dollar i 2013 til under 27 dollar i 2019 (Equinor, u.å. a).

## 7.6 Robusthet

I dette delkapittelet ønsker vi å teste hovedmodellens robusthet. For å teste robustheten, vil vi undersøke i hvilken grad inkludering av utelatte forklaringsvariabler påvirker modellens resultater. Dersom inkludering av en utelatt variabel fører til betydelige endringer i sammenhengen mellom den avhengige og de uavhengige variablene, er modellen lite robust.

### *Kontroll for utelatte variabler*

For å undersøke om de utelatte variablene har en signifikant påvirkning på sammenhengen mellom ROCE og hovedmodellens forklaringsvariabler, vil vi i det følgende inkludere én og én variabel i hovedmodellen. Betydelige variasjoner i forklaringskraft, signifikansnivå eller koeffisienter som følge av dette, indikerer lav grad av robusthet. Sterk samvariasjon mellom utelatte variabler og én eller flere forklaringsvariabler, er ofte en kilde til slike variasjoner. Ved å utelate variabler som korreler med de øvrige forklaringsvariablene, vil vi få en modell der forklaringsvariablene korreler med feilleddet. Vi kan da få problemer med utelatt variabel skjevhet, som bryter OLS-forutsetningen om at forventningen til restleddet  $\varepsilon$ , gitt enhver variabel  $x_i$ , skal være lik null (Wooldridge, 2016, s. 78).

### **lnTotalkapital**

Ved inkludering av *lnTotalkapital* reduseres modellens justerte  $R^2$  fra 0,668 til 0,667. Dette tilsvarer en minimal reduksjon i forklaringskraft på 0,1 prosentpoeng. Inkludering av variabelen gjør at *Lisenser/Totalkapital*, *olje* og *elefantfelt* ikke lenger er signifikante på 10%-



nivå. Ettersom både *Lisenser/Totalkapital* og *lnTotalkapital* reflekterer effekten av skala, er det ikke overraskende at den ene variabelen vil utvanne effekten til den andre. Økningen i signifikansnivå for *elefantfelt* kan forklares av den høye samvariasjonen mellom variabelen og *lnTotalkapital*.

### **lnOljepris**

Ettersom *lnOljepris* er en eksogen makrovariabel, vil all effekt fanges opp av kontrollvariabler for årsspesifikke forhold. Modellens forklaringskraft, gitt ved den justerte  $R^2$ , forblir derfor uendret på 0,668. Inkludering av variabelen fører heller ikke til endringer i forklaringsvariablenes koeffisienter eller signifikansnivå. Variabelens p-verdi på 0,60 er også en indikasjon på at oljeprisen ikke har en signifikant effekt på ROCE når vi tar høyde for årsspesifikke forhold.

### **Alder**

Ved inkludering av variabelen *alder* forblir modellens forklaringskraft den samme. Ettersom *alder* er en dummyvariabel, vil effekten fra variabelen fanges opp av selskapsvariablene. Som ved inkludering av *lnOljepris* vil *alder* derfor ikke ha noen effekt, og også her ser vi at forklaringsvariablenes koeffisienter og signifikansnivåer holdes uendret. Det er derfor ikke uventet at variabelen oppnår en p-verdi på 0,96.

### **Operator**

Inkluderer vi *operator* i modellen, endres den justerte  $R^2$  fra 0,668 til 0,666. Inkludering av variabelen viser ikke til å ha noen signifikant påvirkning på forklaringsvariablenes koeffisienter eller p-verdier. *Operator* oppnår en p-verdi på 0,51, som indikerer at det ikke foreligger en signifikant sammenheng mellom variabelen og variasjonen i ROCE.

### **Norskehavet**

Forklaringskraften gitt ved den justerte  $R^2$ , reduseres fra 0,668 til 0,667 dersom *Norskehavet* inkluderes i modellen. Igjen er forklaringsvariablenes koeffisienter og signifikansnivå tilnærmet uendret, samtidig som at p-verdien til den inkluderte variabelen overstiger signifikansnivået på 10%. De minimale endringene indikerer at modellen er robust for inkludering av også *Norskehavet*.

## *Oppsummering av robusthetstest*

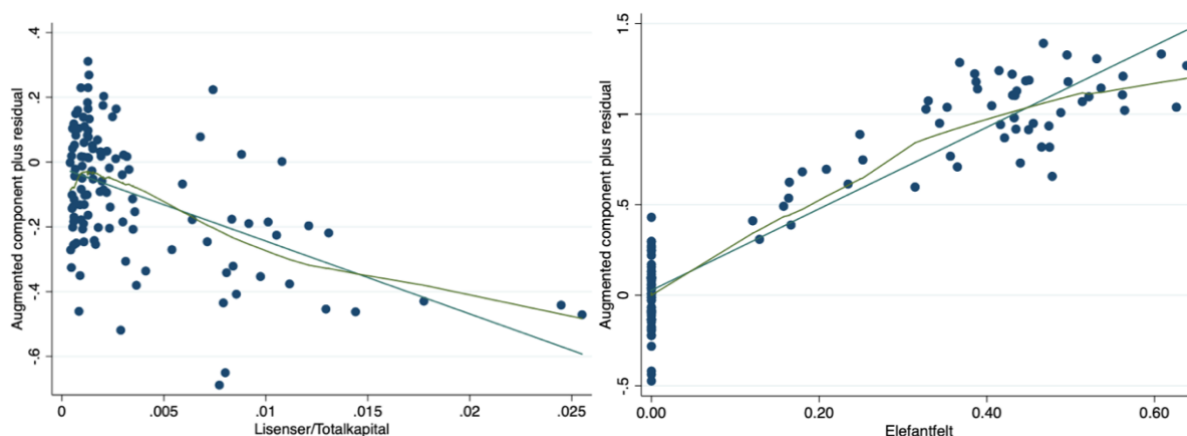
Robusthetstesten har vist at hovedmodellen er svært robust overfor inkludering av de fleste utelatte variablene. Inkludering av variablene har ved enkelte tilfeller vist seg å redusere modellens forklaringskraft gitt ved den justerte  $R^2$ . Ved inkludering av makro- og dummyvariabler, hvor effekten fanges opp av kontrollvariablene for års- og selskapsspesifikke forhold, har forklaringskraften holdt seg uendret. P-verdier og koeffisienter til de eksisterende forklaringsvariablene har i disse tilfellene forblitt uendret. Av de utelatte variablene skiller *lnTotalkapital* seg ut ved å være den eneste variabelen som fører til vesentlige endringer i p-verdier og koeffisientstørrelser. En årsak til dette er den høye korrelasjonen mellom variabelen og de øvrige forklaringsvariablene. Variabelen kan dermed være en kilde til utelatt variabel skjevhet, som medfører små endringer i størrelsen på variablenes koeffisienter.

## 7.7 Testing av OLS-forutsetninger

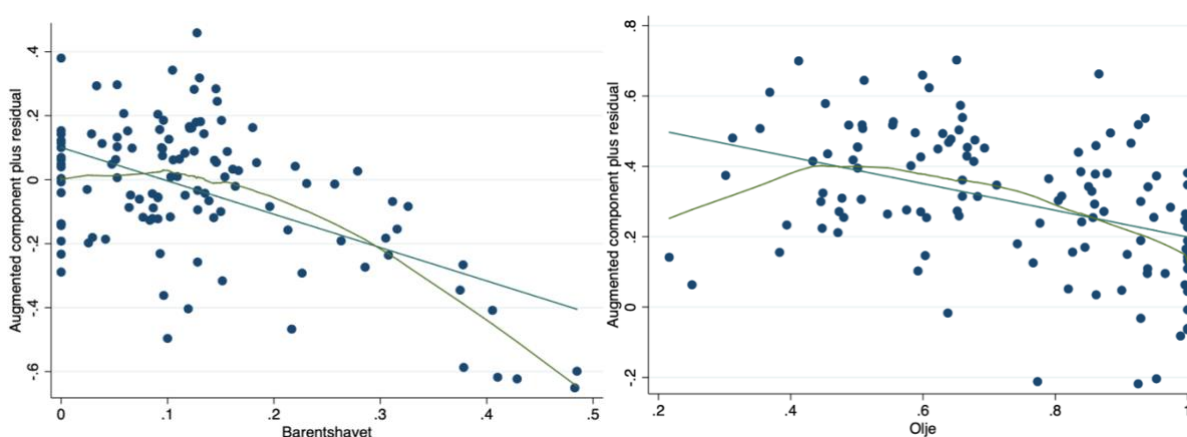
Med utgangspunkt i Gaus-Markows forutsetninger for OLS som ble presentert i delkapittel 3.5, vil vi nå undersøke hvorvidt hovedmodellen oppfyller kravene for en forventningsrett og konsistent modell. For å undersøke om regresjonsmodellen er den beste mulige lineære forventningsrette modellen, vil vi teste for linearitet, multikollinearitet, autokorrelasjon, normalitet og homoskedastisitet.

### *Linearitet i parameterne*

For å oppfylle kravet om linearitet, må regresjonsmodellen være lineær i sine parametre. Det vil si at de uavhengige variablene må ha en lineær samvariasjon med den avhengige variabelen. For å undersøke hvorvidt variablene i hovedmodellen tilfredsstiller forutsetningen om linearitet, har vi som nevnt i delkapittel 3.5 tatt i bruk et *augmented component-plus-residual plot* (*acprplot*), vist nedenfor ved figurene 29 og 30. I figurene er den beste lineære sammenhengen mellom observasjonene gitt ved den blå regresjonslinjen. Den grønne linjen viser den faktiske sammenhengen mellom observasjonene. Dersom avviket mellom de to linjene er betydelige, er forutsetningen om linearitet brutt. Som følge av at modellen alltid vil anta en lineær sammenheng mellom observasjonene, vil brudd på linearitetsforutsetningen skape forventningsskjevne estimatorene og videre misvisende resultater.



**Figur 29:** *Acprplot for Lisenser/Totalkapital og Elefantfelt*



**Figur 30:** *Acprplot for Barentshavet og Olje*

Av figur 29 og 30 ser vi at avviket mellom estimerte og observerte verdier, gitt ved den blå og grønne linjen, ikke er signifikant for noen av variablene. Ettersom både *elefantfelt*, *Barentshavet* og *olje* er andelsvariabler, vil det til en viss grad skapes skyformasjoner. Dette er fordi enkelte selskaper eksempelvis ikke eier noen lisenser i Barentshavet, eller har eierandeler i elefantfelt. De øvrige observasjonene har en lineær sammenheng med ROCE, og vi anser derfor ikke skyformasjonene som et problem for linearitetsforutsetningen. Av figurene ser vi også at avviket har en tendens til å øke noe for de laveste og høyeste observasjonsverdiene. Avvikene kan forklares av et fåtall enkeltobservasjoner som skiller seg fra de øvrige observasjonene, og er ikke store nok til å kunne anses som problematiske. Vi kan dermed konkludere med at samtlige fire variabler har en lineær samvariasjon med den avhengige variabelen.

## *Multikollinearitet*

Multikollinearitet foreligger dersom en uavhengig variabel er tilnærmet perfekt korrelert med én eller flere av de øvrige forklaringsvariablene. For å teste hvorvidt multikollinearitet er et problem for vår hovedmodell, har vi tatt i bruk VIF-testen som presentert i delkapittel 3.5. Her vil en VIF-verdi på over 10 indikere multikollinearitet, men det er viktig å presisere at også VIF-verdier under 10 kan reflektere målestøy og gi misvisende resultater. Verdier opp mot 10 bør derfor også drøftes dersom variablene ikke utelates fra modellen. Variablenes VIF-verdier er presentert i tabell 29.

Variabel	VIF
Lisenser/Totalkapital	1,61
Barentshavet	1,52
Olje	1,44
Elefantfelt	1,76

**Tabell 29:** *VIF-test*

Av tabellen ser vi at samtlige variabler har en VIF-verdi på under 2. Nivåene er langt lavere enn terskelverdien på 10, og vi kan konkludere med at det ikke foreligger noen betydelige elementer av multikollinearitet i modellen.

## *Autokorrelasjon*

Vi undersøkte modellen for autokorrelasjon ved å ta i bruk en Durbin-Watson test, som presentert i delkapittel 3.5. Testen gir oss en DW-indikator med verdi på mellom 0 og 4, hvorav en verdi mellom 1,5 og 2,5 indikerer ingen autokorrelasjon. En verdi på mellom 0 og 1,5 indikerer positiv autokorrelasjon, mens en verdi på mellom 2,5 og 4 indikerer negativ autokorrelasjon. Testen ga oss en DW-indikator på 1,77, som antyder at det ikke foreligger noen signifikante elementer av autokorrelasjon i modellen. Ettersom vi inkluderer kontrollvariabler for selskapsspesifikke forhold, er dette et forventet resultat. Inkludering av selskapsvariabler gjør regresjonsmodellen til en fixed effect-modell, som er robust for autokorrelasjon.

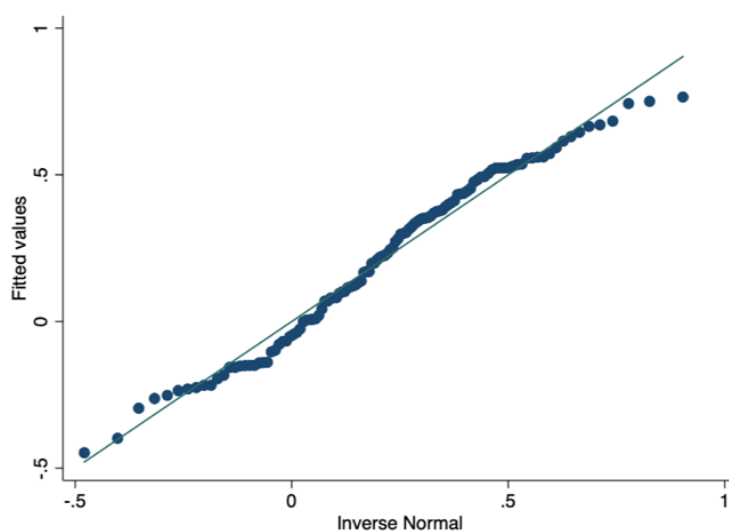
## Normalitet

For å undersøke hvorvidt hovedmodellen oppfyller kravet om normalfordelte feilledd, har vi som nevnt i delkapittel 3.5 sett på modellens residualplot og utført en Shapiro-Wilk test. Shapiro-Wilk testen gjennomføres i Stata og tolkes som en vanlig hypotesetest, der vi forkaster nullhypotesen dersom p-verdien overstiger 0,05. Nullhypotesen reflekterer normalitet, som vil si at en p-verdi på under 0,05 indikerer brudd på forutsetningen. Av tabell 30 ser vi at testen gir en p-verdi på 0,023, som er en indikasjon på ikke-normalfordelte feilledd.

Shapiro-Wilk test	
Observasjoner	118
W	0,974
p-verdi	0,023

**Tabell 30:** Resultater fra Shapiro-Wilk test

Ettersom statistiske tester er sensitive for avvik i små utvalg, legger vi større vekt på den grafiske fremstillingen av modellens residualplott når vi vurderer forutsetningen om normalitet. Modellens residualplott er illustrert i figur 31. For at forutsetningen skal være oppfylt, må observasjonene ligge tett opptil den rette linjen. Av figur 31 ser vi at de observerte feilleddene ligger svært tett opptil grafen, som tyder på at feilleddene er tilnærmet normalfordelte. Ettersom vi legger større vekt på fortolkningen av residualplottet enn Shapiro-Wilk testen, konkluderer vi med at normalitetsantakelsen holder.



**Figur 31:** Residualplot

## *Homoskedastisitet*

Avslutningsvis tester vi om det foreligger heteroskedastisitet i hovedmodellen. Forutsetningen om homoskedastisitet innebærer at variansen til restleddet skal være konstant og uavhengig av observasjonsverdiene til forklaringsvariablene. Brudd på denne forutsetningen indikerer heteroskedastisitet. Som nevnt i delkapittel 3.5, har vi brukt Whites test og Breush-Pagan test for å undersøke hvorvidt hovedmodellen preges av signifikante elementer av heteroskedastisitet. Dersom testene oppnår en p-verdi på under 0,05, forkaster vi nullhypotesen om homoskedastisitet. Med andre ord indikerer en p-verdi på under 0,05 heteroskedastisitet. Testenes resultater er presentert i tabell 31. Av tabellen ser vi at begge testene gir p-verdier på godt over 0,05. Vi beholder dermed nullhypotesen og kan konkludere med at forutsetningen for homoskedastisitet er oppfylt.

Tester for heteroskedastisitet	
	p-verdi
Whites test	0,457
Breush-Pagan test	0,327

**Tabell 31:** Resultater fra Whites test og Breush-Pagan test

## *Oppsummering av OLS-forutsetninger*

Ovenfor har vi testet hvorvidt hovedmodellen tilfredsstiller OLS-forutsetningene om linearitet, multikollinearitet, autokorrelasjon, normalitet og homoskedastisitet. Testingen er gjort gjennom utførelse av statiske tester og grafisk undersøkelse av relevante plottdiagram. Resultatene har vist at hovedmodellen ikke bærer preg av multikollinearitet, autokorrelasjon eller heteroskedastisitet.

Forutsetningene om linearitet og normalitet er derimot mer usikre. Ved grafisk undersøkelse av variablenes linearitet, så vi at enkelte variabler hadde et fåtall observasjoner som i moderat grad varierte fra normalen. Avvikene var derimot ikke betydelige, og vi antar derfor variablene som lineære i sine parametere. Gjennom Shapiro-Wilk testen, fant vi problemer med normalfordelingen til feilleddene. Den grafiske fremstillingen av residualplottet talte derimot for en sterk normalfordeling. Ettersom det legges større vekt på den grafiske fremstillingen, antas også forutsetningen om normalitet som oppfylt. Små avvik fra normalen vil uansett kun medføre mindre endringer i størrelsen på variablenes koeffisienter. Fordi vi hovedsakelig ser

på koeffisientenes fortegn, er ikke dette problematisk for våre resultater. Vi kan dermed konkludere med at modellen tilfredsstiller forutsetningene for en forventingsrett og konsistent modell.

## 7.8 Delkonklusjon

Vi har i dette kapittelet undersøkt hvorvidt det finnes noen signifikante sammenhenger mellom aktørenes lønnsomhet og de utvalgte lønnsomhetsfaktorene fra kapittel 6. Som grunnlag for analysen, har vi gjennomført flere utforskende regresjonsanalyser, både med og uten kontrollvariabler for års- og selskapsspesifikke forhold. Ettersom vi har brukt ulike tilnærmingsmetoder, har regresjonsanalysene også gitt ulike resultater. Basert på analysenes resultater, har vi utarbeidet studiens hovedmodell. Hovedmodellen er den mest presise modellen, og har også den høyeste forklaringskraften av samtlige modeller. Resultatene fra hovedmodellen og de øvrige regresjonsanalysene er oppsummert i tabell 28, hvor også resultatene fra korrelasjonsanalysen er gjengitt.

Av samtlige variabler er det kun variabelen *operatør* som ikke har vist noen signifikante sammenhenger med ROCE. Vi har med andre ord ikke funnet noen vesentlige sammenhenger mellom andel operatørlisenser og variasjon i selskapenes lønnsomhet. Ettersom både operatør og partnere ved oljefeltene vil tjene på at det mest effektive selskapet opererer som operatør, er dette et rimelig resultat. Effekten av en økning eller reduksjon i andel operatørlisenser, vil dermed være avhengig av selskapets grad av effektivitet, relativt til de øvrige selskapene.

Skala har i flere tilfeller vist seg å være en relevant faktor for operatørenes lønnsomhet. Som nevnt fant vi at størrelse, i form av den naturlige logaritmen til totalkapital, har hatt en signifikant positiv korrelasjon med ROCE. I regresjonsanalysene viste *lnTotalkapital* kun signifikant effekt da vi prøvde å inkludere variabelen i hovedmodellen på bekostning av *Lisenser/Totalkapital*. Her fant vi en signifikant positiv sammenheng mellom *lnTotalkapital* og ROCE, som indikerer at en økning i totalkapital over tid vil øke lønnsomheten. Høy totalkapital i seg selv ser ikke ut til å være en driver til lønnsomhet. Skala har også vist seg signifikant gjennom variabelen *Lisenser/Totalkapital*, der sammenhengen mellom *Lisenser/Totalkapital* og ROCE har vært negativ. Sammenhengen antyder at høy totalkapital i kombinasjon av få utvinningslisenser er lønnsomt for selskapene. Dette kan vi trekke opp til Porters teori om stordriftsfordeler. Et lavt antall lisenser gir lavere koordineringskostnader,

samtidig som høy totalkapital per lisens øker mulighetene for spesialisering og utvikling av nye teknologiske løsninger ved hvert utvinningsområde. Med det reduserer selskapene sine driftskostnader og øker effektiviteten.

Andel produksjonsvolum fra elefantfelt har også vist seg å ha en positiv sammenheng med selskapenes lønnsomhet. *Elefantfelt* har vært en positiv forklaringsfaktor i samtlige analyser, og har i de fleste av disse også vært signifikant. Elefantfeltene anses som mer lønnsomme relativt til andre olje- og gassfelt, grunnet blant annet bedre infrastruktur, større oljereservoar og høy kunnskap om feltenes geologiske forhold. Dette fører til reduserte transport- og produksjonskostnader, lavere koordineringskostnader og økt utnyttelsesgrad. Gjennom variabelen *elefantfelt* virker dermed faktoren strategiske valg som en sentral faktor for lønnsomhet.

Faktoren erfaring har gjennom dummyvariabelen *alder* vist en signifikant positiv sammenheng med ROCE i enkelte analyser. Det vil si at de etablerte selskapene har vært mer lønnsomme enn de nyetablerte i perioden 2007 til 2017. En av driverne bak dette er selskapenes letetekostnader. I common size-analysen fra delkapittel 5.1, fant vi at andelen letetekostnader per inntjent krone har vært betydelig høyere for de yngre selskapene. Dette er naturlig ettersom de nyetablerte i store deler av analyseperioden har vært i etableringsfasen, som i høy grad preges av letevirksomhet fremfor utvinning.

Videre har også kompleksitet gjennom variabelen *olje* vist seg å være en gjeldende forklaringsfaktor for selskapenes lønnsomhet. Økt kompleksitet har hatt en positiv sammenheng med selskapenes lønnsomhet, som kan komme av diversifiseringseffekt ved økt produktmiks.

Som nevnt finner vi sterk samvariasjon mellom variablene *alder*, *elefantfelt*, *lnTotalkapital*, *Lisenser/Totalkapital* og *olje*. De eldste selskapene har vist å være de største, som også har hatt de største produksjonsandelene i elefantfelt. Det er dermed overveiende sannsynlig at variablene driver hverandre, som gjør det vanskelig å tolke hvilken vei kausaliteten går. Det kan tenkes at den positive sammenhengen mellom *alder* og ROCE kommer av at de gamle selskapene har hatt bedre forutsetninger for å investere i elefantfelt, og at dette igjen har vært en vesentlig driver til at selskapene har vokst seg store. Det kan også tenkes at forskjellene i letetekostnader per inntjent krone er driveren til lønnsomhetsvariasjonene. Sammenhengen mellom *elefantfelt* og ROCE kan komme av at de gamle selskapene med relativt lave



letekostnader, også har store andeler i *elefantfelt*. Samvariasjonen kan også tyde på at det ikke nødvendigvis er en kausal sammenheng mellom lønnsomhet og kompleksitet. Det er rimelig å anta at selskapene øker graden av diversifisering som en naturlig del av sin ekspansjon når de blir eldre og øker i størrelse. Den bakenforliggende forklaringen til sammenhengen mellom ROCE og *olje*, kan derfor være drevet av *alder* og *lnTotalkapital*.

Hvilke geografiske områder selskapene har valgt å investere i, har også gitt interessante utslag i flere av regresjonsanalysene. Variasjonene i lønnsomhet på tvers av utvinningsområdene, har vi sett avhenger av områdenes utvikling i infrastruktur, kjennskap til geologiske forhold og avstander mellom oljefelt og raffineri. Gjennom variabelen *Barentshavet* har vi funnet både signifikant negative og positive sammenhenger mellom andel lisenser i Barentshavet og selskapenes lønnsomhet. Resultatene viser at det er de mest lønnsomme selskapene som har investert mest i Barentshavet, men at investeringene i dette området har ført til redusert lønnsomhet. Investeringene antas å komme av en forventning om høyere fremtidig avkastning, ettersom Barentshavet er et område i kraftig utvikling.

Ved testing av robusthet har hovedmodellen vist å være robust for inkludering av utelatte variabler. De inkluderte forklaringsvariablene ble kun signifikant påvirket ved inkludering av *lnTotalkapital*, som hovedsakelig kom som følge av høy korrelasjon mellom variabelen og flere av forklaringsvariablene. Modellens forklaringskraft holdt seg tilnærmet uendret i samtlige tilfeller, der den største endringen var en reduksjon fra 0,668 til 0,666 ved inkludering av *operator*.

Hovedmodellen viste ingen alvorlige brudd på OLS-forutsetningene om en forventingsrett og konsistent modell. Testene avdekket små avvik ved linearitet og normalitet, men avvikene anses ikke store nok til å gi signifikante utslag på analysens resultater. Avvikene kan føre til at størrelsen på forklaringsvariablenes koeffisienter er noe upresis, men ettersom vi kun ser på koeffisientenes retning er ikke dette avgjørende for vår analyse.

## 8 Konklusjon

I dette kapittelet vil vi besvare problemstillingen og tilhørende forskningsspørsmål ved å gi en presentasjon av utredningens hovedresultater. Avslutningsvis vil vi komme med forslag til videre forskning.

### 8.1 Besvarelse av problemstilling og forskningsspørsmål

Utredningens formål har vært å utforske hvilke forhold som er vesentlige for lønnsomheten i de største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel, og gjøre rede for hva som kan forklare lønnsomhetsvariasjoner innad i bransjen. Analysen tar utgangspunkt i de 11 største olje- og gassoperatørene på norsk sokkel i 2018, målt i antall utvinningslisenser. I utredningen har vi prøvd å besvare følgende problemstilling:

*Hva kan forklare lønnsomhetsnivået og lønnsomhetsvariasjoner blant olje- og gassoperatører på norsk sokkel?*

For å besvare problemstillingen har vi tatt utgangspunkt i fire forskningsspørsmål. Forskningsspørsmål 1 er besvart på bakgrunn av kvalitativ analyse, mens besvarelse av forskningsspørsmål 1 til 3 tar utgangspunkt i kvantitative analyseteknikker.

*1. Hva kjennetegner konkurransearenaen til olje- og gassoperatører på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?*

For å få en større forståelse av konkurransearenaen til olje- og gassoperatører på norsk sokkel, tok vi i kapittel 4 for oss PESTEL-rammeverket og Porters femfaktormodell.

Analysen har vist at makroomgivelsene har en vesentlig påvirkning på lønnsomheten i bransjen. Økt fokus på miljøhensyn og kostnadseffektivitet, har vært en driver for innovasjon og nye teknologiske løsninger. Utviklingen har resultert i lavere driftskostnader, økt energiutnyttelse og økt utnyttelsesgrad av gjenværende petroleumsreservoarer. Bransjens avhengighet av internasjonal handel, gjør aktørene sårbare for internasjonale forhold. Politisk uro, handelsblokader og konflikter i sentrale oljeproduserende land, har vist seg å ha betydelig innvirkning på aktørenes inntektsside. Videre taler forventet befolkningsvekst for et økende behov av energiresurser, som er positivt for etterspørselen etter petroleumsprodukter.

Avslutningsvis gir miljøhensyn og økte reguleringer en indikasjon på lavere forventet etterspørsel, som på sikt være en trussel for aktørenes lønnsomhet.

Konkurranseomgivelsene på norsk sokkel er preget av moderat til høy grad av intern rivalisering. En slik rivalisering kan øke lønnsomhet gjennom kunnskapsdeling og høyere ressursutnyttelse, men også reduseres ettersom gjenværende petroleumsressurser blir fordelt på flere aktører. Videre så vi at den største trusselen fra nære substitutter kommer fra alternative produkter i kraftmarkedet, der deler av fremtidig etterspørsel etter gass kan bli erstattet av fornybar energi. Leverandørens forhandlingsmakt avhenger av hvorvidt bransjen er i en oppgangs- eller nedgangskonjunktur. Ettersom leverandørindustrien er avhengig av få store operatørselskap på norsk sokkel, vurderer vi leverandørenes forhandlingsmakt samlet sett til å være lav til moderat.

## *2. Hvilke lønnsomhetsvariasjoner finner man mellom olje- og gassoperatørene, og hvilke regnskapsposter er sentrale for å forstå lønnsomheten i perioden 2007 til 2017?*

I kapittel 5 har vi sett at det foreligger store lønnsomhetsforskjeller på tvers av utvalget. Innledningsvis så vi på utvalgets driftskostnader målt i prosent av driftsinntekt, ved bruk av en common size-analyse. Analysen fremhevet hvilke regnskapsposter som var av sentral betydning for operatørselskapene, samt variasjonen i kostnadspostenes størrelse på tvers av selskapene. Av utvalget utgjør *vare- og produksjonskostnader*, *letekostnader* og *av- og nedskrivninger* en betydelig størrelse.

I nøkkeltallanalysen kom det frem at etablerte selskaper har hatt en betydelig større lønnsomhet i analyseperioden, sammenlignet med nyetablerte selskaper. I starten av analyseperioden var lønnsomhetsforskjellen mellom de to gruppene store, men har etter hvert jevnet seg ut. Videre så vi et tydelig skille i kostnadsstrukturen til etablerte og nyetablerte selskaper, der yngre aktører har en større andel letekostnader i prosent av driftsinntekt. For etablerte operatørselskaper består kjernevirksomheten av utvinning av olje og gass, som trolig gir storskalafordeler gjennom å maksimere olje- og gassutvinning til lavest mulig kostnad per fat. Motsatt utgjør leteaktivitet en betydelig andel av kjernevirksomheten til nyetablerte selskaper, som har resultert i flere utfordringer rettet mot lav lønnsomhet i store deler av analyseperioden. Med hensyn til nøkkeltallene vi presenterte i delkapittel 5.2, vurderte vi ROCE som det mest relevante lønnsomhetsmålet for utvalget. Observasjonene vi fant i kapittel

5, ga videre grunnlag for å undersøke hvilke faktorer som kan bidra til å forklare lønnsomhetsforskjellene mellom olje- og gassoperatørene på norsk sokkel.

3. *Hvilke faktorer kan bidra til å forklare eventuelle lønnsomhetsvariasjoner mellom olje- og gassoperatørene på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017?*

Basert på Porter og Rileys teoretiske rammeverk om kostnadsdrivere, identifiserte vi fem relevante faktorer som kan forklare lønnsomhetsvariasjoner på tvers av olje- og gassoperatørene på norsk sokkel. Faktorene vi valgte å analysere, var henholdsvis *skala, erfaring, strategiske valg, kompleksitet og lokalisering*.

Under de ulike lønnsomhetsfaktorene la vi frem numerisk målbare variabler som skal reflektere faktorenes effekt på selskapenes lønnsomhet. Flere variabler viste seg å variere betydelig avhengig av både selskap og år. Spesielt fant vi store variasjoner på tvers av utvalget ved analyse av selskapenes størrelse, produktmiks og geografisk fordeling av lisenser. Vi fant også at størrelsen på flere av variablene avhenger av antall år selskapene har operert på norsk sokkel. Avslutningsvis gjennomførte vi en korrelasjonsanalyse med samtlige forklaringsvariabler. Resultatene fra analysen indikerte høy samvariasjon mellom flere sentrale variabler, og spesielt mellom variabler for størrelse, erfaring og produksjonsandeler i elefantfelt. Lønnsomhetsfaktorene og korrelasjonsanalysens resultater, la grunnlag for videre analyse av hvilken effekt de ulike forklaringsvariablene har på selskapenes lønnsomhet.

4. *Finnes det signifikante sammenhenger mellom lønnsomhetsfaktorene og aktørenes lønnsomhet?*

For å avdekke eventuelle sammenhenger mellom de overnevnte faktorene og variasjon i selskapenes lønnsomhet, gjennomførte vi i kapittel 7 flere multiple regresjonsanalyser. Analysen omfattet regresjonsmodeller både med og uten kontrollvariabler for års- og selskapsespesifikke forhold, der de ulike modellene la grunnlaget for utredningens hovedmodell. Vurderingen av faktorenes effekt på ROCE, er basert på resultatene fra korrelasjonsanalysen i kapittel 6 og samtlige regresjonsmodeller i kapittel 7.

Fra analysen fant vi at variasjonen i utvalgets lønnsomhet ikke er signifikant avhengig av operatørenes fordeling av operatør- og partnerlisenser. Dette begrunnes med at samtlige operatører vil tjene på at de mest effektive aktørene operer som operatør, og motsatt tape på

at mindre effektive aktører operer som operatør. Analysen viste videre at årlige svingninger i oljepris har vært en signifikant faktor for å forklare variasjonen i ROCE. Effekten av oljepris viste imidlertid å være lav til moderat, som er et noe overraskende resultat.

Analysen antyder videre at lokalisering, i form av geografisk fordeling av utvinningslisenser, har vært en sentral forklaringsfaktor for variasjon i lønnsomhet. Resultatene indikerer at selskaper med høye eierandeler i Barentshavet også er de mest lønnsomme, men at økte investeringer i dette området medfører redusert lønnsomhet.

Skala viste i flere regresjonsmodeller å ha en signifikant sammenheng med variasjoner i ROCE. Resultatene indikerer at det ikke nødvendigvis er lønnsomt å være stor i seg selv, men at økning i størrelse over tid har en positiv sammenheng med økt lønnsomhet. Spesielt har forholdet høy totalkapital per utvinningslisens hatt en positiv sammenheng gjennom analyseperioden. Kombinasjonen av høy totalkapital og få utvinningslisenser, medfører storskalafordeler i form av lavere koordineringskostnader, og økte muligheter for spesialisering og utvikling av nye teknologiske løsninger.

Videre har høye eierandeler i elefantfelt vært positivt for selskapenes lønnsomhet. Denne sammenhengen antas å komme av at elefantfeltene har bedre infrastruktur og et betydelig høyere innhold av petroleumsforekomster enn øvrige felt. Feltene er ofte eldre felt, som innebærer at det foreligger høy kunnskap om feltenes geologiske forhold. Dette resulterer i reduserte driftskostnader og økt utnyttelsesgrad, og dermed økt lønnsomhet.

Erfaring, i form av antall år selskapene har operert på norsk sokkel, har vært en gjennomgående faktor for forklaring av variasjon i både lønnsomhetsmål og andre nøkkeltall. Dette mener vi hovedsakelig kommer av selskapenes livssyklus. Operatører i etableringsfasen har sin kjernevirksomhet i leteaktivitet, mens godt etablerte operatører har sin kjernevirksomhet i utvinning av olje og gass. Dette gir en skjevhet i selskapenes kostnadsstruktur som har vist å være til fordel for de etablerte aktørene.

Gjennom diversifisering i produktporteføljen, oppnår operatørene redusert risiko for tap ved svingninger i petroleumspriser. Høye produksjonsandeler av både olje og gass, til fordel for kun oljeproduksjon, har derfor vist seg å ha en positiv sammenheng med variasjonen i ROCE.

Som nevnt under besvarelse av forskningsspørsmål 3, viste resultatet fra korrelasjonsanalysen høy samvariasjon mellom variablene for størrelse, erfaring og produksjonsandeler fra

elefantfelt. Dette kan være en indikasjon på at variablene driver hverandre. Det er derfor rimelig å anta at hoveddriveren her er høye produksjonsandeler fra elefantfelt. Elefantfeltene er som nevnt ofte eldre felt, som gjør det naturlig at de etablerte selskapene har større produksjonsandeler i slike felt. Ettersom selskaper med høye produksjonsandeler fra elefantfelt har operert lengst på norsk sokkel, er det naturlig at disse aktørene også har opparbeidet seg større totalkapital enn de nyetablerte.

Vi kan dermed konkludere med at lønnsomhetsvariasjonene på tvers av operatørene på norsk sokkel i perioden 2007 til 2017, kan forklares ut i fra *alder, størrelse, lokalisering av utvinningslisenser, produktmiks og produksjonsandeler fra elefantfelt*. Store deler av variasjonen i lønnsomhet har også vist å komme av selskapsspesifikke forhold som ikke fanges opp av våre faktorer. Eksogene makroøkonomiske variabler har også vist å ha en moderat påvirkning på selskapenes lønnsomhet.

## 8.2 Forslag til videre forskning

Gjennom arbeidet med utredningen har vi funnet flere problemstillinger og aspekter rundt den norske petroleumsbransjen som det kunne vært interessant å undersøke nærmere. I det følgende vil vi presentere tanker og idéer som vi anser aktuelle for videre forskning.

Inntektssiden til olje- og gassoperatørene på norsk sokkel er mer eller mindre bestemt av eksogene markedspriser, som gjør at lønnsomhetsforbedringer i bransjen i høy grad er avhengig av endringer på kostnadssiden. En mer omfattende analyse av hvordan den teknologiske utviklingen de senere årene har endret kostnadsstrukturen i bransjen, ville derfor vært interessant. En annen interessant vinkling er hvordan teknologi kan brukes til å gjøre utvinning av petroleumsprodukter mer miljøvennlig, og hvorvidt dette vil medføre økte eller reduserte kostnader for operatørene.

Operatørselskapene på norsk sokkel er svært avhengig av leverandørindustrien. Ettersom blant annet utbygging av olje- og gassfelt kan koste flere milliarder kroner, er valg av riktig leverandør en sentral faktor. Det vil være interessant å se nærmere på hvorvidt det foreligger allianser mellom operatører og leverandører på norsk sokkel. Videre kan vi undersøke i hvilken grad en slik allianse gir konkurransefortrinn gjennom bedre innkjøpspriser og teknologi, sammenlignet med operatørselskaper uten allianser.

## 9 Litteraturliste

- Aabø, A. (2018) *Drivmekanismer i reservoaret* [Internett]. Oslo: Ndla. Tilgjengelig fra: <<https://ndla.no/subjects/subject:6/topic:1:182061/topic:1:155237/resource:1:15303>> [Lest 24. mars 2019].
- Aker BP (2017) *Årsrapport 2017*. Oslo: Aker BP ASA.
- Aker BP (2019) *Aker BP nå* [Internett]. Oslo: Aker BP ASA. Tilgjengelig fra: <<https://www.akerbp.com/aker-bp-na/>> [Lest 06. mai 2019].
- Andersen, I. (2014) Dette er de største utfordringene med oljeutvinning i Barentshavet. *Teknisk Ukeblad* [Internett], 21. februar. Tilgjengelig fra: <<https://www.tu.no/artikler/dette-er-de-storste-utfordringene-med-oljeutvinning-i-barentshavet/226416>> [Lest 22. mars 2019].
- Andersen, I. (2015) Disse 12 problemene vil oljenæringen ha teknologiske løsninger på. *Teknisk Ukeblad* [Internett], 17. desember. Tilgjengelig fra: <<https://www.tu.no/artikler/disse-12-problemene-vil-oljenaeringen-ha-teknologiske-losninger-pa/276179>> [Lest 04. mai 2019].
- Anderson, D.R. (2014) *Statistics for business and economics*. 12. utg. Mason, Ohio: Cengage Learning.
- Bach, D. (2018) Øl-kjempe bestiller 800 Nikola-lastebiler. *E24* [Internett], 03. mai. Tilgjengelig fra: <[https://e24.no/digital/tesla-motors/oel-kjempe-bestiller-800-nikola-lastebiler/24325436?fbclid=IwAR2t3kXmyejQHFqw0F65AsPcGmOywcoY\\_dhwyOte1SivdGvm146j4CaDDiI](https://e24.no/digital/tesla-motors/oel-kjempe-bestiller-800-nikola-lastebiler/24325436?fbclid=IwAR2t3kXmyejQHFqw0F65AsPcGmOywcoY_dhwyOte1SivdGvm146j4CaDDiI)> [Lest 13. mai 2019].
- Bakkeli, B. (2015) Det kommer til å bli mye smerte. *Sysla* [Internett], 08. januar. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/det-kommer-til-a-bli-mye-smerte/>> [Lest 04. mai 2019].
- Banker, R.D. og Johnston, H.H. (2007) *Cost and Profit Driver Research*. Handbook of Management Accounting Research.
- Beattie, A. (2018) *The Pitfalls of Porter's 5 Forces* [Internett]. New York, NY: Investopedia. Tilgjengelig fra: <<https://www.investopedia.com/articles/investing/103116/pitfalls-porters-5-forces.asp>> [Lest 07. april 2019].
- Berk, J. og DeMarzo, P. (2014) *Corporate Finance – Global edition*. 3. utg. Harlow: Pearson Education Limited.

- Bocken, N.M.P., de Pauw, I., Bakker, C. og van der Grinten, B. (2016) Product design and business model strategies for a circular economy. *Journal of Industrial and Production Engineering* [Internett], 33 (5), s. 308 – 320. DOI: 10.1080/21681015.2016.1172124.
- Bragelien, I. (2017a) *BUS400N – Forelesning 8: Avkastningskrav og resultatmåling*. Bergen: Norges Handelshøyskole.
- Brunborg, I. (2018) IEA: USAs innflytelse over oljemarkedet vil vokse seg større. *E24* [Internett], 13. desember. Tilgjengelig fra: <<https://e24.no/makro-og-politikk/olje/iea-usas-innflytelse-over-oljemarkedet-vil-vokse-seg-stoerre/24517374>> [Lest 03. april 2019].
- Christensen, J. (2018) Oljeprisen stiger på Iran-uro. *Dagens Næringsliv* [Internett], 02. januar. Tilgjengelig fra: <<https://www.dn.no/olje/iran/bjarne-schioldrop/oljemarkedet/oljeprisen-stiger-pa-iran-uro/2-1-242835>> [Lest 01. april 2019].
- ConocoPhillips Skandinavia (2013) *Årsrapport 2013*. Stavanger: ConocoPhillips Skandinavia AS.
- Deloitte (u.å.) *Digitale tvillinger – hva det er og hvorfor markedet for det akselererer* [Internett]. Oslo: Deloitte Norge. Tilgjengelig fra: <<https://www2.deloitte.com/no/no/pages/technology/articles/digitale-tvillinger-praksis.html>> [Lest 04. mai 2019].
- Energi og Klima (2019) *Kraftkildene* [Internett]. Oslo: Energi og Klima. Tilgjengelig fra: <<https://energiogklima.no/klimavakten/kraftproduksjon/>> [Lest 10. april 2019].
- Eni Norge (2013) *Årsrapport 2013*. Stavanger: Eni Norge AS.
- Eni Norge (2015) *Årsrapport 2015*. Stavanger: Eni Norge AS.
- Equinor (u.å. a) *Slik kuttet vi break-even prisen fra 100 dollar til 27 dollar per fat* [Internett]. Stavanger: Equinor ASA. Tilgjengelig fra: <<https://www.equinor.com/no/magazine/achieving-lower-breakeven.html>> [Lest 09. april 2019].
- Equinor (u.å. b) *Seks spennende oppfinnelser vi ikke kunne vært foruten* [Internett]. Stavanger: Equinor ASA. Tilgjengelig fra: <<https://www.equinor.com/no/magazine/exciting-inventions.html>> [Lest 23. mars 2019].



- FN-sambandet (2018) *Befolkning, migrasjon og urbanisering* [Internett]. Oslo: FN-sambandet. Tilgjengelig fra: <<https://www.fn.no/Tema/Fattigdom/Befolkning>> [Lest 02. mai 2019].
- Frantsvold, T. (2016) Ingen av de norske feltutbyggingene lønnsomme. *Dagens Næringsliv* [Internett], 07. januar. Tilgjengelig fra: <<https://www.dn.no/uro-i-markedene/uro-i-oljemarkedet/oljepris/ingen-av-de-norske-feltutbyggingene-lonnsomme/1-1-5548349>> [Lest 14. mai 2019].
- Fæhn, T., Asheim, G., Greaker, M., Hagem, C., Harstad, B., Hoel, M., Lund, D., Nyborg, K., Rosendahl, K.E. og Storrøsten, H. (2018) *Parisavtalen og oljeeksporten* [Internett]. Bergen: Energi og klima. Tilgjengelig fra: <<https://energiogklima.no/kommentar/parisavtalen-og-oljeeksporten/>> [Lest 02. april 2019].
- Gjesdal, F. (2007) Regnskapsanalyse: Omgruppering av regnskapet for eierkontroll og verdsettelse. *Praktisk økonomi og finans* [Internett], 23 (2), s. 3 – 17. Tilgjengelig fra: <[https://www.idunn.no/pof/2007/02/regnskapsanalyse\\_omgruppering\\_av\\_regnskapet\\_for\\_eierkontroll\\_og\\_verdsettels](https://www.idunn.no/pof/2007/02/regnskapsanalyse_omgruppering_av_regnskapet_for_eierkontroll_og_verdsettels)> [Lest 10. mars 2019].
- Grønmo, S. (2016) *Samfunnsvitenskapelige metoder*. 2. utg. Oslo: Fagbokforlaget.
- Hesthammer, J. og Ellingsrud, S. (2014) Elektromagnetiske målinger vil kunne gi flere oljefunn. *Teknisk Ukeblad* [Internett], 18. november. Tilgjengelig fra: <<https://www.tu.no/artikler/elektromagnetiske-malinger-vil-kunne-gi-flere-oljefunn/230511>> [Lest 04. mai 2019].
- Hovland, K.M. og Wig, K. (2017) Vil granske konkurransen på sokkelen. *E24* [Internett], 30. mai. Tilgjengelig fra: <<https://e24.no/energi/equinor/vil-granske-konkurransen-paa-sokkelen/24009908?fbclid=IwAR07KrucrWdf16SZyZQPssM4596SOysu6IG40N-TtNO7Mkk7Yqs3fQ6d9YI>> [Lest 12. april 2019].
- Hovland, K.M. (2018) Bekymret for 2020-tallet. *E24* [Internett], 13. januar. Tilgjengelig fra: <<https://e24.no/energi/olje/oljetoppene-frykter-for-sokkelens-fremtid-bekymret-for-2020-tallet/24229296>> [Lest 12. april 2019].
- IEA (2017) *Global EV Outlook 2017. Two million and counting* [Internett]. Paris: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf?fbclid=IwAR3LqUszwZUw2oTLg7\\_t3sRdWUSS2HZW3kZcQh1LqKqpaXGe67tN4vBPQXE](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVOutlook2017.pdf?fbclid=IwAR3LqUszwZUw2oTLg7_t3sRdWUSS2HZW3kZcQh1LqKqpaXGe67tN4vBPQXE)> [Lest 10. april 2019].

- Jensen, A.B. (2019) Sier nei til boring: 15 byer vil ha Equinor ut av Australbukta. *Teknisk Ukeblad* [Internett], 12. mars. Tilgjengelig fra: <<https://www.tu.no/artikler/sier-nei-til-boring-15-byer-vil-ha-equinor-ut-av-australbukta/454122>> [Lest 02. mai 2019].
- Johnson, G., Whittington, R., Scholes, K., Angwin, D. og Regnér, P. (2017) *Exploring Strategy. Text and cases*. 11. utg. London: Pearson Education Limited.
- Kinserdal, F. (2014) *Hvordan manipulere med regnskapet* [Internett]. Oslo: Magma. Tilgjengelig fra: <<https://www.magma.no/hvordan-manipulere-med-regnskapet>> [Lest 20. mars 2019].
- Kinserdal, F. (2017) *BUS425 – Forelesning 2: Finansregnskap, omgruppering*. Bergen: Norges Handelshøyskole.
- Konkurransetilsynet (2016) *Petroleumsnæringen og kjøpermakt* [Internett]. Oslo: Konkurransetilsynet. Tilgjengelig fra: <[https://www.regjeringen.no/contentassets/ef323fad35d747699ce06ea794c23562/petroleumsnaringen-og-kjopermakt.pdf?fbclid=IwAR3b\\_en9tWnb2ZtHaPevYWVH-pDHAcEYMYr4zLB0KIjQY-mJmMlwI9IavBM](https://www.regjeringen.no/contentassets/ef323fad35d747699ce06ea794c23562/petroleumsnaringen-og-kjopermakt.pdf?fbclid=IwAR3b_en9tWnb2ZtHaPevYWVH-pDHAcEYMYr4zLB0KIjQY-mJmMlwI9IavBM)> [Lest 11. april 2019].
- KPMG (2019) *Petroleumsbeskatning* [Internett]. Oslo: KPMG AS. Tilgjengelig fra: <<https://verdtavite.kpmg.no/petroleumsbeskatning.aspx/>> [Lest 15. mai 2019].
- Lien, B.L. og Jakobsen, W.E. (2011) *Ekspansjon. Strategi for forretningsutvikling*. 1. utg. Oslo: Gyldendal Akademisk.
- Lie, C.H. (2016) Oljebremsen har blåst bort verdier for over 100 millioner kroner. *E24* [Internett], 22. februar. Tilgjengelig fra: <<https://e24.no/boers-og-finans/oljebremsen/oljebremsen-har-blaast-bort-verdier-for-over-100-milliarder-kroner/23621555/>> [Lest 22. mars 2019].
- Lundberg, N.H., Nesse, N. og Hagland, J. (2018) *Naturgass* [Internett]. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <<https://snl.no/naturgass>> [Lest 27. mars 2019].
- Lundberg, N.H. og Gundersen, N. (2019) *Petroleum* [Internett]. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <<https://snl.no/petroleum>> [Lest 02. mai 2019].
- Lundin (2013) *Årsregnskapet 2013*. Oslo: Lundin Norway AS.
- Lundin (2014) *Årsregnskapet 2014*. Oslo: Lundin Norway AS.
- Miljødirektoratet (2018) *Olje og gass* [Internett]. Oslo: Miljødirektoratet. Tilgjengelig fra: <<https://www.miljostatus.no/Tema/Hav-og-kyst/Olje-og-gass/>> [Lest 05. mai 2019].

- 
- Mohn, K., Emhjellen, M., Helgeland, F. og Osmundsen, P. (2002) *Fusjoner og oppkjøp i olje- og gassindustrien* [Internett]. Oslo: Magma. Tilgjengelig fra: <<https://www.magma.no/fusjoner-og-oppkjoep-i-olje-og-gassindustrien>> [Lest 24. mars 2019].
- Mohn, K. og Osmundsen, P. (2006) *Letevirksomhet og ressursutvikling på norsk kontinental sokkel* [Internett]. Oslo: Økonomisk Forum. Tilgjengelig fra: <<https://www.uis.no/getfile.php/132171/Forskning/Vedlegg/09%20Økonomi/Letevirksomhet%20norsk%20sokkel.pdf>> [Lest 21. mars 2019].
- Mohn, K. (2015) Tror vi får se flere fusjoner i oljebransjen fremover. *Sysla* [Internett], 08. april. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/tror-vi-far-se-flere-fusjoner-i-oljebransjen-fremover/>> [Lest 04. mai 2019].
- Myrset, O. (2015) Inntektene falt for Norske Shell i 2014. *Sysla* [Internett], 23. juni. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/inntektene-falt-for-norske-shell-i-2014/>> [Lest 04. mai 2019].
- Myrset, O. (2016) Fusjonen mellom Shell og BG Group er fullført. *Sysla* [Internett], 12. februar. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/fusjonen-mellom-shell-og-bg-er-fullfort/>> [Lest 07. mai 2019].
- Myrset, O. (2017) Dette er de største operatørene på norsk sokkel. *Sysla* [Internett], 17. oktober. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/offshore/dette-er-de-storste-operatorene-pa-norsk-sokkel/>> [Lest 07. mai 2019].
- NAF (u.å.) *Alt du må vite om drivstoff* [Internett]. Oslo: Norges Automobil-Forbund. Tilgjengelig fra: <<https://www.naf.no/tips-og-rad/bilhold/teknisk-om-bilen/alt-du-ma-vite-om-drivstoff/>> [Lest 10. april 2019].
- Norges Bank (2019a) *Styringsrenten årsgjennomsnitt* [Internett]. Oslo: Norges Bank. Tilgjengelig fra: <<https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Rentestatistikk/Styringsrente-arlig/>> [Lest 03. april 2019].
- Norges Bank (2019b) *Pengepolitisk rapport 1/19* [Internett]. Oslo: Norges Bank. Tilgjengelig fra: <[https://static.norges-bank.no/contentassets/6398d2e8e1644dc58a4a6a8a33656c6e/ppr\\_1\\_19.pdf?v=03/21/2019085837&ft=.pdf](https://static.norges-bank.no/contentassets/6398d2e8e1644dc58a4a6a8a33656c6e/ppr_1_19.pdf?v=03/21/2019085837&ft=.pdf)> [Lest 03. april 2019].
- Norsk olje og gass (2019) *Klima og miljø* [Internett]. Stavanger: Norsk olje og gass. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskoljeoggass.no/miljo/>> [Lest 12. april 2019].

Norsk olje og gass (u.å.) *Konsesjonssystemet* [Internett]. Stavanger: Norsk olje og gass.

Tilgjengelig fra:

<<https://www.norskoljeoggass.no/naringspolitikk/konsesjonspolitik/konsesjonssystemet/>> [Lest 23. mars 2019].

Norsk Petroleum (2019a) *Selskap* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Tilgjengelig fra: <[https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-](https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse?fbclid=IwAR08GookebIjMziH5AnlhdfEYgiaO4ZkhYmm0dZgLuDEWgfLE_DzMfYbPxQ)

[utvinningstillatelse?fbclid=IwAR08GookebIjMziH5AnlhdfEYgiaO4ZkhYmm0dZgLuDEWgfLE\\_DzMfYbPxQ](https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse?fbclid=IwAR08GookebIjMziH5AnlhdfEYgiaO4ZkhYmm0dZgLuDEWgfLE_DzMfYbPxQ)> [Lest 12. januar 2019].

Norsk Petroleum (2019b) *Norsk petroleumshistorie* [Internett]. Oslo: Olje- og

energidepartementet. Tilgjengelig fra:

<<https://www.norskpetroleum.no/rammeverk/rammevilkarpetroleumshistorie/>> [Lest 30. april 2019].

Norsk Petroleum (2019c) *Investeringer og driftskostnader* [Internett]. Oslo: Olje- og

energidepartementet. Tilgjengelig fra:

<<https://www.norskpetroleum.no/okonomi/investeringer-og-driftskostnader/>> [Lest 30. april 2019].

Norsk Petroleum (2019d) *Utvinningslisenser* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Tilgjengelig fra: <<https://www.norskpetroleum.no/fakta/lisenser/>> [Lest 09. april 2019].

Norsk Petroleum (2019e) *Letepolitikk* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet.

Tilgjengelig fra: <<https://www.norskpetroleum.no/leting/letepolitikk/>> [Lest 30. april 2019].

Norsk Petroleum (2019f) *Mangfold og konkurranse* [Internett]. Oslo: Olje- og

energidepartementet. Tilgjengelig fra: <[https://www.norskpetroleum.no/utbygging-](https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/aktorbildet/?fbclid=IwAR29qOQoGCU9Aakc2PXXLu6gg1kdmV4pNFtDBanz95D5wTNNK3gnuA8U8As)

[og-drift/aktorbildet/?fbclid=IwAR29qOQoGCU9Aakc2PXXLu6gg1kdmV4pNFtDBanz95D5wTNNK3gnuA8U8As](https://www.norskpetroleum.no/utbygging-og-drift/aktorbildet/?fbclid=IwAR29qOQoGCU9Aakc2PXXLu6gg1kdmV4pNFtDBanz95D5wTNNK3gnuA8U8As)> [Lest 30. april 2019].

Norsk Petroleum (2019g) *Eksport av olje og gass* [Internett]. Oslo: Olje- og

energidepartementet. Tilgjengelig fra: <[https://www.norskpetroleum.no/produksjon-](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/)

[og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/)> [Lest 01. april 2019].

Norsk Petroleum (2019h) *Produksjonsprognoser* [Internett]. Oslo: Olje- og

energidepartementet. Tilgjengelig fra: <[https://www.norskpetroleum.no/produksjon-](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/)

[og-eksport/produksjonsprognoser/](https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/)> [Lest 09. april 2019].

- Norsk Petroleum (2019i) *Petroleumsloven og konsesjonssystemet* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/rammeverk/rammeverkkonsesjonssystemet-petroleumsloven/>> [Lest 01. april 2019].
- Norsk Petroleum (2019j) *Petroleumsskatt* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>> [Lest 01. april 2019].
- Norsk Petroleum (2019k) *Petroleumsforskning og teknologi* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/miljo-og-teknologi/petroleumsforskning-og-teknologi/>> [Lest 03. mai 2019].
- Norsk Petroleum (2019l) *Utslipp til luft* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/miljo-og-teknologi/utslipp-til-luft/>> [Lest 04. mai 2019].
- Norsk Petroleum (2019m) *Statens inntekter* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/okonomi/statens-inntekter/>> [Lest 06. mai 2019].
- Norsk Petroleum (2019n) *Historisk produksjon* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/fakta/historisk-produksjon/>> [Lest 30. april 2019].
- Norsk Petroleum (2019o) *Leteaktivitet* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskipetroleum.no/leting/leteaktivitet/>> [Lest 27. februar 2019].
- Olje- og energidepartementet (u.å.) *Olje og gass* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/id1003/>> [Lest 11. mai 2019].
- Oljedirektoratet (2015) *Driftskostnader – status og utvikling* [Internett]. Stavanger: Oljedirektoratet. Tilgjengelig fra: <<https://www.npd.no/globalassets/1-npd/publikasjoner/rapporter/utvikling-i-driftskostnader.pdf>> [Lest 12. mars 2019].
- Olsen, N.O. (2018) Lokale leveranser og verdensrekord klargjør Mongstad for olje fra megafelt. *Sysla* [Internett], 10. januar. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/offshore/lokale-leveranser-og-verdensrekord-klargjor-mongstad-olje-fra-megafelt/>> [Lest 23. mars 2019].

- ORS (u.å.) *Olje og Gass Reserver* [Internett]. Oslo: Norsk forening for OljeRegnskap og – Skatt. Tilgjengelig fra: <[http://www.ors.no/downloads/foredrag/017\\_estimering\\_regnskapsforing\\_rapportering\\_olje\\_og\\_gassreserver.pdf](http://www.ors.no/downloads/foredrag/017_estimering_regnskapsforing_rapportering_olje_og_gassreserver.pdf)> [Lest 5. mars 2019].
- Osmundsen, P., Espedal, H., Mohn, K. og Løvås, K. (2002) *Verdsetting av internasjonale olje- og gasselskaper*. Bergen: Institutt for Samfunns- og næringslivsforskning (SNF). Tilgjengelig fra: <[http://www.snf.no/Files/Filer/Publications/Rapport/02/R21\\_02/R21\\_02.pdf](http://www.snf.no/Files/Filer/Publications/Rapport/02/R21_02/R21_02.pdf)> [Lest 11. mars 2019].
- Porter, M.E. (1985) *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*. New York: Free Press.
- Sagmoen, I. (2016) Slik endte Venezuela i dyp krise. *E24* [Internett], 05. juni. Tilgjengelig fra: <<https://e24.no/utenriks/venezuela/slik-endte-venezuela-i-dyp-krise/23700757>> [Lest 01. april 2019].
- Sandberg, H. (2018) Vanner ut sanksjonene mot Iran. *NRK* [Internett], 02. november. Tilgjengelig fra: <<https://www.nrk.no/urix/atte-land-unntatt-fra-forbudet-om-a-kjope-olje-fra-iran-1.14277284>> [Lest 02. april 2019].
- Schjøtt-Pedersen, K.E. (2018) *Leterefusjonsordningen har gitt Norge enorme verdier* [Internett]. Oslo: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <<https://www.norskoljeoggass.no/om-oss/nyheter/2018/02/leterefusjonsordningen/>> [Lest 01. april 2019].
- Shank, J.K. (1989) Strategic Cost Management: New wine, or just new bottles. *Journal of Management Accounting Research*, 1 Fall, s. 47 – 65.
- Statoil (2017) *Årsrapport 2017*. Stavanger: Statoil ASA.
- Statoil Petroleum (2009) *Årsrapport 2009*. Stavanger: Statoil Petroleum AS.
- Statoil Petroleum (2017) *Årsrapport 2017*. Stavanger: Statoil Petroleum AS.
- Store norske leksikon (2018) *Kondensat – hydrokarboner* [Internett]. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <[https://snl.no/kondensat\\_-\\_hydrokarboner](https://snl.no/kondensat_-_hydrokarboner)> [Lest 07. mai 2019].
- Svartdal, F. (2018) *Reliabilitet* [Internett]. Oslo: Store norske leksikon. Tilgjengelig fra: <<https://snl.no/reliabilitet>> [Lest 27. februar 2019].
- Taraldsen, L. (2015) Dette er fremtidens oljesluk. *Teknisk Ukeblad* [Internett], 02. mars. Tilgjengelig fra: <<https://www.tu.no/artikler/dette-er-fremtidens-oljesluk/222876>> [Lest 10. april 2019].

- The University of Utah (2019) *Checking Normality of Residuals* [Internett]. Salt Lake City, Utah: The University of Utah. Tilgjengelig fra: <<http://campusguides.lib.utah.edu/c.php?g=160853&p=1054157>> [Lest 27. februar 2019].
- Tveter, H. (2017) *Statens kostnader knyttet til særordningene i oljeskatten* [Internett]. Oslo: Energi og Klima. Tilgjengelig fra: <<https://energiogklima.no/kommentar/statens-kostnader-knyttet-til-saerordningene-i-oljeskatten/>> [Lest 27. februar 2019].
- UCLA (u.å.) *Regression with Stata chapter 2 – Regression diagnostics* [Internett]. Los Angeles, California: The University of California, Institute for Digital Research & Education. Tilgjengelig fra: <<https://stats.idre.ucla.edu/stata/webbooks/reg/chapter2/stata-webbooksregressionwith-statachapter-2-regression-diagnostics/>> [Lest 28. februar 2019].
- U.S. Energy Information Administration (2019) *What drives crude oil prices?* Tilgjengelig fra: <[https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot\\_prices.php](https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/spot_prices.php)> [Hentet 01. april 2019].
- UngEnergi (2018) *Hva er bioenergi* [Internett]. Trondheim: UngEnergi. Tilgjengelig fra: <<http://ungenergi.no/energikilder/bioenergi/hva-er-bioenergi/>> [Lest 10. april 2019].
- Valgermo, L.K., Nøsen, A.E. og Trovåg, E.O. (2018) Rekordsalg: Det har aldri blitt levert mer gass fra norsk sokkel. *NRK* [Internett], 20. september. Tilgjengelig fra: <[https://www.nrk.no/mr/rekordsalg-av-norsk-gass\\_-\\_aldri-levert-sa-mye-fra-norsk-sokkel-for-1.14215337](https://www.nrk.no/mr/rekordsalg-av-norsk-gass_-_aldri-levert-sa-mye-fra-norsk-sokkel-for-1.14215337)> [Lest 02. mai 2019].
- Visma (u.å.) *Hva er utsatt skatt?* [Internett]. Oslo: Visma eAccounting. Tilgjengelig fra: <<https://www.visma.no/eaccounting/regnskapsordbok/u/utsatt-skatt/>> [Lest 15. mai 2019].
- Wooldridge, J.M. (2016) *Introductory Econometrics: A modern approach*. 6. utg. Boston, Mass: Cengage Learning.
- Øvrebekk, H. (2012) Den lange veien til operatørskap. *Stavanger Aftenblad* [Internett], 01. mars. Tilgjengelig fra: <<https://www.aftenbladet.no/aenergi/i/0oQV2/Den-lange-veien-til-operatørskap>> [Lest 21. mars 2019].
- Ånestad, M. og Løvås, J. (2019) OD venter 140 milliarder kroner i investeringer. *Dagens Næringsliv* [Internett], 10. januar. Tilgjengelig fra: <<https://www.dn.no/energi/bente-nyland/oljedirektoratet/oljeproduksjon/od-venter-140-milliarder-kroner-i-investeringer/2-1-515955>> [Lest 28. april 2019].