



---

University of  
Stavanger

Styring av valutaeksponering hos en oljeprodusent

Aksel Dymbe



Universitetet  
i Stavanger

**UNIVERSITY OF STAVANGER BUSINESS SCHOOL  
MASTER'S THESIS**

STUDY PROGRAMME:

Master of Science in Business Administration

THIS THESIS HAS BEEN WRITTEN WITHIN THE  
FOLLOWING FIELD OF SPECIALISATION:

Economics

IS THE THESIS CONFIDENTIAL?

(**NB!** Use the red form for confidential theses)

TITLE:

Styring av valutaeksponering hos en oljeprodusent.

ENGLISH TITLE:

Managing currency exposure in an oil production company.

Candidate number:

2082

Name:

Aksel Dymbe

Supervisor:

Bernt- Arne Ødegaard

## Forord

Denne masteravhandlingen markerer slutten på et toårig masterprogram innen økonomisk analyse ved handelshøyskolen, UiS.

Arbeidet rundt oppgaven har vært svært interessant og lærerikt. Oppgavens omfang omhandler anvendt kunnskap innenfor økonomisk analyse og finans som jeg har opparbeidet meg gjennom studieløpet. Valget av oppgave tar utgangspunkt i min personlige interesse rundt fagfeltet styring av valutaeksponering i petroleumsbransjen.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder, professor ved handelshøyskolen Bernt Arne Ødegaard, for gode faglige innspill. Til slutt vil jeg også takke familie og venner som har støttet meg underveis i oppgaveskrivingen.

Stavanger, juni 2021

Aksel Dymbe

## Sammendrag

I denne oppgaven viser vi hvordan valutarisikoen kan kvantifiseres. Er det slik at norske oljeprodusenter er eksponerte mot valutakursrisiko og bør denne risikoen styres?

Driftsgrunnlaget for en oljeprodusent er produksjon og salg av råolje og naturgass. I forbindelse med driften av selskapet er man eksponert mot ulike markedsrisikofaktorer. De viktigste markedsrisikofaktorene er olje- og gasspriser samt rente- og valutakurser. Denne oppgaven tar for seg hvordan valutarisikoen påvirker oljeprodusentens kontantstrøm og hvordan valutarisikoen kan styres. Kontantstrømmen til oljeprodusenten eksemplifiseres i en enkel modell som viser selskapets inn- og utbetalinger. Videre utarbeides det en analyse som viser hvor usikker nettokontantstrøm er før endelig normpris er fastsatt og skattegrunnlaget er dermed *ikke* kjent. Innbetalingene til en oljeprodusent på norsk kontinentalsokkel (NCS) er i hovedsak i utenlandsk valuta mens drifts- og skatteutbetalingene er ofte i norske kroner (NOK). Dette gir ubalanse mellom inntekts- og kostandsvalutaen i selskapet. Styring av valutarisiko krever en solid forståelse for driverne bak risikofaktorene, og hvilke teknikker man har til rådighet for å måle og styre risikoen. Med henvisning til internasjonal litteratur på området drøftes motivene for sikring og hvorvidt sikring av valutarisiko gir økt verdi for selskapet. Vår analyse indikerer at tradisjonell valutasikring *ikke* reduserer risikoen for selskapet. Det som påvirker kontantstrømmen mest, er olje- og gasspriser. Videre drøftes ulike alternativer til tradisjonell valutasikring.

Oppbygging av en tilstrekkelig stor kontantbeholdning for å hindre likviditetstørke er et virkemiddel som har blitt mer populært etter finanskrisen 2008-2009. Denne strategien har også sin kostnad. Totalrisikoen til selskapet kan estimeres med en Value at Risk (VaR) modell. En parametrisk VaR modell muliggjør også dekomponering av risikoestimatet som igjen gjør det mulig å rangere risikofaktorene etter risikoestimatets størrelse. Denne metoden kan være nyttig ved valg av tiltak for å dempe porteføljerisikoen. Som nevnt ovenfor bidrar valuta lite til totalrisikoen i modellporteføljen. Ved hjelp av en multippel regresjonsmodell prøver vi å finne ut om fire utvalgte oljeprodusenter på norsk sokkel er eksponerte mot valutakursendringer. Regresjonsmodellen som i utgangspunktet kun har oljepris som uavhengig variabel, utvides med tre ulike valutapar uten at forklaringskraften blir vesentlig forbedret.

## Innholdsfortegnelse

1. Innledning .....	1
1.1 Problemstilling .....	1
1.2 Oppgavens oppbygning .....	3
2. Valutaeksponering .....	3
2.1 Transaksjonseksponering .....	5
2.2 Økonomisk eksponering .....	5
2.3 Translasjonseksponering (Omregningseksponering).....	6
2.4 Transaksjonseksponering med to delkontantstrømmer - eksempel .....	6
3. Kontantstrømmen til en oljeprodusent.....	8
3.1 Råolje- og gassmarkedet for Nordvest-Europa.....	8
3.2 Det norske systemet for beskatning av oljeinntekter .....	9
4. Motivasjon for valutasikring.....	12
4.1 Risikoen for underinvestering.....	13
4.2 Risikoen for likviditetsproblemer .....	14
4.3 Asymmetrisk skattesystem.....	14
4.4 Andre motiver for valutasikring.....	14
4.5 Valutasikring og dens innflytelse på aksjonærverdier .....	15
4.6 Alternative «sikringstrategier».....	17
5. Dannelse av valutakurser – sett i lys av eksisterende litteratur .....	20
5.1 Kjøpekraftspariteten (KKP).....	20
5.2 Renteparitet .....	21
5.2.1 Dekket renteparitet.....	21
5.2.2 Udekket renteparitet.....	22
5.3 Oljeprisens påvirkning på den norske kronen.....	23
5.4 Global usikkerhet sin påvirkning på råvarevalutaer .....	25
6. Instrumenter i valutamarkedet .....	25
6.1 Spothandel.....	26
6.2 Forward kontrakt.....	26
6.3 Futures.....	27
6.4 Pengemarkedssikring .....	28
6.5 Valutasikring av salgsmottellingene i et oljeselskap - eksempel .....	28
7. Måling av valuta- og oljepriserisiko (totalrisiko).....	29

7.1 Parametrisk VaR .....	31
7.2 Dekomponering av VaR-estimatet.....	33
7.3 Datautvalg for VaR- analysen.....	34
7.4 Modell for parametrisk VaR - Eksempel 1.....	36
7.5 Modell for parametrisk VaR - Eksempel 2.....	40
8. Estimering av eksponering ved hjelp av regresjon .....	43
8.1 Datautvalg for regresjonsanalysen.....	44
8.2 Multipel regresjonsanalyse .....	45
8.2.1 Regresjonsanalyse steg 1. ....	47
8.2.2 Regresjonsanalyse steg 2. ....	49
8.2.3 Regresjonsanalyse steg 3. ....	51
8.2.4 Regresjonsanalyse steg 4. ....	52
9. Konklusjon.....	53
Vedlegg 1: Minste kvadraters metode .....	55
Vedlegg 2: Visuell test av OLS- forutsetningene .....	56
Vedlegg 3: Test av homoskedastisitet - Breusch–Pagan test.....	62
Vedlegg 4: Test av autokorrelasjon. ....	63
Vedlegg 5: Test av multikollinearitet .....	64
Vedlegg 6: Utvalg av petroleumsprodusenter på NCS.....	66
Vedlegg 7: R- script: Regresjon 2016-2021 .....	70
Vedlegg 8: Beregning av komponent VaR.....	71
Litteraturliste.....	73

# 1. Innledning

## 1.1 Problemstilling

Petroleumsindustrien er den viktigste næringen i Norge, uavhengig av om man vurderer det ut fra sysselsettingseffekt, verdiskaping, eksportinntekter eller inntekter til statskassen. Olje- og gassproduksjon er en type industri som er preget av høye investeringskostnader. Markedene for petroleum er preget av volatilitet og driftsmarginene har gjennomsnittlig vært høyere enn i andre industrier. Denne industrien er i likhet med mange andre råvarenæringer en typisk syklisk næring der aktiviteten følger olje- og gassprissvingningene. Driftsgrunlaget for en oljeprodusent er produksjon og salg av råolje og naturgass. I forbindelse med driften av selskapet er man eksponert mot ulike markedsrisikofaktorer. De viktigste markedsrisikofaktorene er olje- og gasspriser samt rente- og valutakurser. Denne oppgaven tar for seg hvordan valutarisikoen påvirker oljeprodusentens kontantstrøm og hvordan valutarisikoen kan styres. I teorien til Modigliani og Miller (1958) er risikostyring irrelevant i et perfekt kapitalmarked siden en aksjonær kan eliminere enhver selskapsspesifikk risiko ved å diversifisere sin egen portefølje. Investorer kan også søke en bestemt eksponering når de investerer i ulike aksjer. Likevel kan det være gode grunner for at bedrifter risikostyrer sin kontantstrøm. Problemstillingen for oppgaven kan oppsummeres slik:

- a) Hvordan kan valutarisikoen kvantifiseres?
- b) Er norske oljeprodusenter eksponert for valutarisiko?
- c) Bør norske oljeprodusenter styre valutarisikoen, og hvilke alternative strategier har man i tillegg til bruk av tradisjonelle valutaderivater?

Valutarisiko defineres som endring i selskapsverdi som følge av endring i valutakursen (Madura, 1989). Et selskap utsetter seg for valutarisiko dersom det er ubalanse mellom inntekts- og kostnadsvaluta. En oljeprodusent på norsk kontinentalsokkel (NCS) har innbetalinger fra olje- og gassalg i valutaer som USD, EUR og GBP. Primært selges oljen i USD, mens gassen til Europa og UK selges i EUR og GBP. Som følge av operasjoner på NCS har selskapene betydelige utbetalinger knyttet til drifts- og skatteutbetalinger i NOK.

I løpet av de siste to tiårene har vi sett en betydelig økning i selskapenes bruk av finansielle derivater for å kontrollere eller minimere risikoer som tradisjonelt har vært utenfor deres kontroll. Både store og mindre selskaper har brukt derivater for å sikre seg mot svingninger i valutakurser, renter og råvarepriser. Den globale dagsomsetningen av valutainstrumenter i 2001 var i overkant av 1500 milliarder USD. I 2019 hadde samme dagsomsetning økt til nesten 6600 milliarder USD (Bank for International Settlements, 2019). Det hevdes at god risikostyring gjør det mulig å trygge driften og sikre verdiskapningen. Dette vil beskytte egenkapitalen samtidig som en styrker selskapets evne til mer langsiktig strategisk styring. En mindre volatil kontantstrøm gjør investeringsplanene mer robuste med hensyn på markedsprisens volatilitet. Store valutakursbevegelser kan gi selskaper betydelige økonomiske tap, som i verste fall kan lede til konkurs (Aas, 2006). Håndtering av valutarisiko som følge av valutasvingninger *kan* være en praktisk utfordring. Reduserer sikringsaktiviteten bedriftenes risiko eller er dette bare en annen inntektskilde for investeringsbankene?

Imidlertid vil mange hevde at antagelsene til Modigliani og Miller (1958) ikke holder på grunn av imperfeksjoner i markedet. Forskning om finansiell risikostyring viser at verdien av selskapet kan bli påvirket når det tas hensyn til konkurrisiko, risiko for underinvestering, agentkostander og skatt (Bartram, 2000). Vil da en aktiv risikostyringsstrategi skape merverdi for aksjonærene? Kompliserer valutasikringen selskapets totalrisiko? Hensikten med denne oppgaven er å undersøke om oljeselskapene i realiteten er eksponert mot valutarisiko og hvordan denne eksponeringen eventuelt kan måles. I et regneeksempel måles risikoen med en enkel parametrisk Value at Risk (VaR) modell. Denne modellen viser hvor mye selskapet kan tape til et gitt konfidensnivå over en gitt tidsperiode. Modellen gir mulighet til å dekomponere VaR-tallet på modellens respektive risikofaktorer. På den måten kan de ulike risikofaktorene rangeres etter risikostørrelse. Sikring av valutarisiko gir ikke nødvendigvis ønsket effekt på bedriftens totalrisiko. Vår analyse gir indikasjoner på at valutarisikoen er svært liten sammenlignet med råvareprisrisikoen. Valutastyringsstrategien kan sees i sammenheng med selskapets holistiske risikostyringsstrategi. Dette gjøres for å hindre sub-optimale løsninger der en sikrer en spesifikk risikofaktor mens totalrisikoen øker.



## 1.2 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er delt opp i følgende: Kapittel 2 beskriver hva som menes med valutaeksponering. I kapittel 3 beskrives oljeprodusentens kontantstrøm før vi i kapittel 4 går inn på hva som er bedriftenes motivasjon for valutasikring. I kapittel 5 beskrives dannelsen av valutakurser før vi i kapittel 6 tar for oss hvilke lineære instrumenter man har til disposisjon for å avlaste risikoen i markedet. I kapittel 7 beskrives hvordan man kan måle risiko med tilhørende eksempler. Avslutningsvis vil det bli utført en regresjonsanalyse for å prøve å finne svar på om fire utvalgte norske oljeprodusenter er eksponert for valutarisiko.

## 2. Valutaeksponering

I denne delen av oppgaven skal vi definere hva som menes med valutaeksponering. En bedrift er utsatt for valutarisiko dersom selskapets verdi påvirkes av svingninger i valutakurs(er). En skiller mellom direkte og indirekte påvirkninger fra valutakurser på selskapets verdi. En direkte virkning er når oljeeksportøren som priser oljen i dollar, får økte inntekter i NOK dersom dollarkursen appresierer. Et eksempel på en indirekte valutaeffekt er når etterspørselen etter olje går ned når dollaren appresierer. Oljen blir dyrere i importlandet og den norske oljeeksportøren vil oppleve lavere etterspørsel og forverret konkurransesituasjon. Dette kan igjen gi lavere oljepris og aksjekurs.

Ved estimering av valutaeksponering er selskapsverdien og valutakursen sentrale begreper. Selskapsverdien estimeres på grunnlag av neddiskontering av fremtidige frie kontantstrømmer. Et selskaps valutaeksponering sier noe om hvor mye av selskapets verdi som endres ved endring i valutakursen (Stulz & Williamson, 1996; Børsum & Ødegaard, 2005). Dette kan skrives slik:

$$\text{Endring i selskapsverdi} = \text{Valutaeksponering} * \text{Endring i valutakurs}$$

Ved å omformulere sammenhengen får vi et uttrykk for valutaeksponering:

$$\text{Valuta eksponering} = \frac{\text{Endring i selskapsverdi}}{\text{Endring i valutakurs}}$$

Siden selskapets verdi er nåverdien av fremtidige kontantstrømmer, fører dette oss til denne sammenhengen:

$$\text{Endring i CF} = \text{Valuta eksponering} * \text{Endring i Valutakurs}$$

Dersom en løser sammenhengen med hensyn på valutaeksponering, vil valutaeksponeringen vise hvor mye av kontantstrømmen som endrer seg ved endring i valutakurs.

$$\text{Valuta eksponering} = \frac{\text{Endring i CF}}{\text{Endring i valutakurs}}$$

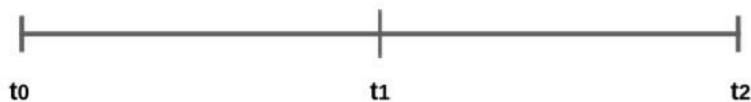
Vanligvis benyttes to ulike metoder for estimering av eksponering. Ved den første metoden aggregeres selskapets kontantstrømmer fra en gitt risikofaktor og en finner deretter risikofaktorens totaleksponering. Denne metoden forutsetter at man har tilstrekkelig informasjon om alle relevante kontantstrømmer i selskapet. Ved bruk av den andre metoden ser vi på selskapets endring av børsverdi ved endring i valutakursen. Mye av litteraturen rundt valutaeksponering har denne innfallsvinkelen. Ulempen med denne metoden er at det estimeres en eksponering på bakgrunn av historiske aksjekurser. I tillegg kan aksjekursene også ha mange andre påvirkningsfaktorer enn bare valutakursendringer. Regresjonsanalysen i kapittel 8 har denne tilnærmingen, der en ser på endring i børsverdi ved endring i valutakurs.

En annen tilnærming til begrepet valutaeksponering er å ta utgangspunkt i selskapet sin hovedvaluta eller funksjonell valuta. Funksjonell valuta er selskapets hovedvaluta ved gjennomføring av økonomiske transaksjoner (Duangploy & Helmi, 2000). Siden mye av oljeinvesteringene og oljehandelen gjennomføres i USD, vil dette påvirke selskapenes valg av funksjonell valuta. Den geografiske lokasjonen til aksjonærene har også betydning for dette valget. Dersom majoriteten av aksjonærene er norske, og selskapets utbytte skal utbetales i NOK, kan det være fornuftig å bruke NOK som funksjonell valuta (Herde & Aasen, 2011). Dersom NOK velges som funksjonell valuta, blir alle andre valutaer i selskapets kontantstrøm definert som valutaeksponering.

Kortsiktig eksponering er lettere å anslå enn langsiktig eksponering. Kortsiktig eksponering er knyttet til allerede igangsatte transaksjoner (transaksjonsrisiko), noe som vanligvis gjør den lett identifiserbar. På lengre sikt er det flere variabler som kan variere, som for eksempel kvantum og pris på salgs- og innsatssiden. Dette gjør at langsiktig eksponering er vanskeligere å predikere enn kortsiktig eksponering. Langsiktig eksponering regnes som den viktigste estimatoren med tanke på endring i selskapsverdier. Dette gjør at man ofte kaller langsiktig eksponering for en strategisk- eller økonomisk eksponering (Stulz & Williamson, 1996). I litteraturen er det også vanlig å dele inn valutaeksponering i transaksjonseksponering, økonomisk eksponering og translasjonseksponering (Papaioannou, 2006).

## 2.1 Transaksjonseksponering

Valutarisikoen er i dette tilfellet forbundet med den spesifikke avtalte innbetalingen fra kunden i annen valuta enn funksjonell valuta. Transaksjonseksponering er en form for finansiell risiko knyttet opp mot utenlandsk valuta der kursen kan endre seg før et endelig handelsoppgjør (d'Almeida, 2016).



En transaksjon som er kontraktuelt avtalt ved tidspunkt  $t_0$  med oppgjør i  $t_1$ , er transaksjonseksponert fra kontraktinngåelsen  $t_0$  og helt til valutaen blir vekslet til funksjonell valuta eller at valutaen går til utbetaling  $t_2$ . Oppgjørstidspunktet for valutaen  $t_1$  endrer derfor ikke selskapets valutaeksponering, men fra dette tidspunktet er valutaen synlig på konto.

## 2.2 Økonomisk eksponering

Økonomisk eksponering omhandler hvordan fremtidige kontantstrømmer blir påvirket av svingninger i valutakurser. Økonomisk eksponering kan defineres som summen av alle forventede fremtidige transaksjonseksponeringer. En annen måte å forklare økonomisk eksponering på er å dele den inn i tre: eksponering fra avtalt transaksjon, eksponering fra

identifisert forventet transaksjon og konkurransemessig uidentifisert forventet transaksjon (Hagelin & Pramborg, 2002).

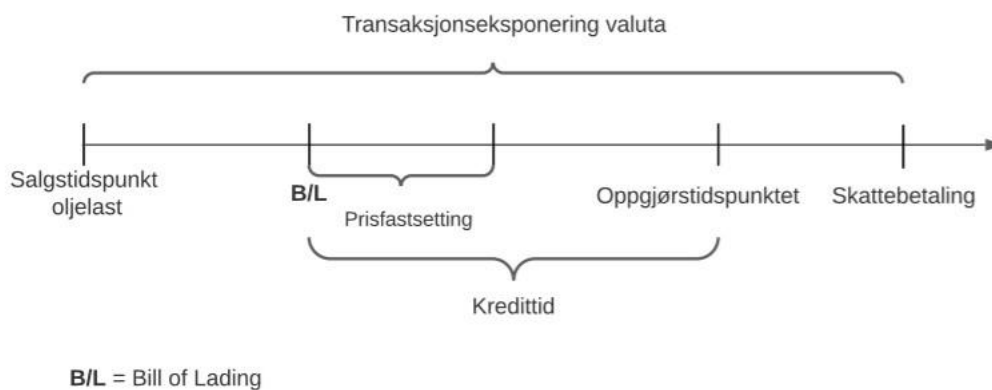
### 2.3 Translasjonseksponeering (Omregningseksponeering)

Translasjonseksponeering er en valutarisiko knyttet til konsolidering av datterselskapenes årsregnskap med morselskapets årsregnskap. Dersom datterselskapene har en annen rapporteringsvaluta enn morselskapet, vil omregningen av datterselskapenes regnskap til morselskapets regnskap være utsatt for valutarisiko. Dette er spesielt aktuelt for konsern med datterselskap som rapporterer i en annen valuta enn morselskapet.

### 2.4 Transaksjonseksponeering med to delkontantstrømmer - eksempel

Det er viktig å forstå den underliggende eksponeeringen dersom selskapet ønsker å ha et forhold til kontantstrømmens risiko. Den viktigste innbetalingen hos en oljeprodusent er innbetalingene fra oljesalg i USD. Referanseprisen for olje i nordsjøområdet er Brent datert<sup>1</sup> (Bossley, 2013). For en oljeprodusent på norsk sokkel er oljelastene i hovedsak priset i USD. Likviditetsmessig er beløpet først synlig på konto ved utløpt kredittid<sup>2</sup> ved oppgjørstidspunktet.

I eksempelet under antar vi at selskapets kontantstrøm består av *kun* innbetalinger fra oljehandel og tilhørende skatteutbetalinger. Vi antar også at oljeprodusenten har NOK som funksjonell valuta. Det er ingen volumrisiko i dette eksempelet.



<sup>1</sup> Brent datert eller datert Brent Forties Oseberg Ekofisk er referanseprisen for olje i nordsjøområdet.

<sup>2</sup> Kredittiden for en oljelast er vanligvis 30 dager etter Bill of lading (Bossley, 2013).

Løfteprogrammet<sup>3</sup> fra et oljefelt i Nordsjøen er normalt publisert fra feltoperatøren mellom den 5. og den 10. i måned M-1. Fra denne datoen kan oljehandelen for måned M starte. Når en oljelast selges, avtales tidsvinduet der båten kan hente lasten ved terminalen. Dette tidsvinduet omtales som båtens «laycan<sup>4</sup>». Normalt settes laycan til 3 døgn. Når båten er ferdiglastet, vil kapteinen signere konnossementet<sup>5</sup> og Bill of Lading datoen fastsettes. Prisen på lasten blir fikset som gjennomsnittet av Brent datert Platts markedskvotering de neste påfølgende 5 dagene (Bossley, 2013). Den endelige prisen på oljelasten blir da rapportert inn til Petroleumsprisrådet og vil gå inn i beregningsgrunnlaget for normprisen (skattereferanseprisen). Transaksjonseksposeringen for USD oppstår på det tidspunktet varen er solgt til kunden (Hagelin, 2003). Siden oljeprisen på dette tidspunktet er flytende, vil det være noe usikkerhet rundt hva den endelige salgssinntekten blir. Etter at prisingsperioden er ferdig, er salgsbeløpet i USD «fixet», og vi vet dermed også noe mer sikkert hva den endelige valutaeksponering blir. Skattereferanseprisen som er normprisen, blir fastsatt en gang i kvartalet ex. post, og er ikke kjent på dette tidspunktet. Det er mulig å estimere normprisen dersom alle salgsprisene for en gitt oljekvalitet er kjent. Kontantstrømmen på kontraktstidspunktet målt i NOK for en oljehandelstransaksjon kan skrives som:

$$CF_{NOK} = \text{Innbetaling fra oljesalg vekslet om til NOK} - \text{Utbetaling av petroleumskatt i NOK}$$

$$CF_{NOK} = \text{Oljepris}_{USD} * \text{Volum} * \text{USDNOK} - (\text{Oljepris}_{USD} * \text{Volum}) * \text{USDNOK} * 0,78$$

På kontraktstidspunktet er oljepris og USDNOK flytende størrelser. Vi finner selskapets valutaeksponering ved å derivere kontantstrømmen med hensyn på risikofaktoren USDNOK:

$$\frac{\partial CF_{NOK}}{\partial USDNOK} = \text{Oljepris}_{USD} * \text{Volum} - \text{Oljepris}_{USD} * \text{Volum} * 0,78$$

---

<sup>3</sup> Løfteprogram forteller når rettighetshaver kan løfte sitt volum av petroleum ved terminal eller lastebøye (Bossley, 2013).

<sup>4</sup> Laycan = Tidsperioden der skipet må ankomme terminalen for henting av lasten (Bossley, 2013).

<sup>5</sup> Konnossementet (Bill of lading) = Dokument hvor en transportør (skipsfører) erkjenner å ha mottatt (og lastet) et vareparti for å frakte det til en bestemt mottaker ( Lov om sjøfarten nr 39-§ 292, 1994).

Netto valutaeksponering er kontantstrømmen produsenten sitter igjen med etter at skatteutbetalingen er fratrukket:

$$= 0,22 * Oljepris * Volum > 0$$

Gitt at oljepris og volum er definert som positive størrelser, vil en marginal økning i USDNOK gi en positiv kontantstrøm på marginen. Dette indikerer at selskapet er «long<sup>6</sup>» USDNOK, og vil tjene på en USD-appresiering. Ved partiell derivering av kontantstrømmen mhp USDNOK blir oljeprisen definert som en konstant størrelse. Dette eksempelet med to delkontantstrømmer viser hvor viktig det er å aggregere både innbetalinger og utbetalinger for å få kontroll på netto valutaeksponering.

### 3. Kontantstrømmen til en oljeprodusent

For å måle riktig valutaeksponering er det viktig å forstå de ulike valutastrømmene i selskapet. De viktigste kontantstrømmene til oljeprodusenten er salg av olje, gass, kjøp eller salg av eiendeler, driftsutbetalinger og skatteutbetaling. I punkt 3.1 omtales kort markedet for olje og gass i Nordsjø-området siden disse markedene er sentrale i forståelsen av innbetalingssiden. I punkt 3.2 forklares hovedprinsippet for skattesystemet på NCS. Skattebetalingen er trolig den største faste utbetaling som produsentene har over tid.

#### 3.1 Råolje- og gassmarkedet for Nordvest-Europa

Råoljen som produseres på kontinentalsokkelen, må selges videre til oljeraffinerier eller til petrokjemisk industri. Råolje er den mest brukte drivstoffkilden og dekker rundt en tredjedel av verdens energibehov. Prisen for en fysisk råoljelast i nordsjømarkedet blir vanligvis avtalt til en fremtidig flytende pris i stedet for en avtalt fremtidig fast pris (Bossley, 2013). Selskapene benytter seg vanligvis av «Price Reporting Agencies» (PRA) for organisering av markedsplassen og ved prisfastsetting av fysisk olje. Aktører som Platts og Argus Media er sentrale ved organisering av markedsplass og ved oljeprisrapportering til markedet. Brent datert regnes som «spot – prisen» for råolje, og ser ut til å være den mest brukte referanseprisen for fysisk handel av råolje i Nordvest-Europa, Afrika og delvis i Midtøsten. Brent datert representerer prisen på en oljelast med referanse til oljefeltene Brent, Forties, Oseberg og Ekofisk (også omtalt som BFOE

---

<sup>6</sup> En «long position» refererer til en kjøpt eiendel som er eksponert for en prisoppgang.

datert). Denne råoljen har normalt levering ved selgers terminal 10–35 dager frem i tid. For fysiske kjøp/salg som ikke blir handlet på den elektroniske markedsplattformen, vil Platts og Argus være avhengige av at markedsaktørene frivillig innrapporterer oppnådde priser slik at prisene blir tilgjengelige for markedet. En stor del av råoljetransaksjonene foregår i OTC-markedet<sup>7</sup>. Om lag 90 prosent av fysisk råolje handles gjennom middels- og langvarige kontrakter. En benytter seg ofte av spotprisen Brent datert som prisreferanse også ved mer langsiktige leveringsavtaler (Dunn & Holloway, 2012)

Fysisk gass handles normalt med referanse til «National Balance Point» (NBP) i England og «Title Transfer Facility» i Nederland. Historisk har gassmarkedet vært preget av langsiktige kontrakter med fast pris som er indeksert mot ulike indekser (f.eks. oljepriser, strømprisindekser, konsumprisindekser osv.) Andelen av fysisk gass som selges med referanse til spotmarkedet (Day Ahead), har vært sterkt stigende de siste årene (Heather , 2012).

### 3.2 Det norske systemet for beskatning av oljeinntekter

Den største utbetalingen hos en oljeprodusent på NCS er skattebetalingen. Skattlegging av undersjøiske petroleumsforekomster er regulert i Petroleumsskatteloven §1-11 (LOV-1975-06-13-35). Som følge av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av petroleumsressurser, blir alle oljeprodusentene som opererer på norsk kontinentalsokkel (NCS), ilagt en egen særskatt på 56 prosent. Siden den ordinære skattesatsen er 22 prosent (onshore), vil den totale skattesatsen offshore ligge på 78 prosent. Et viktig grunnprinsipp innenfor petroleumsskattesystemet er virkingen av nøytralitet, slik at et investeringsprosjekt skal være lønnsomt både før- og etter beskatning. Selskaper som går med underskudd, kan via leterefusjonsordningen enten få utbetalt skatteverdien av letekostnaden umiddelbart, eller få underskuddet fremført til et år når selskapet er i skatteposisjon (Norsk Petroleum, 2021). Petroleumsskatten betales annenhver måned med NOK som oppgjørskurrency. Skattegrunnlaget fremkommer slik:

---

<sup>7</sup> OTC- markedet (Over the counter market) er en bilateral handel mellom to parter utenom en organisert markeds plass.

Driftsinntekter (basert på normpris)

- Driftskostnader
- Avskrivning (lineært over 6 år)
- Letekostander, FoU og avslutningskostnader
- Miljøavgifter
- Netto finanskostnader

---

= **Ordinært skattegrunnlag**

- Friinntekt (5,2% av investeringer over 4 år)

---

= **Særskattegrunnlaget (56%)**

Når driftsinntektene skal kalkuleres, tas det utgangspunkt i normprisen (NP) for den solgte oljekvalitet. NP brukes som skatterefransepris for beskatningen av alle råoljekvaliteter på NCS og vil derfor være en nøkkel for å forstå skatteutbetalingen og den valutaeksposering som den frembringer. Det er Petroleumsprisrådet (PPR) som fastsetter normprisen (NP). Olje- og energidepartementet, som er et sekretariat for PPR, innhenter kontinuerlig opplysninger om salg av olje, naturgass og våtgass. Produksjonsselskapene er pålagt å rapportere inn alle olje- og gassalg til PPR. PPR møtes en gang hvert kvartal for å fastsette normprisen for det forbigående kvartalet. Grunnprinsippet for normprisen er at den skal tilsvare verdien av petroleumsinntekten mellom uavhengige parter, altså markedsprisen. NP for hver enkelt oljekvalitet bestemmes av en metode for diskresjonært gjennomsnitt. Etter normprisforhandlingene der oljeselskapene får fremme sitt syn, publiserer PPR en NP for hver oljekvalitet kalkulert på månedlig basis. Oljelaster som er solgt i løftemåned, blir skattlagt på grunnlag av månedens NP. NP er ikke nødvendigvis sammenfallende med den faktiske salgsprisen. Dersom PPR ikke fastsetter en normpris, skal den faktiske oppnådde salgsprisen vektlegges (Regjeringen, 2019).



Normprisen beregnes ut fra denne formelen:

$$P = BFOE + NP$$

P = Kalkulert normpris (absolutte prisnivå)

BFOE = Brent Forties Oseberg Ekofisk datert (kalt Brent datert på folkemunne). Referanseprisen i prisingsperioden er normalt BFOE datert. Prisingsperioden i nordsjømarkedet er normalt satt til 5 prisingsdager etterfølgende oljelastens «bill of lading<sup>8</sup>» dato. Dette er omtalt som 0-0-5 prising.

NP<sub>diff</sub> = Normpris differensial for den solgte oljekvalitet. Normpris differensialet skal reflektere markedsverdien av den spesifikke oljekvalitet i forhold til referanseoljen BFOE datert.

Ved beskatning av gass og kondensat<sup>9</sup> skal den faktiske salgsprisen være grunnlaget for petroleumsskatten. For gassalg er det egne regler for rapportering av alle sentrale avtalevilkår mellom selger og kjøper. Innrapporteringsplikten til PPR omfatter både interne- og eksterne salg. Hensikten med rapportering av internsalg er å gjøre det lettere for skattemyndighetene å kontrollere at konsernintern omsetning forekommer i samsvar med markedspris (KPMG, 2019). For å konvertere normprisen fra USD til NOK, brukes vekslingskursen for USDNOK for de fem dagene når oljelasten prises. Som valutakursreferanse brukes Norges Bank fixing 16:00 norsk tid (Norges Bank, 2021).

Skal man estimere det fremtidige skattebeløpet i NOK, må man kjenne salgsvolumet, BFOE datert, NP-differensialet og USDNOK tilhørende hver råoljelast. Petroleumsskatten betales i NOK jfr. Petroleumsløven. Petroleumsskatten kan forenklet beregnes slik:

---

<sup>8</sup> «Bill of lading» er et konnossement/dokument som utstedes av skipets kaptein, som erkjenner at de spesifiserte varene har blitt mottatt ombord og skal fraktes til en lossehavn på et navngitt sted (Bossley, 2013).

<sup>9</sup> Kondensat er hydrokarboner som er kondensert til en veskefraksjon fra naturgassen. Denne fraksjon blir betegnet som «natural gas liquid». I praksis er dette ofte en naftaholdig råolje (Bossley, 2013).

$$Petroleumskatt_{NOK} = ((BFOE_{005} + NP_{diff}) * Volum) * USDNOK * 0,78$$

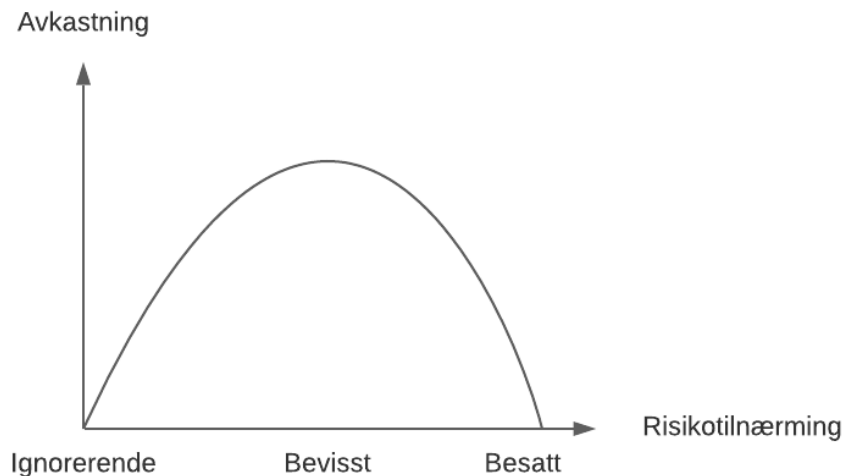
Vi forenkler denne sammenhengen ytterligere og definerer BFOE + NP som oljepris og får:

$$Petroleumskatt_{NOK} = Oljepris_{USD} * Volum * USDNOK * 0,78$$

Oppsummert kan vi si at petroleumsskatten er en funksjon av risikofaktorene oljepris og valutakurs. Produksjonsvolumet er antatt å være konstant i vår analyse.

#### 4. Motivasjon for valutasikring

I denne delen av oppgaven skal vi prøve å finne svar på hva som motiverer selskapene til å sikre sine fremtidige kontantstrømmer. Vi vil også prøve å finne svar på hvordan valutasikring påvirker aksjonærverdiene. Til slutt i kapittelet vil vi drøfte alternativer til tradisjonell valutasikring. Bankpraktikere mener et bevisst forhold til risiko vil øke avkastningen inntil et gitt bevissthetsnivå (Aas, 2006). Hvilke strategier som er ignorerende, bevisst og besatt vil være noe subjektivt.



**Figur 1** viser sammenhengen mellom risikotilnærming og avkastning. Er man besatt av å eliminere risikoen, sitter man kun igjen med risikofri rente. Ignorerer man risikoen, kan dette også være en dristig strategi. Det sikreste er trolig å ha et bevisst forhold til risiko (Aas 2006)

Vi vet fra finansteorien at man oppnår avkastning utover risikofri rente kun ved å ta risiko. En sikring ved hjelp av et finansielt instrument vil ha en nåverdi lik null, gitt effisiente markeder. En valutasikring skal i utgangspunktet ikke gi merverdi for aksjonæren. En annen innfallsvinkel er at aksjonæren kan selv sikre seg mot markedsrisiko, eksempelvis via diversifisering. En diversifisert aksjonær slipper å bekymre seg for ensidig risikoeksponering. Selskaper som er diversifiserte, vil derimot ødelegge aksjonærverdier (Berger & Ofek, 1995). De fleste selskaper investerer i systemer for risikostyring, men hvorfor? Det er tre hovedargumenter for å sikre seg mot de underliggende risikofaktorene i en portefølje:

- 1) Risikoen for underinvestering
- 2) Risiko for likviditetsproblemer
- 3) Asymmetrisk skattesystem.

#### 4.1 Risikoen for underinvestering

En sikringsstrategi løser problemet med underinvesteringer i perioder med lave priser og lav kapasitet til å ta opp gjeld. Mange selskaper risikerer å havne i en situasjon der de ikke har kontanter til å gjennomføre profitable investeringer i lavprisperioder. Dette er typisk for selskaper med lav egenkapital. I lavprisperioder vil mesteparten av avkastningen gå til gjeldshaverne og ikke til kapitaloppbygging og aksjonærene. Prissikring kan være med på løse dette problemet (Bessembinder, 1991). En studie fra olje- og gassindustrien viser at det er en sammenheng mellom gjeldsgrad og graden av risikostyrte kontantstrømmer (Haushalter, 2007). Berk og De Marzo (2020) argumenterer med at solide selskaper er bedre rustet til å tåle nedturer og har derfor ikke det samme behovet for nedsidebeskyttelse som mindre solide selskaper. For de fleste selskaper er det viktig med forebyggende tiltak for å unngå risiko. Et selskap sin risiko kan enten overføres til gjeldsinnehavere som da vil bære risikoen ved at firmaet misligholder, eller til aksjeeiere som er utsatt for volatilitetsrisikoen rundt aksjenes forventede avkastning. For begge typer investorer kan risikoen reduseres ved å holde selskapets verdipapirer i en godt diversifisert portefølje.

## 4.2 Risikoen for likviditetsproblemer

Effektiv risikostyring reduserer risikoen for å komme i likviditetsproblemer. I råvaremarkedene er det store prisfluktuasjoner, noe som gjør at produsentene må belage seg på variabel likviditetstilførsel fra råvaresalg. For å hindre at selskapet kommer i en likviditetsskvis, kan det være fristende å sikre inntektssiden mot både et prisfall og mot sterkere funksjonell valuta. I verste fall kan en likviditetsskvis føre til konkurs som også har sin kostnad. Med god risikostyring vil man også unngå «fire sales» og lettere komme seg gjennom lavprisperioder.

## 4.3 Asymmetrisk skattesystem

Over tid må selskapets kontantstrøm være positiv. En skattefordel har en høyere verdi i dag enn i fremtiden. Skattemyndighetene har ofte restriksjoner som gjør det vanskelig å bruke skattefradrag i fremtiden (Smith & Stulz, 1985). Her er faktisk petroleumskatteregimet på NCS mer symmetrisk enn for andre næringer. Dersom selskapet har underskudd, kan underskuddet og ubenyttet friinntekt fremføres til et senere skatteår. Dersom et selskap aldri får tilstrekkelig skattemessig overskudd, refunderer staten skatteverdien av underskuddet ved opphør av virksomhet på NCS. Det norske havskatteregimet er dermed utformet slik at selskapene har ingen risiko for å ikke få brukt skattefradragene (Regjeringen, 2020). Et asymmetrisk skattesystem gir derfor selskapet en lavere nåverdi enn i et symmetrisk skatteregime. Er skatteregimet asymmetrisk, har aktørene i større grad incentiver til risikodempende tiltak.

## 4.4 Andre motiver for valutasikring

Ifølge Merton (2005) bør selskaper redusere risiko som ikke er direkte knyttet til kjernevirksomheten (passiv risiko). Moderne finansinstrumenter har økt mulighetene for å styre passiv risiko. Dette skaper muligheter til å frigjøre egenkapital til risikotaking på områder hvor selskapet har et komparativt fortrinn.

I teorien kan ledelsen ha incentiver til å holde høyere sikringsgrad med derivater enn det som er optimalt for aksjonæren. Ledelsen kan ha incentiver for å sikre sin egen posisjon i selskapet ved gevinstsikring. Agentproblemet med høy sikringsgrad kan også oppstå når majoritetseier er «insider» og har en mer begrenset mulighet for diversifisering enn minoritetseierne (Bartram, m.fl., 2009).

Bøhren & Michalsen (2006) har systematisert hva som incentiverer sikring og ikke - sikring.

<b>Mest tilbøyelige til å sikre</b>	<b>Minst tilbøyelige til å sikre</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Svak resultatutvikling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sterk resultatutvikling</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy gjeldsgrad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav gjeldsgrad</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kunder er avhengige av at bedriften overlever</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kunder er indifferente til om bedriften overlever</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kunder er avhengige av bedriftens renommé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bedriftens omdømme har liten betydning for kundene</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avhengig av spesialiserte leverandører</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruker standard innsatsfaktorer</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy kontantstrømsvolatilitet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav kontantstrømsvolatilitet</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vanskelig å måle avkastningen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enkelt å vurdere og overvåke ledelsens prestasjon</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prisøkningen kan ikke overveltes på kunder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prisøkninger kan overveltes på kunder</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eierne er udiversifiserte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eierne holder veldiversifiserte porteføljer</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eierne sitter i ledelsen og har størsteparten av formuen bundet i bedriften (type 2 problematikk)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ledelsen har lave eierinteresser i bedriften</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Høy marginalsatt eller høy minimumsskatt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Skattereglene tillater fremføring av underskudd</li> </ul>

**Tabell 1** viser likhetstrekk ved bedrifter som sikrer og ikke- sikrer kontantstrømmen (Bøhren & Michalsen, 2006)

#### 4.5 Valutasikring og dens innflytelse på aksjonærverdier

Forholdet mellom valutasikring og dens innflytelse på aksjonærverdier er blitt grundig undersøkt gjennom internasjonale studier. Likevel er norsk forskning rundt emnet noe mer begrenset. Drøftingen rundt kurssikring av valuta vil derfor primært ta utgangspunkt i internasjonale studier.

Allayannis & Weston (1998) undersøkte bruken av valutaderivater blant 720 amerikanske ikke-finansielle selskaper i tidsperioden 1990-1995. De undersøkte sammenhengen mellom valutaderivater og dens påvirkning på selskapets verdi. Studien konkluderte med en positiv sammenheng mellom selskapsverdien og bruken av finansielle sikringsinstrumenter (Tobins Q). Gjennomsnittlig meravkastning var 5,7% av selskapsverdien. Videre konkluderte de med at jo mer internasjonalt firmaet er, desto høyere er sikringspremien. Allayannis m.fl., (2011) gjennomførte studier der en undersøkte forholdet mellom valutasikring og selskapsverdi i ulike selskaper i 39 land. Studien undersøkte om valutaderivater gav merverdi til selskaper med sterke eierstrukturer enn til selskaper med svakere eierstrukturer. Resultatet av studien viser at sterk eierstyring tilfører verdi gjennom valutasikring, og at selskaper med sterk eierstruktur blir verdsatt til en høyere premie enn andre. Videre konkluderte de med at valutarisikostyring kun har merverdi dersom den innbefatter sterk eierstruktur og sterk selskapsledelse.

I enkelte miljøer argumenteres det for at finansielle derivater ikke vil redusere valutarisikoen. Copeland & Joshi (1996) hevder at bruk av derivater ikke reduserer risikoen. De undersøkte 198 forskjellige selskaper med et datautvalg på 10 år. Studien viste at bare ett av selskapene reduserte kontantstrømmens volatilitet med mer enn 20% som et resultat av sikringsaktivitet. Videre viste studiene at bare 20 av 198 selskaper hadde redusert volatiliteten med mer enn 10%. Copeland & Joshi (1996) skriver at sikring av individuelle transaksjoner fungerer heller dårlig, men samlet valutaeksponering på selskapets kontantstrømnivå kan og bør styres. Bruk av derivater er ikke nødvendigvis det beste instrumentet. Allokering av aktiva mellom ulike land og justering av priser gir ofte den beste sikringen mot valutarisiko.

Pramborg (2003) gjennomførte en spørreundersøkelse for 451 selskaper. Alle selskapene hadde en sterk påvirkning på svensk økonomi, og alle var notert på Stockholmbørsen. I likhet med studien til Allayannis & Weston (1998) anses Tobins Q å være et effektivt mål for selskapsverdien. Resultatene i studien til Pramborg (2003) hadde flere likhetstrekk med resultatene i studien til Allayannis & Weston (1998), men resultatene hadde også noen ulikheter. Det antydes i resultatene til Pramborg (2003) at selskaper som sikrer med geografisk diversifisering av sine aktiva, er høyere verdsatt enn andre. Hvorvidt dette skyldes sikring eller geografisk diversifisering blir ikke besvart. Forfatteren hevdet argumentet støtter opp om at

firmaer som driver internasjonale operasjoner, kan øke lønnsomheten og bli høyere verdsett siden de kan utnytte feilprising i markedet.

Clark & Judge (2007) sammenlignet hvilken effekt ulike sikringsstrategier har på selskapets verdi. De samlet inn data rundt kortsiktig- og langsiktig eksponering samt ulike typer sikringsinstrumenter (opsjoner, terminer, swaps og gjeld i utenlandsk valuta). Studien viser at valget av finansielt instrument er avhengig av hvilken type eksponering som firmaet møter. Terminer og opsjoner brukes mer i forbindelse med kortsiktig kurssikring, mens valutaswapper og gjeld benyttes mer i forbindelse med sikring av langsiktig eksponering. Ved å benytte seg av valutaderivater vil en ifølge studien, øke selskapets verdi med 14%. Det er likevel ingen sikringspremie knyttet til bruk av gjeld i utenlandsk valuta, bortsett fra når dette kombineres med bruk av derivater. Selv om studiene er uenige rundt bruken av derivater for å redusere valutaeksponeringen, ser vi at en del studier argumenterer for at valutasikring gir en økt merverdi for aksjonærene.

#### 4.6 Alternative «sikringstrategier»

Beregning av netto inn- og utbetalinger i samme valuta er avgjørende hvis sikringsstrategien skal være effektiv. Noen selskaper tar hensyn til dette når de lokaliserer kostnadsbasen i samme land som de har innbetalinger fra. Dette kan defineres som naturlig valutasikring. En annen tilnærming til naturlig valutasikring er å ta opp gjeld i samme valuta som inntektseksponeringen. Det å ha lån i en annen valuta enn funksjonell valuta innebærer normalt usikkerhet knyttet både til endring i valutakurser og i rentenivået hjemme og i utlandet. Har selskapet innbetalinger i eksempelvis USD, kan et USD-lån fungere som sikring. Dette kan vises med et forenklet eksempel: Et norsk oljeselskap har årlige nettoinntekter i USD på 40 millioner. Når selskapet skal ta opp nytt lån, velger de å ta opp et lån på 100 millioner USD med en fastrente på 4 %. Selskapet får nå årlige rentekostnader på 4 millioner USD og årlige nettoinntekter reduseres til 36 millioner USD. Selskapet har nå redusert transaksjonsrisikoen ved å ta opp et lån i USD, men pådratt seg en balanserisiko dersom selskapet rapporterer i NOK.

«Salg av finansielle eiendeler har styrket likviditeten og valutaeksponeringen er redusert ved å konvertere 920 millioner av obligasjonslånene fra NOK til USD»

- DNO årsrapport (2008)

Bromiley & Rau (2016) argumenterer med at selskapene bør sette søkelys på de risikofaktorene som betyr noe for deres eksistens. Enterprise Risk Management (ERM) blir omfavnet av flere og flere bedrifter som et strategisk styringsverktøy. Sentralt i denne risikostyringsfilosofien er klassifisering av risikofaktorer etter sannsynlighet og dens innvirkning på totalrisikoen. Deretter iverksettes handlinger for å kontrollere de risikofaktorene som betyr mest for totaliteten. Det er ikke nødvendigvis noen stor utfordring å redusere risikoen til en viss grad i et selskap ved hjelp av derivater, men den virkelige utfordringen hviler på avveiningen mellom å redusere risiko vs. redusert forventet resultat. Som aksjonær i et oljeselskap ønsker man trolig både oljeprisrisiko og valutarisiko. Det er nettopp denne risikoen aksjonærene kjøper. Aksjonærene har også mulighet til å diversifisere sine egne porteføljer. Selskapet trenger derfor ikke å bekymre seg for fluktasjoner i selskapets risikofaktorer.

Et substitutt til sikring med derivater er oppbygging av større likviditetsreserver<sup>10</sup> (Wieczorek-Kosmala & Błach, 2019). Dette kan gjøres ved hjelp av kommiterte kredittlinjer i en bank og/eller oppbygging av kontanter. Hvis finansmarkedene fungerer som de skal, vil beslutninger rundt likviditetsreserver være irrelevant (Keynes, 1936). Likevel sitter mange bedrifter med store likviditetsreserver i form av kontanter og trekkfasiliteter i ulike banker. Vi har normalt to typer trekkfasiliteter tilgjengelig i markedet:

- 1) **Kommitert trekkfasilitet.** Dette er en trekkfasilitet der banken har kommitert seg til å gi en finansiering for en gitt låneperiode. Gjennom slike låneavtaler stiller bankene en gitt låneramme til rådighet mot en årlig ytelse. En kassekreditt kan også sees på som en kommitert kredittlinje. Fasiliteten kan benyttes som en likviditetsreserve i en situasjon der likviditeten i selskapet er svært anstrengt.

---

<sup>10</sup> En likviditetsreserve er definert som kontanter og kommiterte kredittlinjer fra en bank.



- 2) *Ukommitert trekkfasilitet.* Dette omhandler finansiering via pengemarkedet. Bedriften vil dermed emittere i sertifikat/ «commercial paper» markedet på vanlig måte. Siden långiver ikke er kommitert til å yte et lån, er denne finansieringsformen mer risikabel enn en kommitert trekkfasilitet. Et alternativ er å spørre en bank om kortsiktig finansiering.

Graham & Harvey (2001) viser til at mange CFO'er ser på beslutninger rundt selskapets likviditet som den viktigste beslutningen de tar. Det ser ut som det er bred enighet i litteraturen om at «cash is king». Kapasitet til å ta opp gjeld med «sikkerhet» i selskapets egenkapital har ikke den samme beskyttelsen i dårlige tider som en kontantbeholdning (Almeida m.fl., 2013). Det nevnes at størrelsen på kontantbeholdningene i mange bedrifter økte etter finanskrisen 2008-2009. En ulempe med stor likviditetsreserve er at arbeidskapitalen øker, noe som kan gå utover lønnsomhetsmål som ROCE<sup>11</sup>.

Likviditetsreserver kan også komme godt med i andre krisesituasjoner enn ved kollaps i valutakurser og markedspriser. I 2010 da Deepwater Horizon ulykken inntraff og Macondo-brønnen begynte å søle tusenvis av fat olje om dagen i Mexicogolfen, måtte BP<sup>12</sup> sin ledelse håndtere massive miljømessige, menneskelige, operasjonelle og økonomiske utfordringer. Kombinasjonen av å ha en jevn kontantstrøm, stor likviditetsreserve og salg av oljefelt i Angola og Azerbaijan var avgjørende for videre gjenreising av selskapet (Delaney, 2011). Dette til tross for at selskapet fikk en samlet kostnad på ca. 550 milliarder USD (Bousso, 2018). For mindre kapitaliserte selskaper er det særdeles viktig å ha gjennomtenkte planer for hvordan en økonomisk skal håndtere ekstraordinære situasjoner. I krisesituasjoner er det viktig å ha en kommitert kredittfasilitet hos en eller flere banker. Til tross for dette er kommiterte kredittlinjer ingen *sikker* garanti. Det er ikke nødvendigvis alltid en får pengene fra bankene til rett tid i krisesituasjoner, og eventuelle forsikringsoppgjør i forbindelse med katastrofer kan også ta lang tid. Det er derfor helt avgjørende for de fleste selskaper å opparbeide seg en stor kontantbeholdning som kan benyttes i alvorlige krisesituasjoner før mer langsiktig kapital er på plass. Det er kostbart å holde en stor likviditetsreserve. Den lange lånerenten er normalt høyere

---

<sup>11</sup> ROCE = Return on Capital Employed.

<sup>12</sup> BP Plc = Beyond Petroleum, tidligere kjent som British Petroleum.

enn den korte plasseringsrenten, noe som gir en «negativ carry<sup>13</sup>» (Gagnon & Chaboud , 2007). Låner man «langt» og plasserer «kort» vil durasjonsrisikoen være høy.

## 5. Dannelse av valutakurser – sett i lys av eksisterende litteratur

Siden valutakursrisiko er et sentralt begrep i denne oppgaven, er det naturlig å se på det teoretiske grunnlaget for dannelse av valutakurser samt forklare hvilke faktorer som påvirker markedsliekevekten for en valutakurs. En valutakurs er prisen på utenlandsk valuta uttrykt i lokal valuta. Valutakursen bestemmes av tilbud og etterspørsel i markedet. Tradisjonell makroøkonomisk teori sliter ofte med å forklare de kortsiktige bevegelsene i valutamarkedet, men teorien hjelper oss med å forstå hvordan langsiktige likevektsnivåer oppstår. I dette kapittelet vil vi se på hvordan kjøpekrafts- og rentepariteten forklarer endringene i valutakursen. I tillegg ser vi også på hvordan oljeprisen og global usikkerhet påvirker valutakurslikevekten.

### 5.1 Kjøpekraftspariteten (KKP)

KKP er prisnivåindikatorer som uttrykker prisnivået i et gitt land på et gitt tidspunkt relativt til prisnivået i ett eller flere andre land. Dette innebærer for eksempel at samme kvantum av varer skal koste det samme som tilsvarende kvantum på tvers av landegrensene målt i en felles valuta. Teorien tar utgangspunkt i minimale transaksjonskostnader, perfekt rasjonalitet, markedseffektivitet, perfekt fleksibilitet i prisene og ingen form for myndighetsinngrep (Taylor , 2003). KKP og loven om en pris er svært like. Begge har dog noen forskjeller. Den største forskjellen er at vi nå er på aggregert nivå i økonomien. Loven om en pris (LOEP) uttrykkes ved bruk av følgende likevekts-sammenheng:

$$P_i = EP_u^*$$

$P_i$  = Pris på gode  $i$  innenlands

$E$  = Nominell valutakurs (innenlands/utenlands)

$P_u^*$  = Pris på gode  $u$  utenlands

---

<sup>13</sup> Negativ Carry oppstår når lånekostnaden er høyere enn plasseringsrenten.

Dersom  $EP_u^* < P_i$ , er det billigere å kjøpe varen/tjenesten utenlands enn innenlands. Nominell valutakurs (E) vil dermed stige. Hvis  $EP_u^* > P_i$ , er det billigere å kjøpe varen/tjenesten innenlands enn utenlands. E vil bli redusert. Dersom  $EP_u^* = P_i$ , vil det være likegyldig hvor man kjøper varene/tjenestene siden prisene vil forbli den samme uavhengig av landegrensene. Man oppnår dermed lik kjøpekraft mellom landene.

## 5.2 Renteparitet

Teknisk sett er terminkurs, spotkurs og renter for alle valutaer som handles fritt internasjonalt, satt sammen av renteparitet. En skiller vanligvis mellom dekket- og udekket renteparitet. Teorien bak dekket- og udekket renteparitet sier at rentenivået mellom to land sine ulike valutaer skal justeres slik at effekten ved endringer i det relative rentenivået motvirkes av endret valutakurs. Det vil dermed ikke være mulighet for å gjennomføre plasseringer i utenlandsk valuta og oppnå arbitrasje (risikofritt) (Coffey m.fl., 2009).

### 5.2.1 Dekket renteparitet

Teorien bak dekket renteparitet sier at rentedifferansen mellom to valutaer skal være lik null dersom forholdet mellom spot- og forwardkursen er hensyntatt. Det skal ikke være mulig å få en gevinst ved å gjennomføre en valutatransaksjon uten risiko. Oppstår det arbitrasjemuligheter, betyr dette at markedene er ineffisiente (Coffey m.fl., 2009).

Et eksempel kan være at en mottar et beløp i en utenlandsk valuta som en ønsker å ha tilgjengelig i NOK om ett år. Dersom en ønsker å eliminere usikkerheten til størrelsen på kronebeløpet, har man disse to alternativene:

- 1) Beløpet veksles med en gang i spotmarkedet til kurs  $S_t$ . De norske kronene plasseres til risikofri NOK- rente ( $i_{nok}$ ) i ett kalenderår.
- 2) Den utenlandske valutaen plasseres til utenlandske risikofri rente ( $i_u$ ) for ett kalenderår. Simultant kjøpes en forwardkontrakt ( $F_t$ ) for den samme perioden, og den utenlandske valutaen vil da veksles til NOK ved forfall.

Verdien av NOK om ett år:  $S_t(1 + i_{nok})$

Verdien av utenlandsk valuta om ett år:  $F_t(1 + i_u)$

Ved å sette begge ligningene lik hverandre, får vi nullarbitrasjeargumentet:

$$\frac{1 + i_{nok}}{1 + i_u} = \frac{F_t}{S_t}$$

Det er ikke mulig å låne i en valuta og plassere i en annen valuta for deretter å kurssikre valutaen, for så å sitte igjen med en gevinst risikofritt. Denne likevekts-sammenhengen blir omtalt som nullarbitrasjeargumentet. I et effisient marked vil valutakursene Spot ( $S_t$ ) og Forward ( $F_t$ ) og rentene ( $i_{nok}$  og  $i_u$ ) tilpasse seg slik at det ikke er noen arbitrasjemuligheter.

### 5.2.2 Udekket renteparitet

Ved udekket renteparitet antar man at forventet avkastning fra en usikret plassering i utlandet skal gi samme avkastning som en plassering i hjemlandet. Pariteten er bygget på de samme prinsippene som dekket renteparitet. I likhet med dekket renteparitet står en ovenfor to ulike alternativer, men i motsetning til dekket renteparitet har vi ingen arbitrasjerelasjon. En antar at den forventede fremtidige valutakursen skal utligne forskjellen i avkastningen. En positiv rentedifferanse til utlandet vil motsvares av en forventning om depresiering av landets valuta. Dette innebærer at en plassering i innenlands- og utenlandsk valuta vil gi samme forventet avkastning (Cartledge, 2001). Erstatte vi  $F_t$  med forventet fremtidig valutakurs  $E_t$  i nullarbitrasjerelasjonen (fra kapittel 5.2.1), får vi dette uttrykket:

$$\frac{1 + i_{nok}}{1 + i_u} = \frac{E_t}{S_t}$$

Det forutsettes risikonøytralitet og et effektivt marked. Det er viktig å merke seg at forventet fremtidig valutakurs ikke er observerbar i markedet som en forwardkurs. På grunn av

subjektiviteten til forventingen om fremtidig valutakurs er ikke ligningen en arbitrasjerelasjon, men endringen i forventet fremtidig valutakurs gjør at likevekten holder.

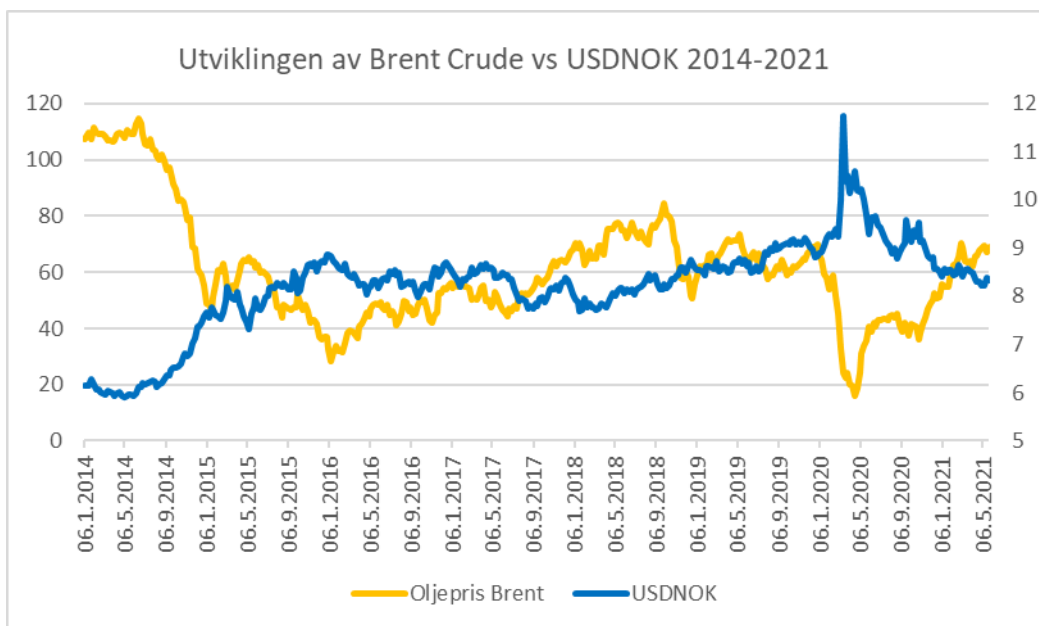
### 5.3 Oljeprisens påvirkning på den norske kronen

Da oljeprisen i slutten av 2014 falt til lave nivåer, falt også investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel (NCS). I 2015 hadde investeringsnivået falt med om lag 15 prosent i forhold til foregående år. I samme periode svekket den norske kronen seg kraftig mot USD og EUR. I perioden frem mot 2020 bidro lavere investeringer sammen med produksjonskutt fra OPEC og økt etterspørsel etter oljeprodukter globalt, til at råoljeprisen steg til 50-70 USD uten at kronen styrket seg vesentlig.

I forbindelse med utbruddet av Covid-19 opplevde vi på ny en nedgang i råoljeprisen samtidig som kronen svekket seg markant mot USD. Året 2020 har trolig vært et av de mest dramatiske periodene i oljemarkedets historie. Nedstengingen av samfunnet reduserte verdens oljeforbruk med 20 prosent på årsbasis (april 2021). Fallet i oljeforbruket utover våren var det største verden noen gang har sett. Samarbeidet i oljekartellet OPEC+ var en stund i ferd med å bryte sammen som følge av at Saudi Arabia samt flere OPEC+ land økte produksjonen kraftig. Brent datert falt til 19 USD per fat den 19. april 2020, mens WTI- prisen<sup>14</sup> var negativ for første gang i historien. I slutten av april samme år ble OPEC+ enige om store produksjonskutt for å stabilisere oljemarkedet. Produksjonskuttene har vært meget effektive og har løftet oljeprisen betydelig gjennom Q2 2020 (DNB Markets, 2021).

---

<sup>14</sup> WTI (West Texas Intermediate) benyttes som en referanseindeks for det amerikanske oljemarkedet. Oljen har leveranse i Cushing, Texas.



*Figur 2 viser utviklingen av Brent Crude mot USDNOK fra 2014 til 2021. Kronen og oljeprisen har periodevis vært motsykliske. Oljeprisen falt markant våren 2020 samtidig styrket dollaren seg mot kronen. Ettersom oljeprisen har hentet seg inn igjen utover sommeren og høsten 2020, har kronen styrket seg.*

Etter at USD styrket seg kraftig mot NOK våren 2020, opplevde vi utover sommeren en svekkelse av USD. Økte stimulanser fra myndighetene i USA gav inflasjonspress, og en del investorer sikret seg mot dette ved å investere i råvarer. Økt inflasjon gav i samme periode forventninger om innstramminger i pengepolitikken. Oljen som aktiva ble i 2020 mer interessant for investorene fordi oljeprisen er syklisk, og oljeetterspørselen var ventet å ta seg opp i årene fremover som følge av forventet bedring i verdensøkonomien. Dette gav også et potensiale for styrking av den norske kronen. Intuitivt ser det ut som det er en sammenheng mellom oljepris og NOK. Hva sier teorien om sammenhengen mellom oljepris og NOK?

Akram (2000) gjennomførte en empirisk analyse som viser sammenhengen mellom oljeprisen og kronekursen. Analysen viser at et oljeprisfall medvirker til en svekkelse av kronen, men sammenhengen er *ikke* lineær. Sammenhengen mellom oljeprisen og kronekursen er for eksempel svakere eller ikke-eksisterende dersom oljeprisen er mellom 12-20 USD per fat. Ellen (2016) undersøkte sammenhengen mellom vektet gjennomsnittlig norsk kronekurs mot kursen av de 44 viktigste handelspartnere og prisen på et fat Brent olje målt i USD fra perioden 2001 til 2015. Resultatet viser at korrelasjonen mellom NOK og oljeprisendringene var ustabil, samt at større oljeprisendringer i perioden hadde hatt en signifikant større effekt på kronekursen enn

mindre prisendringer. Både Ellen (2016) og Akram (2000) definerte en egen terskelverdi for oljeprisen. Analysen viser at et fall i oljeprisen til under 75 USD hadde den største effekten på depresieringen av NOK. Bjørnstad & Jansen (2006) og Akram (2004) fant en sammenheng mellom NOK og oljepris både mot USD og EUR. Sammenhengen på lengre sikt er noe uklart.

Akram (2019) viser at en økning i oljeprisen på 10% styrket NOK med 0,8%, noe som samsvarer godt med Bernhardsen (2008) sitt tilsvarende estimat på 0,6%. Analysen viser at en oljeprisøkning medvirker til styrking av kronen, men sammenhengen er *ikke* lineær. Da oljeprisen i 2018 økte, fikk man ikke en appresiering av NOK. Oljeprisen alene kan derfor ikke forklare at kronekursen har holdt seg såpass svak de siste årene.

#### 5.4 Global usikkerhet sin påvirkning på råvarevalutaer

Innenfor finans betegnes volatilitet som et mål på risiko. Uro i finansmarkedene medfører at aktivaprisene fluktuerte mer. Ved økt markedsuro reduserer de store institusjonelle investorene risikoen ved å selge seg ut av aktiva i økonomier som ikke defineres som en «trygg havn». Dette fenomenet blir også betegnet som «flight to quality» (Gertler m.fl., 1996). Vi ser ofte en økt strøm av kapital til amerikanske statsobligasjoner/sertifikater dersom risikoviljen i markedet er fallende. Økt markedsrisiko medfører at investoren går ut av risikable investeringer som for eksempel olje og andre råvarer. Dette påvirker valutaen til typiske råvareøkonomier som eksempelvis Norge, Canada og Australia. Dette samsvarer også med Flatner (2009) som fant ut at investorene flyktet vekk fra den norske kronen under finanskrisen i 2008. Dette forklarer en kortsiktig kronesvekkelse, men ikke en langvarig svekkelse.

## 6. Instrumenter i valutamarkedet

Når valutaeksponeringen er identifisert, har bedriften muligheter til å avlaste risikoen i markedet ved hjelp av ulike instrumenter. I dette kapitlet ser vi på hvilke finansielle lineære instrumenter vi har til disposisjon for å risikostyre valutaeksponeringen. Ikke-lineære instrumenter blir ikke omtalt i denne oppgaven.

## 6.1 Spothandel

Det er vanlig å definere en spotforretning som en handel med hurtig oppgjør eller med oppgjør «kontant» (Payne , 1999). En definisjon av valutaspothandel er en transaksjon mellom to parter om kjøp og salg av et valutabeløp med fysisk levering to virkedager etter avtaleinngåelsen. Det er viktig å vite hvilken valuta man uttrykker prisen i. Det er vanlig å betrakte den fremmede valutaen som en vare som kan kjøpes og selges. I Norge og i de fleste andre land er den lokale valutaen prisen. Den fremmede valutaen defineres som basisvaluta (unntaket er Storbritannia som ofte bruker GBP som basisvaluta) (Norges Bank, 2020). Eksempelvis er USD/NOK priset til 9 kr. Det vil si at vi må betale 9 NOK for 1 USD. I forbindelse med spot-forretninger er det spotdatoen som vil fungere som valuteringsdag. Valuteringsdagen er alltid to virkedager etter at transaksjonen gjennomføres. Avtales det en valuteringsdag lenger ut i tid enn to dager, blir valutaforretningen definert som en forward-forretning.

## 6.2 Forward kontrakt

En forwardkontrakt (også omtalt som FX - outright) er en avtale mellom to parter om kjøp eller salg av et valutabeløp på et fremtidig tidspunkt. En forwardkontrakt er aktuelt for bedrifter som ønsker å kurssikre sine fremtidige innbetalinger eller utbetalinger i en gitt valuta. Forwardkursen avtales når avtalen inngås. Forretningen gjøres først opp ved forfallstidspunktet og får dermed ingen likviditetseffekt før oppgjørsdagen.

Fordeler med en forwardforretning kan oppsummeres slik:

1. Dersom en bedrift har forpliktelser eller fordringer som medfører valutarisiko, kan kursrisikoen på en fremtidig kontantstrøm avdekkes på et tidlig tidspunkt ved bruk av forwardforretninger. Prisen på valutaen vil dermed være kjent. Bedriften får dermed et sikkert grunnlag for å foreta sine disposisjoner, og har muligheten for å drive en mer sikker resultat- og likviditetsplanlegging.
2. Ved bruk av FX-forward forekommer oppgjøret på et gitt tidspunkt i fremtiden. Transaksjonen har dermed ingen innvirkning på de impliserte partenes likviditet.



3. Likviditeten i terminmarkedet gir bedre priser ved bruk av forward enn ved reelle innlån/plasserings-alternativer, som kan være et alternativ til en forward.
4. Forwardmarkedet er i dag svært effektivt og tilgjengelig; markedet er i stand til å omsette større beløp 24 timer i døgnet. Dette gjelder ikke bare de tradisjonelle periodene på 1, 2, 3, 6 og 12 måneder, men også for såkalte «broken dates<sup>15</sup>». En forwardhandel med forfall utover 12 måneder er også mulig.

En benytter dekket renteparitet for prising av valutaforwarder (Bessembinder, 1991). Ved utregning av forwardkursen benyttes følgende formel som vi kjenner fra dekket renteparitet:

$$F = S * \frac{1 + r_h}{1 + r_u}$$

F = Forwardkurs

S = Spotkurs

$r_h$  = Rente<sub>NOK</sub>

$r_u$  = Rente<sub>utland</sub>

$$\text{Forwardkurs} = \text{Spotkurs} * \text{terminfradrag/tillegg}$$

Dagens forwardkontrakt skal være lik dagens spotkurs multiplisert med relativ rentedifferanse mellom de to valutaene. Dersom rentedifferansen er positiv, vil forwardkursen bli høyere enn spotkursen (forwardpremie). Dersom rentedifferansen er negativ, vil forwardkursen bli lavere (diskonto).

### 6.3 Futures

En futureskontrakt kan sammenlignes med en forwardkontrakt. En futureskontrakt på valuta er en avtale om kjøp/salg mellom to parter på et fremtidig tidspunkt til en forhåndsavtalt pris. En av fordelene med futures, er at clearinghuset går inn som et mellomledd. Clearinghuset blir dermed partenes kredittmotpart. Clearinghuset sørger for at kontaktvilkårene oppfylles. En annen

---

<sup>15</sup> Broken dates = Ikke standardiserte forfallsdatoer.

forskjell fra en forwardkontrakt er at daglig markedsavregninger blir avsatt på en clearingkonto. Ulempen kan være at partene merker likviditetseffekten på sin posisjon hver eneste dag frem mot oppgjørsmøtet. Gitt et velfungerende marked, vil prisen på futures konvergere mot spotprisen i leveringsperioden. Dette gjelder også for en forwardkontrakt (Henriksen, m.fl., 2000). Prisen på en futures skal være lik prisen på en forward gitt samme leveringstidspunkt (Hull, 2017).

## 6.4 Pengemarkedssikring

En pengemarkedssikring er en syntese av en forward. Ved å foreta steg 1-3 under, vil man kunne oppnå det samme som ved å handle en forward (Moosa, 2004). Utgangspunktet er at man har en betaling frem i tid som man ønsker å kurssikre. Steg i en sikringsprosess kan oppsummeres slik:

- 1) Selskapet har en løpende inngående kontantstrøm i USD og har en utgående skattebetaling i NOK i fremtiden, tidspunkt (T).
- 2) Vi konverterer USD til NOK med en valutaspotthandel i dag.
- 3) Vi setter det konverterte NOK beløpet på en bankkonto frem til forfallsdato (T). Når innskuddet forfaller på (T), kan betalingen foretas i NOK.

## 6.5 Valutasikring av salgsinnbetalingene i et oljeselskap - eksempel

Vi antar at bedriften kun kurssikrer sine fremtidige innbetalinger fra oljesalg med en valutaforward på kontraktstidspunktet for oljesalget. USDNOK relatert til skattebetalingen er fremdeles flytende siden skattemyndighetene legger til grunn USDNOK på oljelastens prisingstidspunkt. Forwardkursen fastsettes for en fremtidig periode til en fast kurs (markert som  $\overline{USDNOK}$ ). Oljelastens USDNOK-eksponering relatert til skattebetalingen er først kjent etter at oljelasten er ferdigpriset<sup>16</sup>. Forventet kontantstrøm på kontraktstidspunktet kan skrives som:

$$CF_{NOK} = Oljepris_{USD} * Volum * \overline{USDNOK} - (Oljepris_{USD} * Volum) * USDNOK * 0,78$$

---

<sup>16</sup> Vi antar at normpris er lik oljelastens salgpris.

En endring i kontantstrømmen som følge av en partiell endring i USDNOK gir denne eksponeringen:

$$\frac{\partial CF_{NOK}}{\partial USDNOK} = -(Oljepris_{USD} * Volum) * 0,78 < 0$$

En økning i USDNOK vil redusere  $CF_{NOK}$  siden skattebetalingen målt i NOK vil øke. Siden salgssinnbetalingen er valutakurssikret, vil en partiell endring i spotvalutakursen ikke endre kontantstrømmen fra oljesalget siden både valutakurs og oljepris blir oppfattet som konstante størrelser. En økning i USDNOK vil derimot øke skattegrunnlaget og dermed skatteutbetalingen. Skattemyndighetene tar ikke hensyn til at innbetalingene er kurssikret med en valutaforward, men legger til grunn spotvalutakursen i prisingsperioden ved beregning av skattegrunnlaget.

Siden valutarisikoen er knyttet til netto innbetaling i USD, vil også valutaeksponeringen være usikker frem til oljeprisen på den respektive oljelasten er fastsatt. Den endelige eksponeringen er faktisk ikke kjent før normprisen er fastsatt av Petroleumsprisrådet. Eksempelet ovenfor er inspirert av en reell hendelse rundt Saga Petroleum sin feilslåtte oljeprissikringsstrategi i 1991. Selskapet forward- sikret oljesalgene da første Gulfkrig startet, til en relativt lav pris mens skatten ble beregnet på grunnlag av realisert spotpris (normpris) som ble svært høy. Dette førte selskapet inn i en alvorlig likviditetsskvis (Kløgetvedt, 1998).

Vi har sett i dette kapittelet at oljeselskapene har mulighet til å benytte seg av instrumenter for valutasikring som forwards og futures eller en «syntese» av disse instrumentene. Sikring av en fremtidig kontantstrøm kan være utfordrende når skattereferanseprisen er realisert normpris. Realisert normpris blir fastsatt kvartalsvis ex. post på grunnlag av realiserte spotpriser.

## 7. Måling av valuta- og oljeprisisiko (totalrisiko)

Ved hjelp av en Value at Risk (VaR) - modell vil vi i dette kapittelet se på hvordan valutarisikoen bidrar til selskapets totale markedsrisiko. Et kvantitativt risikomål kan gjøre det lettere å forstå den totale markedsrisikoen i en bedrift. En måte å kvantifisere risiko på er å estimere et fremtidig tap med Value at Risk (VaR). VaR-metodikken muliggjør aggregering av risikoer fra forskjellige markedsrisikofaktorer. Et annet risikomål som er mye brukt, er Cash Flow at Risk (CFaR) som er en nær slektning til VaR. CFaR måler «maksimum shortfall» av

netto kontanter som genereres relativt til et spesifikt mål. Dette målet kan eksempelvis være en rapporteringsperiode (måned, kvartal eller år). Begge metodene er mye brukt for måling av totalrisiko. VaR-metodikken er mest brukt for å måle risiko knyttet til kortsiktig eksponering. Vi vil i denne oppgaven fokusere på VaR, siden transaksjonsrisikoen som vi skal måle, er definert som en kortsiktig eksponering.

Beslutning under usikkerhet er et kjent begrep innenfor fagområdet beslutningsanalyse. Knight (1921) satte et sterkt skille mellom risiko og usikkerhet. Risiko oppstår i en situasjon med målbar usikkerhet. Sannsynligheten for et utfall og dens fordeling må dermed være kjente størrelser. Usikkerhet brukes om en situasjon med ikke-målbar usikkerhet og vi kjenner derfor ikke sannsynlighetsfordelingen. Risiko kan også beskrives som en konsekvens av usikkerhet (Fevang, 2001).

Jorion (2007) definerer Value at Risk som:

***Forventet maksimalt tap til et gitt konfidensnivå over en gitt tidsperiode***

Vi ønsker å kvantifisere hvor mye oljeprodusenten kan tape av verdier fra hver markedsrisikofaktor, og hvor mye som kan tapes fra hele selskapsporteføljen til en gitt sannsynlighet. Det er tre ulike metoder for VaR-estimering:

- Parametrisk metode
- Historisk simulering
- Monte Carlo simulering

I denne oppgaven estimeres VaR-tallet ved hjelp av parametrisk VaR (også kalt Varians kovarians metode). Metodikken antar at avkastningen er normalfordelt. Dette vil redusere behovet for et stort datautvalg for å estimere VaR. Parameterne volatilitet og korrelasjon estimeres på grunnlag risikofaktorenes historiske avkastninger (Jorion, 2007). Vi bruker et datautvalg fra perioden 2016 - 2021 som grunnlag for parametersettingen i modellen.

## 7.1 Parametrisk VaR

For å estimere parametrisk- VaR følger man normalt seks ulike steg. Disse stegene er vist nedenfor i punkt a) til f):

a) Assetet skal verdsettes til «fair value»/markedspris

Assetet skal verdsettes til markedsprisen på beregningsdatoen.

b) Estimere volatilitet og korrelasjon mellom risikofaktorene

De historiske avkastningene i datautvalget kan brukes som estimat for fremtidig volatilitet og korrelasjon. Ved likevekta gjennomsnittsmetode for estimering av fremtidig volatilitet, kan det være et problem at den nyere historie ikke blir tilstrekkelig vektet. Er datahistorikken lang, vil de siste observasjonene ha mindre betydning for gjennomsnittet. Dette innebærer at den nyere historie ikke er mer vektet enn andre observasjoner i utvalget. Volatiliteten i aksjemarkedet blir sett på som autokorrelerte.

*“Large changes tend to be followed by large changes, of either sign, and small changes tend to be followed by small changes”*

*-Benoit Mandelbrot*

Aksjekursene er ikke autokorrelerte<sup>17</sup>, men avkastningenes volatilitet har en tendens til å være autokorrelerte (Mandelbrot, 1963). Metodikken med eksponentielt vektet glidende gjennomsnitt (EWMA) kan kompensere for problemet med likevektig og anbefales av RiskMetrics (1996). Noe av den samme effekten kan trolig oppnås ved å velge en relativt kort historikk som inneholder noen volatile perioder, eksempelvis året 2020. Det er også rimelig å anta at volatiliteten til avkastningen i valuta- og råvaremarkedene også er autokorrelerte.

c) Valg av konfidensintervall

Konfidensnivået sier noe om hvor stor sannsynlighet det er for at VaR- tallet er innenfor et gitt intervall (Løvås, 2013). Ved et konfidensnivå på 95% vil det estimerte VaR- tallet ligge innenfor et 95% konfidensintervall. Sannsynligheten for feil kalles for

---

<sup>17</sup> Autokorrelasjon er korrelasjon mellom nærstående måleverdier i tidsserien (UiO, 2021).

signifikansnivå. Ved et 95% konfidensintervall vil signifikansnivået være 5%. Ifølge teorien er det ingen grunn for at konfidensintervallet kan settes lavere eller høyere enn 95%. RiskMetrics anbefaler likevel et 95% konfidensnivå (RiskMetrics-Technical Document, 1996). Et konfidensintervall på 95% vil tilsvare 1,645 standardavvik.

d) Bestemme en holdingperiode

Dersom en ønsker å estimere hvor mye en kan tape for hver uke, velger man en ukentlig holdingperiode. Dersom en velger en lenger holdingperiode, vil risikoen være større. Ved estimering av holdingperiode er det viktig at dataene har en oppløsning (detaljnivå) som samsvarer med tidshorizonten til risikoberegningen. Det er også mulig å benytte dagsoppløsning, for deretter å skalere VaR- tallet opp til en ukes/måneds VaR- tall. Ulempen med denne metodikken er at høy volatilitet i VaR- estimatet vil være konstant høyt for hele skalerings-perioden (Rakkestad, 2002). En fordelaktig fremgangsmetode er å benytte seg av data som er tilpasset posisjonens holdingperiode (Alexander, 2007).

e) Estimerer VaR- tallet for hvert enkelt asset

I vårt eksempel er det seks ulike risikofaktorer: Brent datert, NBP, TTF, USDNOK, GBPNOK og EURNOK. VaR-tallet for hver risikofaktor til et 95% konfidensnivå beregnes slik:

$$VaR_{Risk\ faktor\ X} = Volum * Pris * Valutakurs * Volatilitet_{Risk\ faktor\ X} * 1,645$$

Utrykket ovenfor beskriver VaR for risk faktor X. For å finne VaR- tallet til et 95% konfidensnivå, må man multiplisere med 1,645 (antall standardavvik).

f) Beregne total VaR for porteføljen

Portefølje VaR<sub>P</sub> kan skrives på denne måten:

$$VaR_P = \sqrt{w^T * \Omega * w}$$

VaR for porteføljen kan kalkuleres ved å multiplisere de tre komponentene: søyle vektor  $w$  som i dette eksempelet består av seks individuelle VaR-tall (ett for hver risikofaktor), korrelasjonsmatrisen mellom avkastningen til porteføljens seks risikofaktorer  $\Omega$  og den transponerte søylevektoren (rad vektoren)  $w^T$ . Beregningen kan visualiseres slik:

$$\text{VaR}_P = \sqrt{[w_1 \ w_2 \ w_3 \ w_4 \ w_5 \ w_6] * \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \cdots & \sigma_{16} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sigma_{61} & \cdots & \sigma_{66} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \\ w_4 \\ w_5 \\ w_6 \end{bmatrix}}$$

## 7.2 Dekomponering av VaR-estimatet

Ved dekomponering av parametrisk-VaR kan man lett få en intuitiv forståelse for hvor mye hver risikofaktor bidrar til totalrisikoen. Komponent VaR (KVaR) er et mål som sier noe om hvor mye hver risikofaktor bidrar til portefølje- VaR. Skal vi estimere KVaR, må vi først kalkulere marginal VaR. En definisjon av marginal VaR er endring i portefølje-VaR som følge av en marginal endring i posisjon  $i$ . Formelt kan dette skrives slik:

$$\partial \text{VaR}_i = \frac{\partial \text{VaR}}{\partial x_i} = \alpha * (\beta * \sigma_p) = \frac{\text{VaR}}{W} * \beta_i$$

En marginal endring i  $\text{VaR}_i$  er lik portefølje- VaR dividert med totalposisjonen  $W$  multiplisert med beta til risikofaktor  $i$ . Beta ( $\beta_i$ ) kan uttrykkes på denne måten:

$$\beta_i = W * \frac{\Omega * w}{(w^T * \Omega * w)}$$

$W$  er totalposisjonen til porteføljen,  $\Omega$  er definert som kovariansmatrisen, posisjonsvektoren  $w$  og  $w^T$  er den transponerte posisjonsvektoren.

Komponent VaR (KVaR) kan skrives som et produkt av Marginal VaR for posisjon  $i$  multiplisert med tilhørende posisjon:

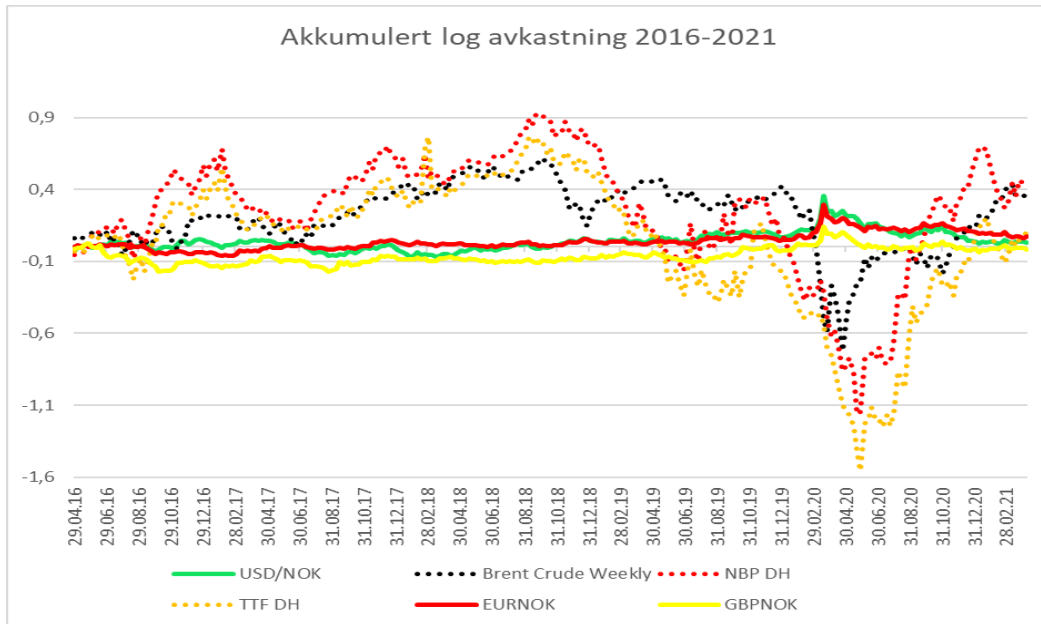
$$KV\text{aR} = \text{Marginal VaR}_i * \text{Posisjon}_i$$

Summen av alle komponent-VaR må naturligvis bli selskapets portefølje-VaR.

### 7.3 Datautvalg for VaR- analysen

Bruk av historiske data ved estimering av modellparameterne er vanlig i risikomodellering. Formålet med en tidsserieanalyse som skal brukes til risikoestimering, er å gjenskape den underliggende datagenererte prosess (DGP). Finansielle tidsserier er stokastiske og er vanskelige å predikere. Hvis vi skal lage en god modell som skal predikere fremtidig risiko, er målet å lære om karakteristikene til den underliggende DGP. I vårt datasett finnes det tidsserier for råvareprisene Brent Crude, TTF Day Ahead (gasspris Nederland) og NBP Day Ahead (gasspris England), USDNOK, EURNOK, og GBPNOK. Datautvalget for analysen er hentet fra Reuters Eikon. Vi benytter tidsseriedata med ukentlig oppløsning fra perioden april 2016 til april 2021. Logaritmisk avkastning av risikofaktorene er grunnlaget for å beregne volatilitet og korrelasjon. De akkumulerte historiske log- avkastningene for de ulike risikofaktorene er vist i figuren under for å få et begrep om risikofaktorenes egenskaper.





*Figur 3* viser akkumulert logaritisk avkastning for olje- og gasspriser samt tilhørende valutakurser mot NOK (ukentlig oppløsning). Tidsperioden for datasettet er 2016-2021. Visuelt ser vi at risikoen til de tre valutaparene er lav i forhold til risikoen til olje og gassprisene.

Visuelt kan det se ut som om avkastningene til råvareprisene trolig er mer autokorrelerte enn avkastningen til valutaen. I starten av pandemien (mars 2020) opplevde man en svekket råvarepris samtidig som NOK svekket seg mot både USD og EUR. Ettersom råvareprisene steg utover sommeren 2020, styrket kronen seg igjen.

I tabell 2 ser vi nøkkeltall fra tidsseriene som er brukt i analysen. Den høye kurtosen<sup>18</sup> indikerer fete haler i fordelingene. En høy JB-estimator forteller oss at dataene ikke er helt normalfordelte.

	Brent Crude Weekly	NBP DH	TTF DH	USDNOK	EURNOK	GBPNOK
<b>Gjennomsnitt</b>	0,0013	0,0017	0,0004	0,0001	0,0003	-0,0001
<b>Median</b>	0,0047	-0,0008	-0,0037	0,0012	-0,0005	-0,0003
<b>Maksimum</b>	0,3190	0,3663	0,3778	0,1619	0,1296	0,1017
<b>Minimum</b>	-0,2630	-0,2858	-0,3567	-0,1127	-0,0809	-0,0480
<b>Std.avvik</b>	0,0579	0,0825	0,0841	0,0193	0,0145	0,0155
<b>Skewness</b>	-0,2172	0,7746	0,8564	1,6926	2,4288	0,9326
<b>Kurtose</b>	7,3583	3,3666	4,6385	23,0489	28,2247	7,1740
<b>Jarque-Bera</b>	585	129	240	5 764	8 661	565
<b>Observasjoner</b>	259	259	259	259	259	259

*Tabell 2: Tabellen viser nøkkeltall for modellens risikofaktorer som inngår i analysen, estimert fra datautvalget 2016-2020. Dataene har ukedagpløsing. Den høye kurtosen indikerer at fordelingene har fete haler. Vi ser at dataene ikke er normalfordelte siden JB estimatoren er veldig høy.*

#### 7.4 Modell for parametrisk VaR - Eksempel 1.

I dette eksempelet settes det opp en parametrisk VaR- modell for en portefølje med seks risikofaktorer som olje- og gassprodusenten er eksponert for. Målet for analysen er å vise hvordan valutarisikoen påvirker total porteføljerisiko. I analysen antar vi følgende:

- Dato for estimering for VaR er 09. april 2021. På denne datoen ønsker vi å estimere markedsrisikoen til et virtuelt oljeselskap.
- Det er seks risikofaktorer i porteføljen: Oljepris, Gasspris UK, Gasspris Nederland, USDNOK, GBPNOK og EURNOK
- Vi fokuserer kun på selskapets transaksjonseksposering. Derfor ser vi bort fra markedets terminstruktur.
- Vi antar at man er transaksjonseksposert for en oljelast med Brent Crude på 1mill fat samt to batcher gass på 600 000 BTU som prises TTF og NBP. Gass måles i British Terminal Unit (BTU).
- Modellen er kalibrert på grunnlag av historiske log-avkastninger for de seks risikofaktorene i perioden 2016-2021.

<sup>18</sup> Kurtose defineres som fjerde standardmoment av forventet verdi. Den måler spissheten til fordelingen. En normalfordeling har en kurtose på 3. Dersom kurtosen er større enn 3, er dette et tegn på «fete haler» (DeCarlo, 1997).

- Vi antar et 95% konfidensintervall (1,645 standardavvik).
- Holdingperiode: 1 uke.

Den individuelle VaR-estimeringen for de seks risikofaktorer er oppsummert i tabell 3:

2016-2021	Volum	Pris Kurs	Value of asset	Std. Dev.	VaR
<b>Brent Crude</b>	1 000 000	60	492 000 000	5,79%	46 880 287
<b>TTFDH</b>	600 000	50	304 500 000	8,41%	42 098 518
<b>NBPDH</b>	600 000	50	330 000 000	8,25%	44 788 176
<b>USDNOK</b>		8,2	492 000 000	1,93%	15 654 009
<b>GBPNOK</b>		11	330 000 000	1,55%	8 428 846
<b>EURNOK</b>		10,15	304 500 000	1,45%	7 274 026

*Tabell 3. Individuell VaR for hver enkelt risikofaktor til et 95% konfidensnivå. Det individuelle VaR- tallet forteller hvor mye vi kan forvente å tape i løpet av en uke, gitt et 95% konfidensnivå. Volumene for olje er fat og for gass British Terminal unit (BTU).*

Første kolonne i tabell 3 viser de ulike risikofaktorene i porteføljen. Andre kolonne viser olje- og gassvolumene som vi antar er transaksjonseksponeerte. Tredje kolonne viser olje- og gasspriser samt valutakurser på estimeringstidspunktet. Fjerde kolonne viser verdien av «asset» som er grunnlaget for VaR beregningen. Kolonne fem viser det estimert standardavviket til de ulike risikofaktorene. Kolonne seks viser de individuelle VaR-estimatene for hver risikofaktor.

Det individuelle VaR- tallet for risikofaktoren Brent Crude kan uttrykkes som:

$$VaR_{Brent} = Volum * Brent \text{ dated} * USDNOK * Volatilitet_{Brent \text{ dtd}} * 1,645$$

Numerisk estimeres VaR for Brent Crude slik:

$$VaR_{Brent} = 1 \text{ mill fat} * 60 \text{ USD} * 8,2 * 0,0579 * 1,645 = 46,88 \text{ mill NOK}$$

VaR-tallet for Brent Crude er produktet av oljevolum, pris, volatilitet og antall z-skår til et gitt 95 % konfidensnivå som er 1,645. VaR-tallet er så langt uttrykt i USD. Deretter konverteres USD -

beløpet til NOK. En tilsvarende fremgangsmåte er også brukt for å beregne oljelastens valutaeksponering:

$$VaR_{USDNOK} = Volum * Brent\ dtd * USDNOK * Volatilitet_{USDNOK} * 1,645$$

Ved hjelp av tallene i det numeriske eksempelet i tabell 3 blir beregningen slik:

$$VaR_{USDNOK} = 1\ mill\ fat * 60\ USD * 8,2 * 0,0193 * 1,645 = 15,65\ mill\ NOK$$

Vi ser at VaR beregningen for oljeprisrisikoen og USDNOK- risikoen har samme startpunkt.  $1\ mill\ fat * 60\ USD * 8,2 = 492\ mill\ NOK$ . Denne størrelsen blir definert som «Value of asset.»

En tilsvarende beregning blir gjort for de to gasseksponeringene NBP og TTF med tilhørende valutaeksponering:

$$VaR_{Gass\ UK} = Volum * Gasspris_{NBP} * GBPNOK * Volatilitet_{Gasspris\ NBP} * 1,645$$

$$VaR_{Gass\ Nederland} = Volum * Gasspris_{TTF} * EURNOK * Volatilitet_{TTF} * 1,645$$

$$VaR_{GBPNOK} = Volum * Gasspris_{NBP} * GBPNOK * Volatilitet_{GBPNOK} * 1,645$$

$$VaR_{EURNOK} = Volum * Gasspris_{TTF} * EURNOK * Volatilitet_{EURNOK} * 1,645$$

Korrelasjonsmatrise 2016-2021						
	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
BrentCrude	1,00	0,13	0,08	-0,43	-0,34	-0,52
TTFDH	0,13	1,00	0,73	-0,02	-0,04	-0,05
NBPDH	0,08	0,73	1,00	-0,06	-0,06	-0,03
USDNOK	-0,43	-0,02	-0,06	1,00	0,69	0,87
GBPNOK	-0,34	-0,04	-0,06	0,69	1,00	0,70
EURNOK	-0,52	-0,05	-0,03	0,87	0,70	1,00

Tabell 4. Korrelasjonsmatrise mellom modellens ulike risikofaktorer. Korrelasjonene er estimert på grunnlag av datautvalget 2016-2021.

Fra tabell 4 ser vi at gassprisene er lite korrelerte med olje. Man skulle tro at gass- og oljepriser er mer korrelerte siden både olje og gass er hydrokarboner. Likevel stemmer dette ikke overens med vårt datautvalg. Gassprisene er også lite korrelerte med modellens tre valutapar.

Estimeringen av Portefølje- VaR kan oppsummeres med en enkel tabell:

<b>Significance level</b>	<b>5 %</b>
<b>Normal dist. Value</b>	<b>1,645</b>
<b>Standard Deviation</b>	<b>57 494 183</b>
<b>Worse Case VaR</b>	<b>165 123 863</b>
<b>VaR</b>	<b>94 569 515</b>

VaR- tallet for totalporteføljen er estimert til 94,5 mill NOK. Dette forteller hvor mye man kan tape i løpet av en uke til et gitt 95% konfidensnivå. Summen av de individuelle VaR-tallene er definert som «worst case VaR» og er estimert til 165 mill NOK. I et slikt tilfelle er korrelasjonen lik 1 mellom risikofaktorene. Porteføljeeffekten er differansen mellom summen av de individuelle VaR-estimatene og portefølje - VaR. I dette eksempelet er porteføljeeffekten estimert til 71 mill NOK (165 mill – 94 mill).

<b>VaR råvarer</b>	<b>97 895 834</b>
<b>VaR valuta</b>	<b>28 906 397</b>

Beregner vi VaR kun for råvareporteføljen (risikofaktorene Brent-Crude, TTF og NBP), får vi et VaR-estimat på 97,9 mill NOK. En isolert valutaportefølje har et VaR-estimat på 29 mill NOK. Hvorfor påvirker ikke valutaporteføljen totalrisikoen i større grad enn det den gjør? Forklaringen finner vi trolig når vi dekomponerer VaR- tallet (Komponent VaR).

2016-2021	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
Posisjon	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000
Beta	1,02	2,78	2,66	0,03	0,03	-0,01
Marginal VaR	0,0430	0,1168	0,1116	0,0014	0,0012	-0,0002
Component VaR	21 134 441	35 557 920	36 844 164	686 449	411 624	-65 083
Component VaR %	22,348	37,600	38,960	0,726	0,435	-0,069

*Tabell 5 viser marginal- og komponent VaR for risikofaktorene i modellporteføljen. Komponent VaR forteller hvor mye hver risikofaktor bidrar til portefølje VaR. Vi ser at komponent VaR for de tre valutaparene er svært lav. Årsaken til dette er den lave betaen de tre valutaparene har mot totalporteføljen.*

Komponent VaR (KVaR) forteller noe om hvor mye hver enkel risikofaktor tilfører av risiko til portefølje VaR. Råvarene olje og gass bidrar med omtrent 98% av risikoen. Den resterende andelen på 2% kommer fra valutarisiko. Kurssikrer vi valutarisikoen, vil porteføljerisikoen kun endres marginalt. Dette skyldes at valutaparene i porteføljen har en lav kovarians til restporteføljen (beta-verdi rundt null) og bidrar med lite risiko til totalporteføljen. Hva kan marginal- og komponent VaR brukes til i praktisk porteføljeforvaltning? Dersom selskapet ønsker å prissikre risikofaktorene, kan komponent - VaR rangeres etter størrelse, og deretter kan en velge å prissikre de risikofaktorene som bidrar mest til portefølje-VaR (Jorion, 2007). En alternativ måte å beregne marginal - og komponent VaR er vist i vedlegg 8.

## 7.5 Modell for parametrisk VaR - Eksempel 2.

Det kan være en utfordring å kalibrere modellen for alle tenkelige situasjoner som kan oppstå i markedet. Derfor kan det være fornuftig å supplere en tradisjonell VaR-estimering med en «stress test». I dette eksempelet har vi endret det historiske datautvalget til pandemiåret 2020 og bruker dette uvanlige året som «stress test». Dette året var preget av store markedsfluktasjoner og usikkerhet. Risikofaktorene, metodikken og forutsetningene er de samme som vist i eksempel 1.

2020	Volum	Pris Kurs	Value of asset	Std. Dev.	VaR
<b>Brent Crude</b>	1 000 000	60	492 000 000	10,38 %	83 987 646
<b>TTFDH</b>	600 000	50	304 500 000	11,71 %	58 647 812
<b>NBPDH</b>	600 000	50	330 000 000	12,08 %	65 559 665
<b>USDNOK</b>		8,2	492 000 000	3,59 %	29 043 323
<b>GBPNOK</b>		11	330 000 000	2,20 %	11 931 276
<b>EURNOK</b>		10,15	304 500 000	2,75 %	13 789 941

*Tabell 6 viser at volatiliteten har økt betydelig fra eksempel 1. Dette påvirker det individuell VaR-estimatet for hver enkelt risikofaktor. Det individuelle VaR-estimatet viser hvor mye man kan tape i løpet av en uke til et 95% konfidensnivå.*

Vi ser at volatiliteten for alle risikofaktorer har blitt fordoblet i forhold til estimeringene i eksempel 1. Dette medfører også at de individuelle VaR-estimatene har blitt fordoblet.

Korrelasjonsmatrise 2020						
	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
<b>BrentCrude</b>	1,00	0,26	0,21	-0,47	-0,48	-0,57
<b>TTFDH</b>	0,26	1,00	0,86	-0,06	-0,04	-0,07
<b>NBPDH</b>	0,21	0,86	1,00	-0,11	-0,06	-0,08
<b>USDNOK</b>	-0,47	-0,06	-0,11	1,00	0,88	0,95
<b>GBPNOK</b>	-0,48	-0,04	-0,06	0,88	1,00	0,88
<b>EURNOK</b>	-0,57	-0,07	-0,08	0,95	0,88	1,00

*Tabell 7 viser korrelasjonsmatrise mellom modellens ulike risikofaktorer for år 2020.*

Fra tabell 7 ser vi at de tre valutaparene er negativt korrelerte med oljeprisen, mens det er ingen korrelasjon til gassprisene.

<b>Significance level</b>	<b>5 %</b>
<b>Normal dist. Value</b>	<b>1,645</b>
<b>Standard Deviation</b>	<b>93 196 737</b>
<b>Worse Case VaR</b>	<b>262 959 663</b>
<b>VaR</b>	<b>153 294 990</b>

Modellen viser at VaR- tallet for totalporteføljen er nå 153 mill NOK. Summen av de individuelle VaR- tallene som kan defineres som «worst case VaR», er 262 mill.

Diversifiseringseffekten er differansen mellom «worse case VaR» og portefølje- VaR og er estimert til 109 mill. Den markante økningen i VaR- tallet (i forhold til eksempel 1) kan forklares ved høyere volatilitet og korrelasjon mellom risikofaktorene. Dette gir derfor høyere risiko i porteføljen.

<b>VaR råvarer</b>	<b>162 095 357</b>
<b>VaR valuta</b>	<b>53 271 714</b>

VaR for råvareporteføljen er estimert til 162 mill, mens VaR-tallet for valutaporteføljen er estimert til 53,2 mill. Valutaposisjonene vil normalt sees på som en naturlig sikring av råvareposisjoner siden de er negativt korrelerte med endringene i oljeprisen. Resultatet viser likevel at valutarisikoen ikke bidrar så mye til totalrisikoen. Dekomponerer vi VaR - tallet, får vi dette resultatet:

<b>2020</b>	<b>BrentCrude</b>	<b>TTFDH</b>	<b>NBPDH</b>	<b>USDNOK</b>	<b>GBPNOK</b>	<b>EURNOK</b>
Posisjon	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000
Beta	1,40	2,47	2,46	0,01	0,01	-0,02
Marginal VaR	0,095	0,168	0,167	0,001	0,001	-0,001
Component VaR	46 876 170	51 080 395	55 135 141	420 794	238 596	-456 107
Component VaR %	30,58	33,32	35,97	0,27	0,16	-0,30

*Tabell 8 viser marginal- og komponent VaR for risikofaktorene i modellporteføljen.*

Råvareprisene (olje og gass) bidrar med 99% av risikoen. Den resterende andelen på under 1% kommer fra valutarisiko. Valutakursrisikoens bidrag til portefølje - VaR har ikke endret seg nevneverdig (fra eksempel 1) selv om datautvalget fra pandemiåret 2020 er brukt som estimeringsgrunnlag.

Med eksemplene i dette kapitlet som bakteppe ser det ut som råvarepriserisikoen (olje og gass) overskygger valutarisikoen. I mars 2020 hadde vi et markant fall i råvareprisen samtidig som USD styrket seg mot NOK. En prissikring av valutakursen ville i dette tilfellet redusert innbetalingene i NOK fra olje - og gassalget. Når man virkelig trenger en nedsidebeskyttelse, kan



det se ut som om valutakurs og råvarepriser er motsykliske. Estimerer vi korrelasjonene over en lenger tidsperiode, ser det ut som denne negative korrelasjonen mellom valutakurs og råvarepriser reduseres. Til tross for at oljepris og valutakurser er negativt korrelerte ser det ut som valutarisikoen sitt bidrag til total VaR er svært begrenset. Dette skyldes valutaparenes lave volatilitet og dens lave korrelasjon til gassprisendringene. Dette gir sitt utslag i lav beta for modellens tre valutapar.

## 8. Estimering av eksponering ved hjelp av regresjon

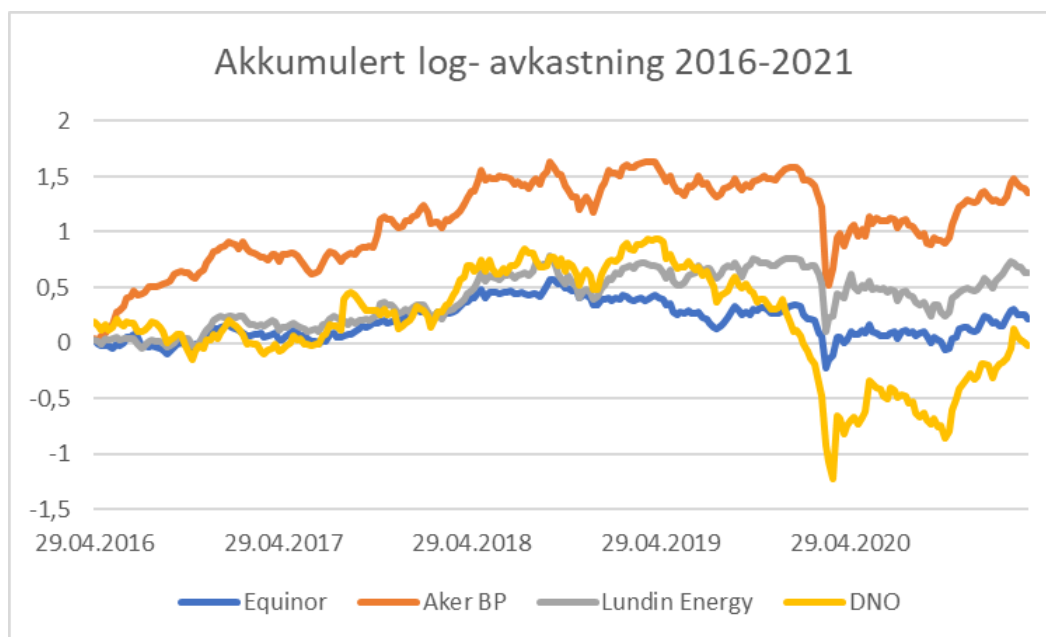
I oppgavens neste kapittel vil vi undersøke om fire utvalgte oljeselskaper på NCS er eksponert mot valutakurser sett fra utsiden av selskapene. Vi har sett i kapittel 2 at eksponering kan defineres som endring i selskapsverdi ved en marginal endring i en gitt risikofaktor. En marginal endring i en gitt risikofaktor vil endre selskapets kontantstrøm som igjen vil endre selskapets aksjekurs. Dette forutsetter effisiente markeder. En endring i aksjekursen ( $V$ ) kan skrives som en lineær funksjon av endring i en gitt risikofaktor som f.eks. USDNOK:

$$\Delta V = a + b\Delta USDNOK$$

Sensitiviteten i aksjekurs ( $V$ ) ved endring av USDNOK vil bli reflektert med koeffisienten ( $b$ ). Denne sensitiviteten er nettopp selskapets USDNOK eksponering. I den virkelige verden vil ikke aksjekursen bli endret av bare en risikofaktor, men av flere risikofaktorer som i ulik grad påvirker aksjekursen. Dette leder oss til multippel regresjon. I analysen ønsker vi å finne svar på om selskapenes aksjekursavkastninger påvirkes av endringer i valutakurser og oljepris. Oljepris tas med som en variabel for systematisk oljeprisrisiko. Oljepris er også en variabel som er viktig for å forstå selskapenes totalrisiko siden oljeprisen trolig er oljeprodusentenes største markedsrisikofaktor. Datautvalget som vil være grunnlaget for analysen, beskrives i kapittel 8.1. Deretter brukes en lineær multippel regresjonsmodell for å finne svar på om fire utvalgte oljeprodusenter på NCS er eksponert mot valutakursendringer.

## 8.1 Datautvalg for regresjonsanalysen

Vi tar utgangspunkt i datasettet som vi brukte for Value at Risk analysen i kapittel 7. I tillegg legger vi til historiske aksjekursavkastninger fra de fire utvalgte oljeselskaper på NCS, Equinor, Aker BP, Lundin og DNO. Disse selskapene er beskrevet i vedlegg 6. Disse fire aksjekursavkastningene defineres som avhengige variabler i regresjonsanalysen.



*Figur 4* viser akkumulert logaritmiske aksjekursavkastningen fra de fire oljeprodusentene Equinor, Aker BP, Lundin og DNO. Våren 2020 falt avkastningen markant. Avkastningene tok seg opp igjen utover sommeren og høsten 2020. Hva er driverne for endringene i aksjekursen? Kan valutakursene forklare noe av endringene i aksjeavkastningene?

### Korrelasjonsmatrise av datautvalget 2016-2021

	Equinor	AkerBP	Lundin	DNO	EURNOK	GBPNOK	USDNOK	BrentCrude
Equinor	1,00							
AkerBP	0,79	1,00						
Lundin	0,81	0,81	1,00					
DNO	0,69	0,69	0,64	1,00				
EURNOK	-0,32	-0,50	-0,23	-0,34	1,00			
GBPNOK	-0,17	-0,30	-0,11	-0,21	0,70	1,00		
USDNOK	-0,22	-0,41	-0,16	-0,29	0,87	0,69	1,00	
BrentCrude	0,59	0,62	0,52	0,63	-0,52	-0,34	-0,43	1,00

*Tabell 9* viser korrelasjonen mellom variablene i datasettet fra 2016-2021 (ukentlig oppløsning). Vi ser at avkastningene fra aksjekursen er negativt korrelert med avkastningen til de tre valutaparene. Aksjekursavkastningene er positivt korrelert med oljepris.

Korrelasjonsmatrisen ovenfor viser sammenhengen mellom aksjekursavkastningen til de fire oljeprodusentene, oljepris og valutakurser. Korrelasjonen mellom avkastningene til oljeprodusentenes aksjeavkastning og avkastningen til Brent Crude ligger mellom 0,52 og 0,63. Vi ser også at aksjekursavkastningen er negativt korrelert med valutakursene. Aksjekursavkastningen til Aker BP er mest negativt korrelert med valutakursene.

## 8.2 Multippel regresjonsanalyse

Graden av kompleksitet i en regresjonsanalyse er i stor grad avhengig av antall forklaringsvariabler. Vi definerer  $Y$  som den avhengige variabelen og  $X_1 - X_k$  som uavhengige variabler. Sammenhengen mellom  $X_i$  og  $Y$  kan illustreres ved følgende ligning som beskriver  $X_i$  sin påvirkning på  $Y$  til en gitt populasjon:

$$Y_t = \alpha + \beta_1 X_1 + \dots + \beta_k X_k + u_t$$

$\alpha$  er konstantleddet, og koeffisientene  $\beta_1 - \beta_k$  måler marginal effekt på  $Y$  når variabel  $X_i$  endres med en marginal enhet, gitt at de andre variable holdes konstante. Ved bruk av minste kvadrats metode (se vedlegg 1) kalkuleres alle koeffisientene samtidig slik at  $\sum_{i=1}^n (y - \beta_0 - \beta_1 X_1 - \beta_k X_k)$  blir minimert. Feilleddet  $u_t$  fanger opp den tilfeldige gjenværende variasjonen i  $Y$ . Som oftest har en ikke data for en hel populasjon og må derfor bruke et utvalg for å estimere de uavhengige variabelenes påvirkning på  $Y$ . Modellen vil dermed illustrere at variablene er basert på et utvalg med notasjonen «hatt»:

$$\hat{Y}_t = \alpha + \hat{\beta}_1 X_1 + \dots + \hat{\beta}_k X_k + u_t$$

Modellen består av den avhengige variabelen  $\hat{Y}$  som representerer aksjekursen til petroleumsselskapet  $i$ . Aksjekursen, eller bedriftens kontantstrøm, forklares gjennom konstanten ( $\alpha$ ) og helningskoeffisientene  $\hat{\beta}_i$  som viser hvor mye gjennomsnittsverdien av  $\hat{Y}_i$  øker/avtar ved endring av de uavhengige variablene  $X_k$ .  $\hat{\beta}_i$  kan sees på som et estimat for aksjens markedsrisiko fra råvarepris eller valutakursene som selskapet trolig er eksponert mot. I analysen er endring i aksjekursene for petroleumsselskapene Equinor, Aker BP, Lundin og DNO avhengige variabler, mens Brent Crude, USDNOK, EURNOK og GBPNOK er uavhengige variabler.

$Y_i$  = Logaritmisk avkastning av aksjekursen for oljeselskapene Equinor, Aker BP, Lundin og DNO.

$X_1$  = Logaritmisk avkastning av Brent Crude

$X_2$  = Logaritmisk avkastning av USDNOK

$X_3$  = Logaritmisk avkastning av EURNOK

$X_4$  = Logaritmisk avkastning av GBPNOK

Det er viktig at datautvalget reflekter den underliggende datagenererte prosess. Dette er med på å styrke troverdigheten til resultatet i regresjonsmodellen. Et sett med forutsetninger må være oppfylt i tillegg til standardforutsetningene for OLS, som er beskrevet i vedlegg 2.

Rasjonale bak valgte uavhengige variabler er at oljeprisen er den dominerende driveren på inntektsiden. Innbetalingsstrømmene vil være i USD, GBP og EUR. Når det gjelder kausalitet, er det rimelig å anta at valutakursendringen påvirker innbetalingsstrømmen til en eksportør målt i NOK siden eksportinntektene vil påvirkes av valutakursen. Hvorvidt den direkte valutaeffekten kommer i skyggen av andre dominerende effekter vil bli drøftet.

Det er viktig å velge ut de riktige forklaringsvariablene som skal være med i modellen. Det finnes ikke noe fasitsvar for hvordan vi skal gjøre et slikt valg, men vi velger å foreta en «stepwise forward regression» hvor vi stegvis inkluderer en ny uavhengig variabel. Vi starter med den uavhengige variabelen som har størst forklaringskraft og deretter legger vi til en ny uavhengig variabel for å teste ut om modellen øker sin forklaringskraft.

Modellens forklaringskraft kalkuleres ved hjelp av justert  $R^2$ , som viser hvor stor andel av variasjonen i  $Y$  som kan forklares av variasjon i de uavhengige variablene som inngår i modellen. Justert  $R^2$  er en størrelse mellom 0 og 1. Justert  $R^2$  defineres som 1 subtrahert den kvadrerte summen av alle residualene dividert på summen av kvadrerte  $Y_i$

$$\text{Justert } R^2 = 1 - \frac{\sum u_i^2 / (N - k)}{\sum Y_i^2 / (N - 1)}$$

I en multippel regresjonsanalyse er det viktig å kontrollere modellen for multikollinearitet. Dette er en tilstand som eksisterer når de uavhengige variablene er korrelerte med hverandre.

Hypotetisk er det rimelig å anta at det er multikollinearitet mellom råvarepriser og valutakurser i tillegg til multikollinearitet mellom de ulike valutakursene. Multikollinearitet kan føre til at det overordnede resultatet er signifikant, noe som medfører til høy justert  $R^2$ . Mer om testing av multikollinearitet i vedlegg 5.

Selv om en gitt, estimert beta-koeffisient er større enn null så kan årsaken være en ren tilfeldighet. Dette kan skyldes at metode eller utvalg ikke gjenspeiler den underliggende beta-koeffisienten i populasjonen. Statistisk signifikans uttrykker sannsynligheten for at de estimerte beta-koeffisientene ikke er de faktiske populasjonskoeffisientene. En nullhypotese ( $H_0$ ) kan defineres som  $\beta_i = 0$ , mens alternativ hypotesen ( $H_A$ ) som  $\beta_i \neq 0$ . Et 5% signifikansnivå betyr at det er 5 % sannsynlighet for at den estimerte beta-koeffisienten ikke er den virkelige beta-koeffisienten for populasjon. For å finne ut om en beta-koeffisient er statistisk signifikant, altså om den estimerte beta-koeffisienten er signifikant større enn null, kalkuleres en testindikator for både t-test og F-test. T-testen tester signifikansen til hver beta-koeffisient i modellen, mens F-testen tester modellens «over all signifikans». I den videre stegvise regresjonsanalysen vil vi beregne både F-verdi og T-verdi, selv om vi primært ønsker å finne svar på om valutaparene bidrar til økt forklaringskraft i modellen.

### 8.2.1 Regresjonsanalyse steg 1.

I det første steget i regresjonsanalysen har vi valgt oljepris som uavhengig variabelen siden vi a priori vet at denne variabel har stor forklaringskraft. Regresjonsligningen kan skrives som:

$$\text{Avkastning aksje}_i = \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude})$$

I dette eksempelet skal en teste følgende nullhypotese:

$$H_0 : \beta_1 = 0$$

Nullhypotesen antar at det ikke er noen sammenheng mellom den uavhengige variabelen oljeprisavkastning og den avhengige variabelen aksjekursavkastning.

$$H_A : \beta_1 \neq 0$$

Alternativhypotesen antar at det er en sammenheng mellom den uavhengige variabelen (oljeprisavkastning) og den avhengige variabelen (aksjekursavkastning). Det antas at regresjonskoeffisienten er ulik null, og vi kan dermed verifisere en eksponering mot en gitt risikofaktor.

Resultat regresjonsanalyse steg 1:

År 2016-2021, Aksjekurser, oljepris				
	Dependent variable:			
	Equinor (1)	AkerBP (2)	LundinEnergy (3)	DNO (4)
BrentCrude	0.390*** (0.033)	0.703*** (0.056)	0.458*** (0.047)	0.876*** (0.067)
Constant	0.0004 (0.002)	0.004 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.001 (0.004)
Observations	259	259	259	259
R2	0.353	0.378	0.273	0.398
Adjusted R2	0.351	0.376	0.270	0.396
Residual Std. Error (df = 257)	0.031	0.052	0.043	0.062
F Statistic (df = 1; 257)	140.296***	156.362***	96.608***	170.036***
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01			

Tabell 10 viser regresjonsresultatet fra regresjonsanalyse 1. Regresjonskoeffisienten for Brent Crude er signifikant på 1% signifikansnivå. De fire utvalgte oljeselskapene har en adjusted-R<sup>2</sup> mellom 0,27 og 0,40.

Vi ser fra F-testen at modellen er signifikant på 1% nivå for alle de fire selskapene.

Nullhypotesen forkastes og alternativhypotesen om at regresjonskoeffisienten for oljepris er signifikant og aksepteres.

Justert-R<sup>2</sup> forteller oss hvor mye av variasjonen i aksjekursen som forklares av variasjonen i den uavhengige variabelen oljepris. Justert-R<sup>2</sup> er størst for DNO med 39% etterfulgt av Aker BP med 37%. Det at regresjonskoeffisienten for oljepris er signifikant for alle oljeselskapene, samsvarer godt med resultatene fra Park og Ratti (2008). For DNO vil en 10% økning i oljeprisen øke

aksjeverdien med 8,76%. Minst oljeprissensitiv er Equinor - aksjen. Equinor er trolig det selskapet som har mest diversifisert portefølje med betydelig produksjon internasjonalt som ikke nødvendigvis prises Brent. Selskapet har også stor raffineringkapasitet. Da vil selskapet også være eksponert mot prisene på raffinerte produkter, noe som også gir en diversifiseringseffekt.

### 8.2.2 Regresjonsanalyse steg 2.

I denne regresjonen har vi lagt til USDNOK som en ny uavhengig variabel. Den estimerte regresjonsligningen blir da:

$$\text{Avkastning aksje}_i = \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK})$$

Resultat regresjonsanalyse steg 2:

År 2016-2021, Aksjekurser, oljepris og USDNOK				
	Dependent variable:			
	Equinor (1)	AkerBP (2)	LundinEnergy (3)	DNO (4)
BrentCrude	0.400*** (0.036)	0.613*** (0.061)	0.489*** (0.052)	0.861*** (0.074)
USDNOK	0.075 (0.109)	-0.629*** (0.183)	0.211 (0.154)	-0.103 (0.223)
Constant	0.0003 (0.002)	0.004 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.001 (0.004)
Observations	259	259	259	259
R2	0.354	0.406	0.278	0.399
Adjusted R2	0.349	0.401	0.273	0.394
Residual Std. Error (df = 256)	0.031	0.051	0.043	0.063
F Statistic (df = 2; 256)	70.244***	87.414***	49.398***	84.866***
Note:	*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01			

*Tabell 11* viser regresjonsresultatet fra regresjonsanalyse 2. Regresjonskoeffisienten for Brent Crude er signifikant på 1% nivå. De fire utvalgte oljeselskapene har en adjusted-R<sup>2</sup> mellom 0,27 og 0,40. Siden justert-R<sup>2</sup> ikke øker ved å legge til en ny uavhengig variabel samtidig som F-stat går ned, tyder dette på at den nye variabelen har stor varians.

Vi ser fra F-testen at modellen er signifikant på 1% nivå for alle de fire selskapene.

Nullhypotesen forkastes, og alternativhypotesen om at en eller flere regresjonskoeffisienter er signifikante og aksepteres.

Justert-  $R^2$  forteller oss hvor mye av variasjonen i aksjekursen som kan forklares med variasjonen i de uavhengige variablene. Justert- $R^2$  er størst for Aker BP med 41%, etterfulgt av DNO med 40%. Vi ser også at regresjonskoeffisienten for Brent Crude er signifikant for alle oljeselskapene, noe som ikke er en overraskelse.

Valutakursen USDNOK er en tilsynelatende signifikant forklaringsvariabel for endringen i aksjekursen for Aker BP. En sterkere USD påvirker aksjekursen negativt. En forklaring kan være at etterspørselen etter råolje vil være avhengig av den innenlandske prisen for råoljen i importlandet. Når dollaren fluktuerer, vil prisen på råolje i lokal valuta også variere (Coudert m. fl., 2008). En styrking av dollaren øker derfor prisen på olje i importland eller regioner med flytende valutakurs, som for eksempel i euroområdet. Etterspørselen etter råolje vil reduseres ved en styrking av dollaren, noe som gir lavere realinntekt i importlandet målt i lokal valuta, forutsatt alt annet likt. En dollar-appresiering har med dette en a priori negativ påvirkning på oljeetterspørselen og kan derfor redusere oljeprisen på sikt. Dette stemmer godt overens med tidligere tidsseriestudier av denne problemstillingen (Coudert m.fl., 2008). En svekket oljepris vil igjen redusere det norske produksjonsselskapets frie kontantstrømmer og dermed også aksjekursen. En annen forklaring på denne sammenhengen kan være at Aker BP har store investeringer i USD som gjør at selskapet er netto «short» USD. Selskapet mangler dollar fremover i tid som følge av store utbetalinger i dollar. Da vil selskapet tape på en sterkere USD på kort sikt.

Årsaksforhold mellom valutakurs og aksjekurs i denne regresjonsanalysen kan selvsagt diskuteres. Det er trolig andre faktorer som påvirker aksjekursen mer enn valutakurs. Det er rimelig å tro at en sterk USD vil være positivt for oljeprodusentens kontantstrøm målt i NOK på kort sikt. Ser vi på kontantstrømmen til Aker BP fra et USD-perspektiv (antar at Aker BP bruker USD som funksjonell valuta), vil en sterkere USD mot NOK gjøre kronekjøpene (til drift og skatt) billigere.



### 8.2.3 Regresjonsanalyse steg 3.

I den neste regresjonen har vi lagt til EURNOK som en ny uavhengig variabel. Den estimerte regresjonsligningen kan da skrives som:

$$\begin{aligned} \text{Avkastning aksje}_i &= \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{AvkastningUSDNOK}) \\ &+ \beta_3(\text{AvkastningEURNOK}) \end{aligned}$$

Resultat regresjonsanalyse steg 3:

År 2016-2021, Aksjekurser, oljepris, USDNOK og EURNOK				
	Dependent variable:			
	Equinor (1)	AkerBP (2)	LundinEnergy (3)	DNO (4)
BrentCrude	0.383*** (0.038)	0.559*** (0.064)	0.484*** (0.055)	0.868*** (0.079)
USDNOK	0.307 (0.197)	0.080 (0.327)	0.274 (0.280)	-0.195 (0.404)
EURNOK	-0.390 (0.277)	-1.198*** (0.460)	-0.107 (0.394)	0.154 (0.569)
Constant	0.0004 (0.002)	0.005 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.001 (0.004)
Observations	259	259	259	259
R2	0.359	0.421	0.279	0.399
Adjusted R2	0.352	0.414	0.270	0.392
Residual Std. Error (df = 255)	0.031	0.051	0.043	0.063
F Statistic (df = 3; 255)	47.669***	61.858***	32.838***	56.397***

Note: \*p<0.1; \*\*p<0.05; \*\*\*p<0.01

Tabell 12 viser regresjonsresultatet fra regresjonsanalyse 3. Regresjonskoeffisienten for Brent Crude er signifikant på 1% nivå. De fire utvalgte oljeselskapene har en adjusted-R<sup>2</sup> som fremdeles er på mellom 0,27 og 0,40. Vi ser at adjusted-R<sup>2</sup> er uforandret samtidig som F-stat har gått ned.

Vi ser fra F-testen at modellen er signifikant på 1% nivå for alle de fire selskapene.

Nullhypotesen forkastes og alternativhypotesen om at en eller flere regresjonskoeffisienter er signifikante og aksepteres.

Justert- R<sup>2</sup> forteller oss hvor mye variasjonen i aksjekursen som forklares med variasjonen i de uavhengige variablene. Justert-R<sup>2</sup> er nærmest uforandret for alle selskapene. Vi ser nå at EURNOK er det valutaparet som er mest signifikant. Årsaken kan være at oljen og gassen som produseres på NCS, har sitt største marked i eurosonen. Et scenario med «flight to quality» vil

styrke USD, og oljen som prises i USD, blir dyrere for europeiske raffinører og konsumenter. Dette kan stemme med teorien til Grisse (2010).

En annen forklaring på at en sterkere EUR vil redusere avkastningen til Aker BP, er at selskapet har store investeringer som betales i EUR. En sterkere EUR mot NOK vil øke kostnadene som påløper i EUR og påvirker en kontantstrøm målt i norske kroner negativt.

#### 8.2.4 Regresjonsanalyse steg 4.

I denne utvidelsen av regresjonen har vi lagt til GBPNOK som ny uavhengig variabel. Den estimerte regresjonsligningen blir da:

$$\begin{aligned} \text{Avkastning aksje}_i &= \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK}) \\ &+ \beta_3(\text{Avkastning EURNOK}) + \beta_4(\text{Avkastning GBPNOK}) \end{aligned}$$

Resultat regresjonsanalyse steg 4:

År 2016-2021, Aksjekurser, oljepris, USDNOK, EURNOK og GBPNOK				
	Dependent variable:			
	Equinor (1)	AkerBP (2)	LundinEnergy (3)	DNO (4)
BrentCrude	0.382*** (0.039)	0.556*** (0.064)	0.483*** (0.055)	0.866*** (0.079)
USDNOK	0.274 (0.203)	-0.002 (0.336)	0.234 (0.288)	-0.246 (0.416)
EURNOK	-0.446 (0.289)	-1.339*** (0.479)	-0.176 (0.411)	0.067 (0.593)
GBPNOK	0.122 (0.178)	0.306 (0.295)	0.150 (0.253)	0.189 (0.365)
Constant	0.0005 (0.002)	0.005 (0.003)	0.002 (0.003)	-0.001 (0.004)
Observations	259	259	259	259
R2	0.360	0.424	0.280	0.399
Adjusted R2	0.350	0.415	0.268	0.390
Residual Std. Error (df = 254)	0.031	0.051	0.043	0.063
F Statistic (df = 4; 254)	35.793***	46.680***	24.655***	42.243***

Note: \*p<0.1; \*\*p<0.05; \*\*\*p<0.01

Tabell 13 viser regresjonsresultatet fra regresjonsanalyse 4. Regresjonskoeffisienten for Brent Crude er signifikant på 1% nivå. De fire utvalgte oljeselskapene har en adjusted-R<sup>2</sup> på 0,26 og 0,40. Vi ser at adjusted-R<sup>2</sup> er uforandret samtidig som F-stat har gått noe nedover.

Vi ser at F- testen av modellen er «over all» signifikant på 1% nivå for alle de fire petroleumsselskapene. Resultatet fra modellen viser at justert-  $R^2$  er størst for Aker BP (41%), etterfulgt av DNO (40%). Også her er regresjonskoeffisienten for Brent Crude signifikant for alle de fire petroleumsselskapene på 1% signifikansnivå. Vi forkaster derfor nullhypotesen, og aksepterer alternativhypotesen om at en eller flere variabler er signifikante. Vi ser at EURNOK fremdeles er signifikant på 1% nivå for kun Aker BP. En mulig forklaring på at en sterkere EUR vil redusere avkastningen til Aker BP, er at selskapet har store investeringer som betales i EUR. Vi har sett at oljeprodusenten er eksponert mot råoljeprisendringer. Går oljeprisen opp, vil aksjekursen gå opp. Det kan også tenkes at oljeprodusenten er eksponert mot valutakursendringer. Er resultatet i regresjonen riktig, vil Aker BP være «short» EURNOK, noe som kan være litt merkelig når Aker BP selger sin olje- og gassproduksjon i utenlandsk valuta. Sett fra en annen side er Aker BP trolig det selskapet i vårt utvalg som er mest eksponert mot NCS. De andre produsentene i utvalget har betydelig produksjon i andre land.

Vi har sett at modellens forklaringskraft ikke øker når vi legger til valutaparene USDNOK, EURNOK og GBPNOK. Justert  $R^2$  blir ikke forbedret. Det er kun Aker BP som har en marginal økning i justert  $R^2$  når vi stegvis legger til nye valutapar.

## 9. Konklusjon

I denne oppgaven prøver vi å finne svar på om norske oljeprodusenter er eksponert for valutarisiko og om hvordan valutarisikoen kan kvantifiseres. Vi vil også finne svar på om oljeprodusentene bør styre valutarisikoen og hvilke alternative risikostyringsstrategier man har til rådighet. Innbetalingene til en oljeprodusent på norsk kontinentalsokkel (NCS) er i hovedsak i utenlandsk valuta. Drifts- og skatteutbetalinger er ofte i norske kroner (NOK). Styring av valutarisiko krever en solid forståelse av bedriftens kontantstrømmer i ulike valutaer. Det kreves også forståelse av hva som er driverne bak risikofaktorene, og hvilke teknikker man har til rådighet for å måle og styre risikoen.

Vi har sett i oppgaven at kontantstrømmen til oljeprodusenten kan eksemplifiseres i en enkel modell som viser selskapets inn- og utbetalinger. Det utarbeides en analyse som viser hvor

usikker nettokontantstrøm er *før* oljelasten er ferdigpriset og at skattegrunnlaget er fastsatt med endelig normpris. Vi drøfter hvorvidt «valutasikring» er et effektivt verktøy for å redusere produsentens totalrisiko. Sikring av valutaens transaksjonseksponering fra kontraktstidspunktet kan lett føre til en økning i selskapets totalrisiko. Internasjonal litteratur på området drøfter på generelt grunnlag motivene for sikring og hvorvidt sikring av valutarisiko gir økt verdi for selskapet. Ulike alternativer til valutasikring drøftes. Hvis vi antar at tradisjonell valutasikring *ikke* reduserer risikoen og *ikke* gir merverdi for selskapet, finnes det alternative virkemidler for å komme gjennom en periode med lave oljepriser og kontantstrømmer. Oppbygging av en tilstrekkelig stor kontantbeholdning og kommiterte kredittlinjer for å hindre likviditetsproblemer er et virkemiddel som har blitt mer populært etter finanskrisen 2008-2009. Denne strategien har også sin kostnad.

Totalrisikoen estimeres i oppgaven med en enkel VaR- modell. En parametrisk VaR-modell muliggjør også dekomponering av risikoestimatet. Vi har sett fra oppgavens VaR-modell at valutarisikoen bidrar lite til selskapets totalrisiko. Ved hjelp av en multipl regressjonsmodell prøver vi å finne ut om fire utvalgte oljeprodusenter på norsk sokkel er eksponerte mot valutakursendringer. Vi har sett fra analysen at risikoen til en olje- og gassprodusent i hovedsak er knyttet til olje- og gasspriser. Mye tyder på at utvalgte oljeprodusenter på NCS er lite eksponerte for endringer i valutakursene. Aker BP er det selskapet som er mest eksponert. Sett fra et holistisk perspektiv er oljeprodusentene hovedsakelig eksponert mot endringer i olje- og gasspriser.

Videre forskning bør videre undersøke interaksjonen mellom prissikring av markedsrisikoen, likviditeten i selskapet og hvorvidt en strategisk likviditetsreserve kan sees på som et substitutt til en tradisjonell prissikring.

## Vedlegg 1: Minste kvadraters metode

Den vanligste formen for regresjon er minste kvadraters metode, bedre kjent som Ordinary Least Squares (OLS). Ved estimering av konstanten  $\alpha$  og helningskoeffisientene  $\beta$  brukes minste kvadraters metode (OLS) hvor  $t$  er antall observasjoner og  $k$  er antall parametere. OLS minimerer det kvadrerte avviket mellom modellens estimerte verdi  $\hat{Y}$  og observerte  $Y$ . «Hatten» ( $\hat{Y}$ ) benyttes for å markere estimerte verdier. Regresjonslikningens feilledd reflekterer differansen mellom estimert- og observert verdi. Feilleddet ( $u_t$ ) skal fange opp alle mulige faktorer som kan påvirke den avhengige variabelen (Hayes & Cai, 2007; Brooks, 2008).

Modellens feilledd ( $u_t$ ) bygger på disse forutsetningene:

- 1) Feilleddet har en forventet verdi lik null  $E(u_t) = 0$
- 2) Feilleddet er homoskedastisk, noe som innebærer at variansen til feilleddet er konstant,  $\text{Var}(u_t) = \sigma^2 < \infty$ .
- 3) Ingen autokorrelasjon mellom feilleddene  $\text{Cov}(u_i, u_j) = 0$
- 4) Ikke- stokastiske forklarende variabler  $\text{Cov}(u_t, x_t) = 0$
- 5) Feilleddet er normalfordelt  $u_t \sim N(0, \sigma^2)$ .

Er forutsetning 1 til 4 oppfylt, vil OLS- estimatene for  $\alpha$  og  $\beta$  gi oss den såkalte Best Linear Unbiased Estimators (BLUE). «BLUE» kan beskrives som:

Best: OLS estimat av  $\beta$  har den laveste variansen av alle de lineære forventningsrette estimatorer.

Linear: Estimerte  $\alpha$  og  $\beta$  er lineære.

Unibaised: Gjennomsnittlig vil den estimerte  $\alpha$  og  $\beta$  være lik de virkelige verdier for  $\alpha$  og  $\beta$ .

Estimators: Dvs at  $\hat{\alpha}$  og  $\hat{\beta}$  er de beste estimatene av  $\alpha$  og  $\beta$ .

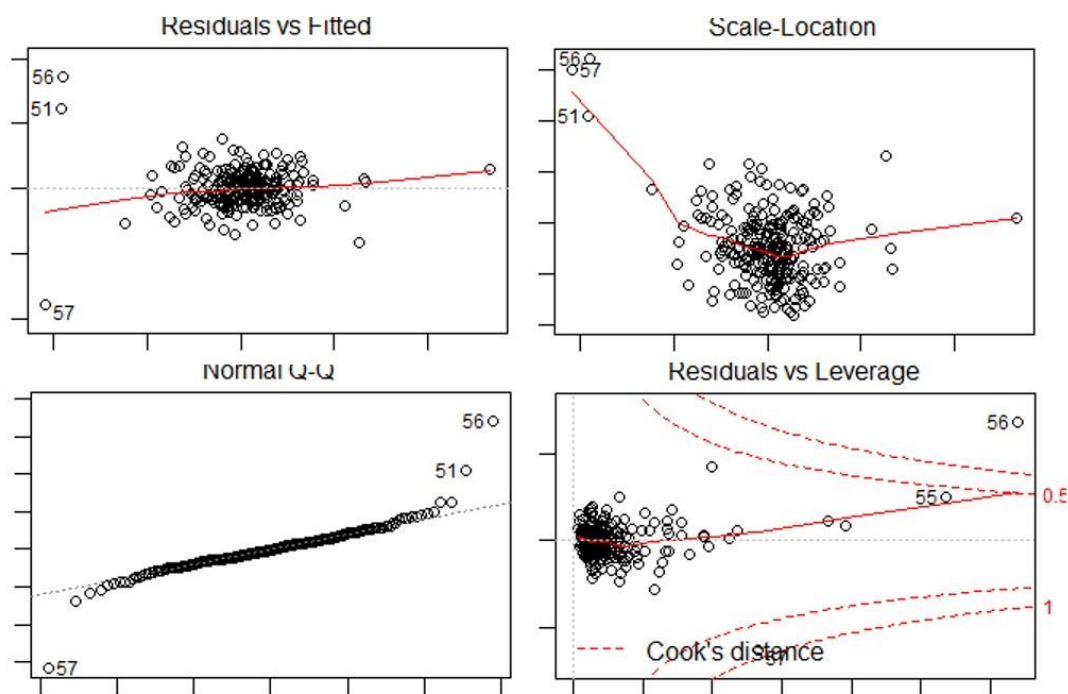
De ovennevnte forutsetningene vil trolig aldri bli skikkelig oppfylt. OLS er likevel den mest brukte teknikken for å estimere forholdet mellom variabler, noe som i stor grad skyldes de fem overnevnte egenskapene. Ifølge Gauss-Markov teorien er de fem ovennevnte antagelsene ikke urealistiske, og i situasjoner der antagelsene ikke holder, kan dette lett håndteres. Dersom antagelsene blir tilnærmet oppfylt, vil det være vanskelig å finne en bedre estimator (Harville, 1976).

## Vedlegg 2: Visuell test av OLS- forutsetningene

a)

### *Avkastning Equinor*

$$= \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK}) \\ + \beta_3(\text{Avkastning EURNOK}) + \beta_4(\text{Avkastning GBPNOK})$$



*Figur 5. Figuren viser fire ulike OLS- forutsetninger: Lineariteten til dataene, Homogeniteten til variansen, Normaliteten til residualene, «Uteliggere» og leverage point.*

Lineariteten til dataene (Residuals vs Fitted): Residualene er fordelt rundt nulllinjen. I dette tilfellet kan det være noen problemer med lineariteten, men ikke av betydelig art.

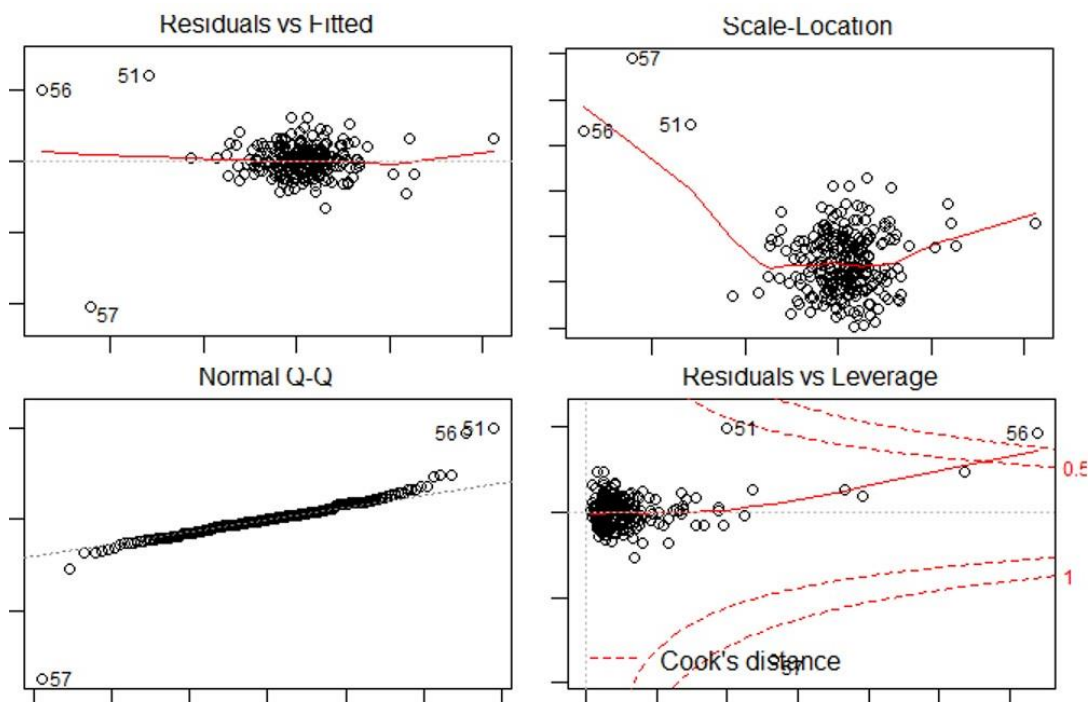
Homogeniteten til variansen (Scale- location): Plottet viser en ikke-lineær linje. Dette er en indikator for heteroskedastisitet. Dette kan være et problem for Equinor med dette datasettet (ref. vedlegg 2). Ved logaritmiske avkastninger burde dette i utgangspunktet ikke være et stort problem.

Normaliteten til residualene (Normal QQ- plot): Residualene er i dette tilfellet normalfordelte. En ser at residualplottene følger den rett stiplede linjen. En viss tendens til fete haler.

Outliers and high leverage points (Residuals vs Leverage): Det er viktig å finne “outliers” som har påvirkningskraft på regresjonslinjen. Vi ser at gjennomsnittslinjen er innenfor Cook`s distance. Dette tyder på at ingen av «outlierne» har tilstrekkelig påvirkningskraft.

b)

$$\text{Avkastning Aker BP} = \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK}) + \beta_3(\text{Avkastning EURNOK}) + \beta_4(\text{Avkastning GBPNOK})$$



**Figur 6.** Figuren viser fire ulike OLS- forutsetninger: Lineariteten til dataen, Homogeniteten til variansen, Normaliteten til residualene, «Uteliggere» og leverage point.

Lineariteten til dataene (Residuals vs Fitted): Plottene ligger fint rundt nulllinjen, noe som indikerer en form for lineæritet, til tross for dette kan vi se at linjen ikke er 100% lineær.

Homogeniteten til variansen (Scale- location): Plottet viser en horisontal linje med ulik spredning rundt nulllinjen. Dette er en indikator for heteroskedastisitet. Dette kan være et problem for Aker BP (ref. vedlegg 2).

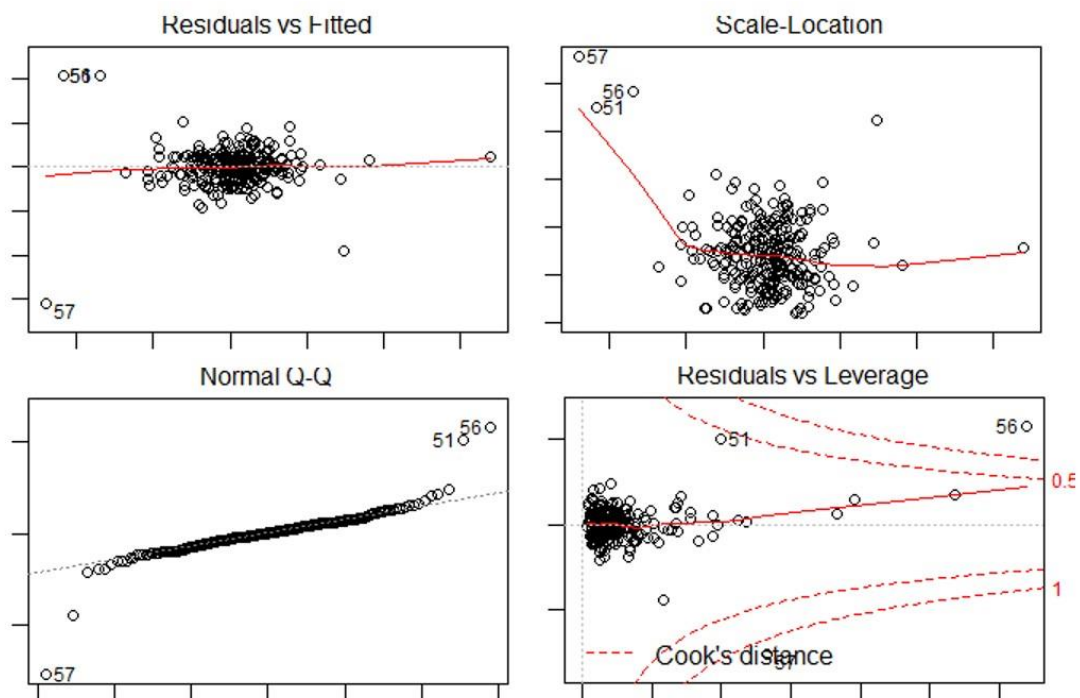


Normaliteten til residualene (Normal QQ- plot): Residualene er i dette tilfellet normalfordelte. En ser at residualplottene følger den rett stiplede linjen. En viss tendens til fete haler.

Outliers and high leverage points (Residuals vs Leverage): I dette tilfellet ser man at gjennomsnittslinjen bryter Cook`s distance. Dette tyder på at plot 56 er en «outlier» som påvirker gjennomsnittslinjen.

c)

$$\text{Avkastning Lundin} = \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK}) + \beta_3(\text{Avkastning EURNOK}) + \beta_4(\text{Avkastning GBPNOK})$$



*Figur 7. Figuren viser fire ulike OLS- forutsetninger: Lineariteten til dataen, Homogeniteten til variansen, Normaliteten til residualene, «Uteliggere» og leverage point.*

Lineariteten til dataene (Residuals vs Fitted): Plottet er et klassisk residuals vs fit plott.

Residualet er fint fordelt rundt nullinjen. I dette tilfellet er det trolig ikke noe problemer med lineariteten.



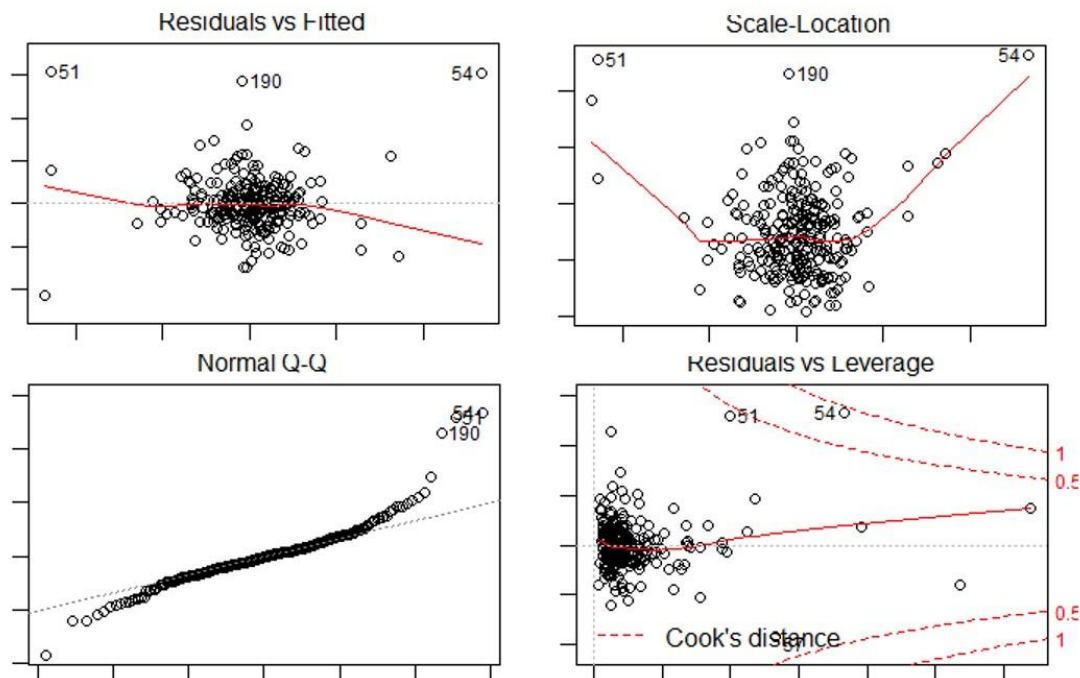
Homogeniteten til variansen (Scale- location): Plottet viser en horisontal linje med lik spredning rundt nullinjen. Dette er en god indikator for homoskedastisitet. Heteroskedastisitet er trolig et problem i dette datasettet (ref. vedlegg 2). Ved logaritmiske avkastninger burde dette i utgangspunktet ikke være et stort problem.

Normaliteten til residualene (Normal QQ- plot): Residualene er i dette tilfellet normalfordelte. En ser at residualplottene følger den rett stiplede linjen. En viss tendens til fete haler i den ytterste kvartil.

Outliers and high leverage points (Residuals vs Leverage): Vi ser fra plottet at gjennomsnittslinjen ikke bryter Cook`s distance. Dette er en god indikator på at outliers ikke har en signifikant påvirkningskraft på regresjonslinjen.

d)

$$\text{Avkastning DNO} = \alpha + \beta_1(\text{Avkastning Brent Crude}) + \beta_2(\text{Avkastning USDNOK}) + \beta_3(\text{Avkastning EURNOK}) + \beta_4(\text{Avkastning GBPNOK})$$



Figur 8. Figuren viser fire ulike OLS- forutsetninger: Lineariteten til dataen, Homogeniteten til variansen, Normaliteten til residualene, «Uteliggere» og leverage point.

Lineariteten til dataene (Residuals vs Fitted): Plottet er et klassisk residuals vs fit plott.

Residualene er fordelt rundt nulllinjen. Vi ser at lineariteten ser ut til å holde rimelig bra ettersom den røde linjen er nær den stiplede linjen. Vi observerer også heteroskedastisiteten når vi beveger oss mot høyre på x-aksen. En ser at punkt 51, 54 og 190 er avvikende, med store restverdier.

Homogeniteten til variansen (Scale- location): Plottet viser en horisontal linje med lik spredning rundt nulllinjen. Dette er en god indikator for homoskedastisitet. Heteroskedastisitet er trolig ikke et problem for DNO i dette datasettet (ref. vedlegg 2). Ved logaritmiske avkastninger burde dette i utgangspunktet ikke være et stort problem.

Normaliteten til residualene (Normal QQ- plot): Residualene er i dette tilfellet noenlunde normalfordelte. En ser at residualplottene følger den rett stiplede linjen. Fete haler kan her være et problem.

Outliers and high leverage points (Residuals vs Leverage): Det er viktig å finne “outliers” som har påvirkningskraft på regresjonslinjen. I plottet ser man at gjennomsnittslinjen ikke bryter Cook`s distance. Dette er en god indikator på at outliers ikke har en signifikant påvirkningskraft på regresjonslinjen.

### Vedlegg 3: Test av homoskedastisitet - Breusch–Pagan test

Homoskedastisitet beskriver en situasjon der feilledet i regresjonslikningen er den samme på tvers av alle verdier til den uavhengige variabelen. En Breusch-Pagan test kan brukes for å teste homoskedastisitet.

```
> bptest(Equinor~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data = regresjonsanalyser)

studentized Breusch-Pagan test

data: Equinor ~ BrentCrude + USDNOK + EURNOK + GBPNOK
BP = 84.507, df = 4, p-value < 2.2e-16

> bptest(AkerBP~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyser)

studentized Breusch-Pagan test

data: AkerBP ~ BrentCrude + USDNOK + EURNOK + GBPNOK
BP = 53.732, df = 4, p-value = 5.989e-11

> bptest(LundinEnergy~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyser)

studentized Breusch-Pagan test

data: LundinEnergy ~ BrentCrude + USDNOK + EURNOK + GBPNOK
BP = 59.163, df = 4, p-value = 4.348e-12

> bptest(DNO~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyser)

studentized Breusch-Pagan test

data: DNO ~ BrentCrude + USDNOK + EURNOK + GBPNOK
BP = 3.0907, df = 4, p-value = 0.5428
```

Tabell 14. Vi ser fra tabellen at Equinor, Aker BP og Lundin har trolig problemer med heteroskedastisitet, mens DNO oppfyller kravet til homoskedastisitet.

Breusch-Pagan- testen benyttes for å teste for homoskedastisitet i en lineær regresjonsmodell.

Dersom p-verdien er under 0,05 ( $P < 0,05$ ), forkastes nullhypotesen om homoskedastisitet og antagelsen om heteroskedastisitet aksepteres. Det tyder på at regresjonslikningen for de tre selskapene Equinor, Aker BP og Lundin oppfyller antagelsen om heteroskedastisitet.

Homoskedastisitet er en forutsetning for OLS- estimatet. P-verdien for DNO ligger på 0,5428 og blir dermed akseptert på 5% signifikansnivå. Dette kan tyde på at variansen til restleddet langs regresjonslinjen er tilfeldig fordelt, og vi har derfor ikke problemer med heteroskedastisitet for DNO, gitt 5% signifikansnivå. For Equinor, Aker BP og Lundin vil heteroskedastisitet være et problem. Dette kan løses ved hjelp av Weighted Least Squares (WLS) regresjon.

## Vedlegg 4: Test av autokorrelasjon.

### Durbin- Watson test

Ved gjennomføring av DW- test testes de fire regresjonsligningene for autokorrelasjon. Fravær av autokorrelasjon er en av forutsetningene for OLS- estimatet. Ved gjennomføring av testen representerer m17 (Equinor), m18 (Aker BP), m19 (Lundin) og m20 (DNO).

```
m17 <- lm(Equinor~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

```
m18 <- lm(AkerBP~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

```
m19 <- lm(LundinEnergy~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

```
m20 <- lm(DNO~BrentCrude+USDNOK+ EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

```
      Durbin-Watson test
data:  m17
DW = 2.0504, p-value = 0.6635
alternative hypothesis: true autocorrelation is greater than 0
> dwtest(m18)
      Durbin-Watson test
data:  m18
DW = 2.0881, p-value = 0.7662
alternative hypothesis: true autocorrelation is greater than 0
> dwtest(m19)
      Durbin-Watson test
data:  m19
DW = 2.1734, p-value = 0.9215
alternative hypothesis: true autocorrelation is greater than 0
> dwtest(m20)
      Durbin-Watson test
data:  m20
DW = 2.0422, p-value = 0.6392
alternative hypothesis: true autocorrelation is greater than 0
```

Tabell 15. Vi ser fra tabellen at regresjonsligningene her en DW-faktor på omtrent 2. DW-verdier mellom 1,5 og 2,5 betraktes som «normale verdier». Siden alle DW-verdiene ligger på om lag 2, har vi ikke noe bevis for autokorrelasjon.

Durbin-Watson testen gjennomføres for å oppdage autokorrelasjon i residuaene i en regresjonsanalyse. Skalaen som brukes ved gjennomføring av testen, går fra 0 til 4. Verdier fra 0 til mindre enn 2 indikerer positiv autokorrelasjon. Verdier fra 2 til 4 indikerer negativ autokorrelasjon. Fra testen ser vi at alle regresjonsligningene har en DW-faktor på omtrent 2, noe som indikerer fravær av autokorrelasjon.

## Vedlegg 5: Test av multikollinearitet

Multikollinearitet er et problem når de uavhengige variablene er høyt korrelerte med hverandre. Multikollinearitetsproblemet er ekstremt når noen variabler i modellen kan skrives som en lineær kombinasjon av alle andre variabler i modellen. I et slikt tilfelle kan en aldri vite eksakt hvilke variabler som virkelig predikerer utfallet, og en kan aldri indentifisere den beste koeffisienten som er brukt i regresjonsligningen. Kollinearitet referer til en situasjon der to eller flere uavhengige variabler er nært relatert til hverandre. En enkel måte for å avsløre linearitet er å se på korrelasjonsmatrisen for prediktorene. Likevel kan ikke alle kollinearitetsproblemer bli avslørt med en inspeksjon av en korrelasjonsmatrise. Det er mulig at kollinearitet eksisterer mellom tre eller flere variabler selv om ingen par av variablene har spesielt høy korrelasjon. Vi kaller denne situasjonen for multikollinearitet.

*“Beginning students of methodology occasionally worry that their independent variables are correlated – the so-called multicollinearity problem. But multicollinearity violates no regression assumptions. Unbiased, consistent estimates will occur, and their standard errors will be correctly estimated... Thus “What should I do about multicollinearity? This is a question like what should I do if I don’t have many observations? No statistical answers can be given”.*

-Christopher Achen (1982)

En måte å avsløre multikollinearitet er å kalkulere Variance Inflation Factor (VIF). Den minst mulige verdien av VIF er 1, noe som indikerer komplett fravær av kollinearitet. Som en tommelfingerregel vil VIF-verdier som overgår 5 eller 10, indikere at en har et problem med multikollinearitet (James, m.fl., 2013). Siden multikollinearitet er en tilstand mellom de

uavhengige variablene, er det tilstrekkelig å kjøre to tester, en for datasettet 2016-2021 og en test for året 2020.

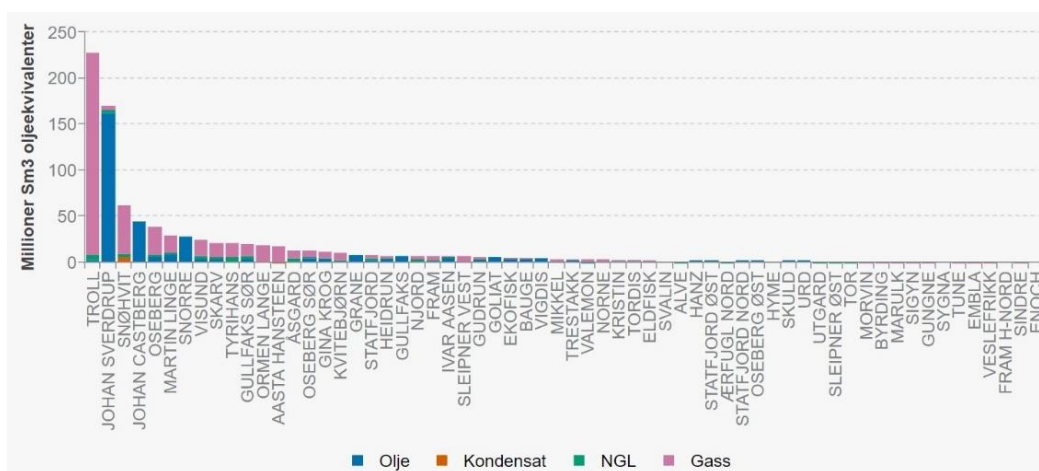
```
> vif(m17)
BrentCrude      USDNOK      EURNOK      GBPNOK
  1.373818    4.248944    4.863104    2.100917
>
```

*Tabell 16.* Vi ser at Variance Inflation Factor (VIF) ikke har verdier som overgår 5 eller 10, noe som indikerer at vi ikke har et problem med multikollinearitet.

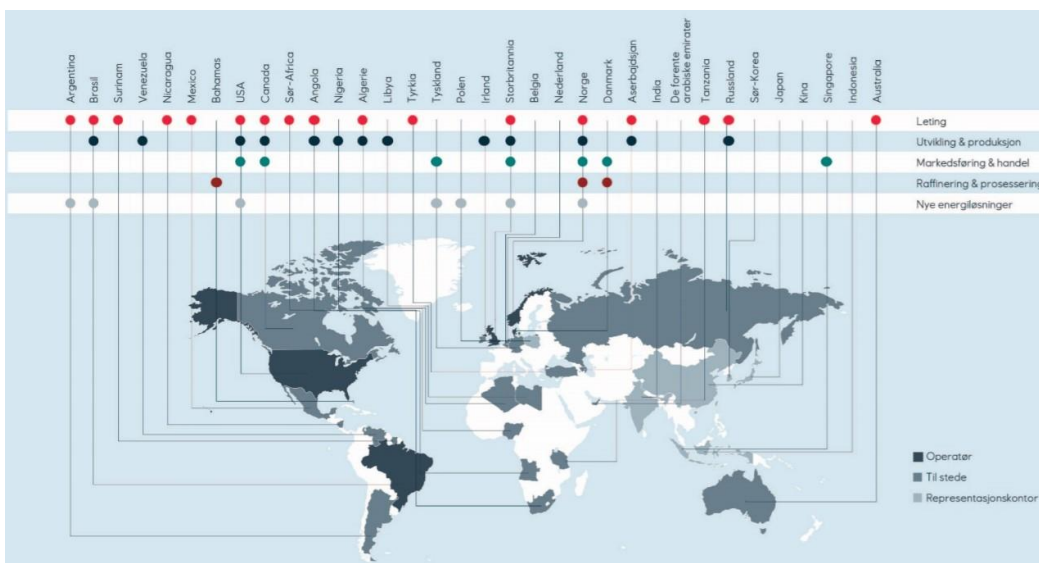
## Vedlegg 6: Utvalg av petroleumsprodusenter på NCS

### Equinor ASA:

Det internasjonale selskapet Equinor opererer innenfor områdene olje, gass, vind og sol. Equinor opererer i 34 forskjellige land. Selskapets egenproduksjon innen olje og gass var i 2019 på 2.074 millioner fat- ekvivalenter per dag. Innenfor fornybarsektoren produserer selskapet 1.8 TWh<sup>19</sup> elektrisk strøm per år. Selskapet er blant annet operatør for Johan Sverdrup- feltet (Equinor, 2020).



Figur 9 viser selskapets reserver i Norge per felt ved årsskiftet 2020 (Oljedirektoratet, 2021)



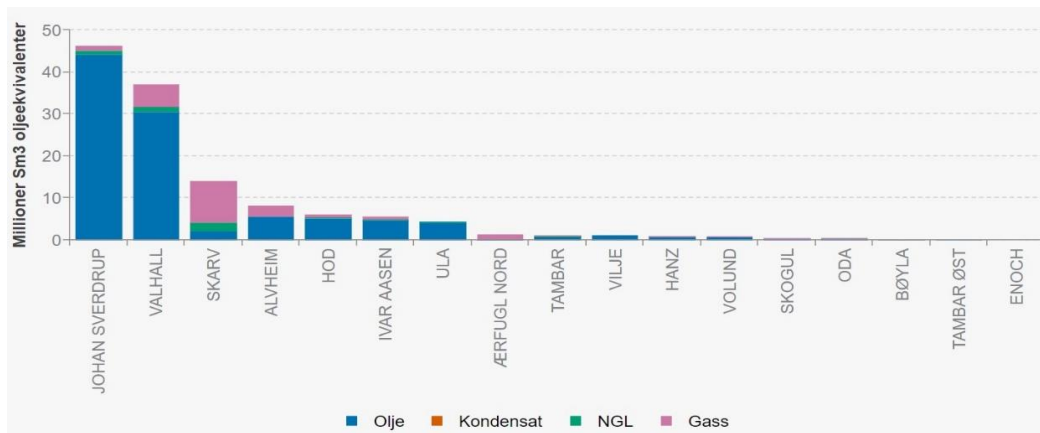
Figur 10 viser Equinor sine ulike utenlandsaktiviteter (Equinor, 2020)

<sup>19</sup> TWh = Terrawatttime



## Aker BP ASA:

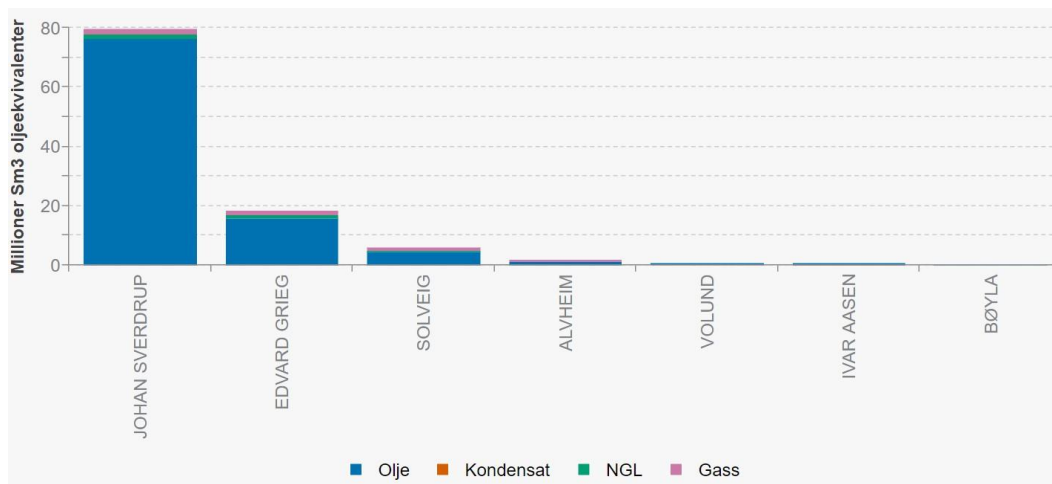
Aker BP er et oljeselskap som utvinner og leter, utvikler felt og produserer olje og gass på NCS. Selskapet er blant annet medeier av Johan Sverdrup-feltet og har blant annet operatørskap for feltsentrene Ivar Aasen, Alvheim, Skarv, Ula og Valhall (Aker BP, 2021). Aker BP har om lag 156 lisenser på norsk kontinentalsokkel (hvorav 80 er operatørskap) og ca. 906 millioner fat P50-reserver, med en samlet produksjon i 2019 på rundt 155 900 fat per dag (Norsk Petroleum, 2021).



Figur 11 viser Aker BP sine reserver per felt ved NCS (Norsk Petroleum, 2021)

## Lundin Energy:

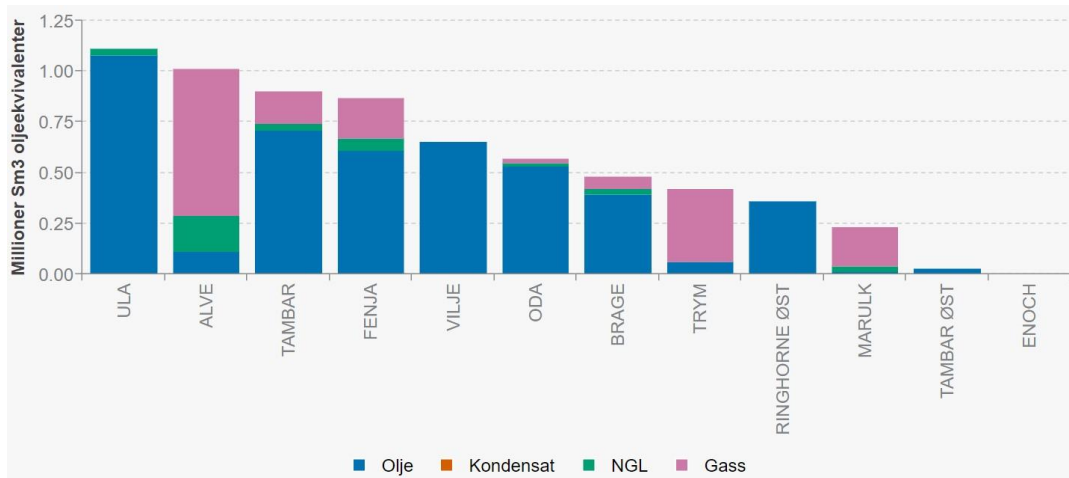
Lundin Energy ble først opprettet som et rent leteselskap, men har i de senere årene utviklet seg til å bli en erfaren utbygger og driftsoperatør innenfor olje og gass. Lundin er et av Europas ledende uavhengige lete- og produksjonsselskap. I 2010 kunngjorde Lundin og deres partnere et av historiens største oljefunn i Norge. Funnet av Johan Sverdrup- feltet er beregnet til mellom 2,2 til 3,2 milliarder fat oljeequivalenter. I 2022 forventes det en produksjon på 720 000 fat per dag, noe som vil utgjøre 30 prosent av hele den norske petroleumproduksjonen (Lundin Energy Norway, 2021). Ifølge årsrapporten 2019 hadde selskapet en årlig omsetning på 2 948 millioner USD (Lundin Energy , 2020).



Figur 12 viser Lundin sine reserver per felt på NCS (Norsk Petroleum , 2021)

## DNO ASA:

DNO er et oljeselskap som fokuserer på leting, utvinning og produksjon (Onshore og Offshore). Selskapet har sin primæraktivitet i Nordsjøen og Midtøsten.



Figur 13 viser DNO sine reserver per felt (Norsk Petroleum, 2021)

## Vedlegg 7: R- script: Regresjon 2016-2021

### Regresjonsanalyse steg 1:

```
m5 <- lm(Equinor~BrentCrude,data=regresjonsanalyseR)
m6 <- lm(AkerBP~BrentCrude,data=regresjonsanalyseR)
m7 <- lm(LundinEnergy~BrentCrude,data=regresjonsanalyseR)
m8 <- lm(DNO~BrentCrude,data=regresjonsanalyseR)
```

### Regresjonsanalyse steg 2:

```
m9 <- lm(Equinor~BrentCrude+USDNOK,data=regresjonsanalyseR)
m10 <- lm(AkerBP~BrentCrude+USDNOK,data=regresjonsanalyseR)
m11 <- lm(LundinEnergy~BrentCrude+USDNOK,data=regresjonsanalyseR)
m12 <- lm(DNO~BrentCrude+USDNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

### Regresjonsanalyse steg 3:

```
m13 <- lm(Equinor~BrentCrude+USDNOK+EURNOK,data=regresjonsanalyseR)
m14 <- lm(AkerBP~BrentCrude+USDNOK+EURNOK,data=regresjonsanalyseR)
m15 <- lm(LundinEnergy~BrentCrude+USDNOK+EURNOK,data=regresjonsanalyseR)
m16 <- lm(DNO~BrentCrude+USDNOK+EURNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

### Regresjonsanalyse steg 4:

```
m17 <- lm(Equinor~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
m18 <- lm(AkerBP~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
m19 <- lm(LundinEnergy~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
m20 <- lm(DNO~BrentCrude+USDNOK+EURNOK+GBPNOK,data=regresjonsanalyseR)
```

## Vedlegg 8: Beregning av komponent VaR

Tre steg ved beregning av komponent VaR:

### 1) Finne kovarians for risikofaktor $i$ multiplisert posisjon.

Kovarians for risikofaktor  $i$  multiplisert med porteføljens posisjon = Radvektor  $i$  kovariansmatrisen for risikofaktor  $i$  \* posisjonsvektoren.

2016-2021	Volum	Pris Kurs	Value of asset	Std. Dev.	Individuell VaR
Brent Crude	1 000 000	60,00	492 000 000	0,058	46 880 287
TTFDH	600 000	50,00	304 500 000	0,084	42 098 518
NBPDH	600 000	50,00	330 000 000	0,083	44 788 176
USDNOK		8,20	492 000 000	0,019	15 654 009
GBPNOK		11,00	330 000 000	0,016	8 428 846
EURNOK		10,15	304 500 000	0,015	7 274 026

Kovarians Matrise 2016-2021						
	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
BrentCrude	0,00336	0,00063	0,00039	-0,00048	-0,00030	-0,00044
TTFDH	0,00063	0,00706	0,00507	-0,00004	-0,00005	-0,00006
NBPDH	0,00039	0,00507	0,00681	-0,00009	-0,00007	-0,00003
USDNOK	-0,00048	-0,00004	-0,00009	0,00037	0,00021	0,00024
GBPNOK	-0,00030	-0,00005	-0,00007	0,00021	0,00024	0,00016
EURNOK	-0,00044	-0,00006	-0,00003	0,00024	0,00016	0,00021
	0,218	0,135	0,146	0,218	0,146	0,135
	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000

2016-2021	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
Posisjon	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000
Beta	1,02	2,78	2,66	0,03	0,03	-0,01
Kovarians (ri,rp)	W14;T5:T10	4 081 743	3 902 576	48 769	43 600	-7 471
Marginal VaR	0,0430	0,1168	0,1116	0,0014	0,0012	-0,0002
Component VaR	21 134 441	35 557 920	36 844 164	686 449	411 624	-65 083
Component VaR	22,348	37,600	38,960	0,726	0,435	-0,069

Kovarians \*  
posisjon

=

Posisjonsvektor  
for porteføljen

\*

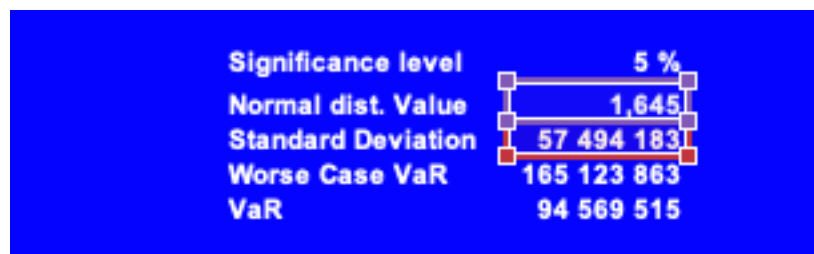
Radvektor for  
kovarians  
Brent Crude

## 2) Marginal VaR for risikofaktor $i$ er lik kovariansen

$$\text{Marginal VaR}_i = \text{Kovarians} * \text{posisjon} / \text{VaR}_p$$

Marginal VaR = Kovarians  
\* posisjon/Portefølje VaR

2016-2021	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
Posisjon	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000
Beta	1,02	2,78	2,66	0,03	0,03	-0,01
Kovarians (ri,rp)	1 501 490	4 081 743	3 902 576	48 769	43 600	-7 471
Marginal VaR	=R26/\$D\$24*	0,1168	0,1116	0,0014	0,0012	-0,0002
Component VaR	21 134 441	35 557 920	36 844 164	686 449	411 624	-65 083
Component VaR %	22,348	37,600	38,960	0,726	0,435	-0,069



## 3) Komponent VaR

$$\text{Komponent VaR}_i = \text{marginal VaR}_i * \text{Posisjon } i$$

2016-2021	BrentCrude	TTFDH	NBPDH	USDNOK	GBPNOK	EURNOK
Posisjon	492 000 000	304 500 000	330 000 000	492 000 000	330 000 000	304 500 000
Beta	1,02	2,78	2,66	0,03	0,03	-0,01
Kovarians (ri,rp)	1 501 490	4 081 743	3 902 576	48 769	43 600	-7 471
Marginal VaR	0,0430	0,1168	0,1116	0,0014	0,0012	-0,0002
Component VaR	=R27*R24	35 557 920	36 844 164	686 449	411 624	-65 083
Component VaR %	22,348	37,600	38,960	0,726	0,435	-0,069

## Litteraturliste

- Achen, C. (1982). *Interpreting and Using Regression*. Beverly Hills, California: Sage Publications.
- Aker BP . (2019). *Aker BP Annual Report 2019*.
- Aker BP. (2021). *Vi endrer olje- og gassbransjen: Webområde for Aker BP*. Henta frå <https://akerbp.com/>
- Akram, F. (2004). Oil prices and exchange rates: Norwegian evidence. *Econometrics Journal* (2004), volume 7, pp. 476-504.
- Akram, F. (2019). Oil price drivers, geopolitical uncertainty and oil exporters` currencies. *Working paper, Research Department Norges Bank, 15*.
- Akram, Q. F. (2000). *When does the oil price affect the Norwegian exchange rate?* Oslo : Research Department, Norges Bank .
- Alexander, C. (2007). *Moving Average Models for Volatility and Correlation, and Covariance matrices*. Retrieved from Citeseerx.ist.psu.edu:  
<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.455.1361&rep=rep1&type=pdf>
- Allayannis, G., & Weston, J. (1998). The Use of Foreign Currency Derivatives and Firm Market Value. *Review of Financial Studies* 14 (1).
- Allayannis, G., Lel, U., & Miller, D. P. (2011). The use of foreign currency derivatives, corporate governance and firm value around the world. *Darden Business School Working Paper No. 03-10*, pp. 13-22.
- Almeida, H., Campello, M., Cunha, I., & Weisbach, M. S. (2013). Corporate Liquidity Management: A Conceptual Framework and Survey. *NBER Working Paper Series*.
- Bank for International Settlements. (2019). *Foreign exchange turnover in April 2019*. Triennial Central Bank Survey.
- Bartram , S. (2000). Corporate Risk Management as a Lever for Shareholder Value Creation. *Financial Markets, Institutions & Instruments*.
- Bartram , S., Brown , G., & Feh, F. (2009). International Evidence on Financial Derivatives Usage. *Financial Management* , pp. 185-206.
- Berger, P., & Ofek, E. (1995). Diversification`s effect on firm value . *Journal of Financial Economics* (37), pp. 39-65.
- Berk, J., & De Marzo, P. (2020). *Corporate Finance, Fifth Edition* . London: Pearson.
- Bernhardsen, T. (2008). Simple Cross-Check Models for the Krone Exchange Rate . *Staff Memo, Norges Bank, 1*.
- Bessembinder, H. (1991). Forward Contracts and Firm Value: Investment Incentive and Contracting Effects. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis, Cambridge University Press*, pp. 519-532.
- Bjørnstad, R., & Jansen, E. S. (2006). Renta bestemmer det meste . *Økonomiske analyser* 6. Statistisk Sentralbyrå .
- Bossley, L. (2013). *Trading Crude Oil, The Consilience Guide*. London: CEO Consilience.

- Bouso, R. (2018). BP Deepwater Horizon costs balloon to \$65 billion. *Reuters- Environment*.
- Bromiley, P., & Rau, D. (2016). A Better Way of Managing Major Risks. *IESE insight- Strategic Risk Management, Issue 28*, pp. 15-23.
- Brooks, C. (2008). *Introductory Econometrics for Finance, 3th Edition*. Cambridge University Press.
- Bøhren, Ø., & Michalsen, D. (2006). *Finansiell økonomi*. Bergen: Skarvet forlag .
- Børsum, Ø., & Ødegaard, B. A. (2005). Valutasikring i norske selskaper. *Penger og Kreditt 1/05*.
- Cartledge, P. (2001). *The Handbook of Financial Mathematics*. Euromoney Books.
- Clark, E., & Judge, A. (2007). The Determinants of Foreign Currency Hedging: Does Foreign Currency Debt Induce a Bias? *European Financial Management, volume 14, no 3*, pp. 42-606.
- Coffey, N., Hrung , W., Nguyen , H.-L., & Sarkar, A. (2009). Capital Constraints, Counterparty Risk and Deviations from Covered Interest Rate Parity. *Federal Reserve Bank of New York*.
- Copeland, T. E., & Joshi, Y. (1996). Why derivatives don't reduce FX risk. *McKinsey Quarterly No. 1*, pp. 66-79.
- Coudert, V., Mignon, V., & Penot, A. (2008). Oil Price and the Dollar. *Forthcoming in Energy Studies Review, Vol. 15:2*.
- d'Almeida, F. (2016). Currency Exposure and Corporate Liquidity Management. *University of Illinois*.
- DeCarlo, L. (1997). On the meaning and use of kurtosis. *Psychological Methods, 1997, Vol. 2, No. 3*, 292-307.
- Delaney, T. (2011). Liquidity Crisis Management and BP. *Financial Training Partners*.
- DNB Markets. (2021). Economic Outlook.
- DNB Markets. (2021). OPEC+ meeting preview 'Set for more OPEC+ barrels, but oil market remains undersupplied'. *Oil Market Outlook*.
- DNO. (2008). *DNO International ASA Annual Report and Accounts*.
- DNO. (2021). *Investors - Announcements*. Retrieved from <https://www.dno.no/en/investors/announcements/dno-to-make-cash-offer-for-all-shares-of-faroe-petroleum-plc/>
- Duangploy, O., & Helmi, D. (2000). Foreign currency hedge accounting: multi-currency versus functional currency accounting. *Managerial Auditing Journal 15/5*, p. pp. 237.
- Dunn, S., & Holloway, J. (2012). The Pricing of Crude Oil. *Reserve bank of Australia*, pp. 65-74.
- Ellen, S. T. (2016). *Nonlinearities in the relationship between oil price changes and movements in the Norwegian krone*. Oslo: Norges Bank.
- Equinor. (2020). *Annual Report 2019*. Stavanger .
- Fevang, H. (2001). Investeringsanalyse og styring av usikkerhet i investeringsprosjekter. *MAGMA* .
- Finansdepartementet. (1975). Petroleumsskatteloven. *LOV-1975-06-13-35, ISBN 82-504-1259-1*. Norge: Finansdepartementet.



- Flatner, A. (2009). Norske kroner ingen trygg havn. *Norges Bank Nr.3*.
- Gagnon, J., & Chaboud, A. (2007). What Can the Data Tell Us about Carry Trades in Japanese Yen? . *Board of Governors of the Federal Reserve System: International Finance Discussion Papers, Number 899*.
- Gertler, M., Bernanke, B., & Gilchrist, S. (1996). The Financial Accelerator and the Flight to Quality. 2-3.
- Graham, J. R., & Harvey, C. R. (2001). The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. *Journal of Financial Economics (60)*, pp. 187-243.
- Hagelin, N., & Pramborg, B. (2002). Hedging Foreign Exchange Exposure: Risk Reduction from Transaction and Translation Hedging. *Department of Corporate Finance- School of Business, Stockholm University*.
- Hagelin, N. (2003). Why firms hedge with currency derivatives: an examination of transaction and translation exposure. *Applied Financial Economics*, pp. 55-69.
- Harville, D. (1976). Extension of the Gauss-Markov Theorem to Include the Estimation of Random Effects. *Institute of Mathematical Statistics*, pp. 384-395.
- Haushalter, D. (2007). Financing Policy, Basis Risk, and Corporate Hedging: Evidence from Oil and Gas Producers. *The journal of the American Finance Association*.
- Hayes, A., & Cai, L. (2007). Using heteroskedasticity-consistent standard error estimators in OLS regression: An introduction and software implementation. *Behavior Research Methods 39 (4), Psychonomic Society, Inc*, pp. 709-722.
- Heather, P. (2012). Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose? *The Oxford Institute for Energy Studies NG 63*.
- Henriksen, E., Matsen, E., & Thøgersen, Ø. (2000). Diversifisering av oljeprisisiko ved finansielle instrumenter. *SNF-RAPPORT nr. 1*, p. pp. 14.
- Herde, D. M., & Aasen, L. (2011). *Regnskap i utenlandsk funksjonell valuta* . Retrieved from Revisjon og Regnskap : <https://www.revregn.no/asset/pdf/2011/2-65-8.pdf>
- Hull, J. (2017). *Options, Futures, and Other Derivatives, Global Edition*. London: Pearson.
- J.P.Morgan/Reuters. (1996). RiskMetrics—Technical Document. *RiskMetrics Technical Document - Fourth Edition*, pp. 70-105.
- James, G., Witten, D., Hastie, T., & Tibshirani, R. (2013). *An Introduction to Statistical Learning*. London: Springer Science+Business Media.
- Jorion, P. (2007). *Value at Risk*. New York: McGraw-Hill Companies Inc.
- Keynes, J. M. (1936). *The General Theory of Employment, Interest and Money*. London: Palgrave Macmillan.
- Kløgetvedt, B. (1998). International Petroleum Tax Conference . *DNB Markets*.
- Knight, F. (1921). *Risk, Uncertainty and Profit* . Boston and New York: Houghton Mifflin Company .
- KPMG. (2019). *KPMG*. Retrieved from Petroleumsbeskatning: <https://verdtavite.kpmg.no/petroleumsbeskatning.aspx>
- Lundin Energy . (2020). *Annual Report 2019*. Stockholm : Lundin Energy.

- Lundin Energy Norway. (2021). *Johan Sverdrup - Lundin Energy Norway*. Henta frå <https://lundin-energy-norway.com/johan-sverdrup/>
- Løvås, G. G. (2013). *Statistikk for universitet og høyskoler, 3 Utgave*. Universitetsforlaget .
- Madura, J. (1989). *International Financial Management* . Natorp Boulevard: Thomson Higher Education.
- Mandelbrot , B. (1963). New methods in statistical economics. *The Journal of Political Economy*: 71, pp. 421-440.
- Merton, R. (2005). You have more capital than you think. *Harvard Business Review*.
- Modigliani, F., & Miller, M. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance And The Theory of Investment . *The American economic Review, Number Three* .
- Moosa, I. A. (2004). Hedging Exposure to Foreign Exchange Risk in the Presence of Rudimentary Forward Market . *Department of Economics and Finance, La Trobe University Australia*.
- Norges Bank. (2020). *Det Norske Finansielle Systemet* . Oslo: Norges Bank.
- Norges Bank. (2021). *Norges Bank*. Retrieved from Norges Bank- Fixing: [https://www.norges-bank.no/en/topics/Statistics/exchange\\_rates/](https://www.norges-bank.no/en/topics/Statistics/exchange_rates/)
- Norsk Petroleum . (2021). *Aker BP: Webområde for Norsk Petroleum*. Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/aker-bp-asa/>
- Norsk Petroleum . (2021). *Fakta/DNO: Webområde for Norsk Petroleum* . Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/dno-norge-as/>
- Norsk Petroleum . (2021). *Fakta/Lundin Energy: Webområde for Norsk Petroleum*. Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/lundin-energy-norway-as/>
- Norsk Petroleum. (2021). *Fakta/AkerBP: Webområde for Norsk Petroleum*. Henta frå <https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/aker-bp-asa/>
- Norsk Petroleum. (2021). *Norsk Petroleum*. Retrieved from Petroleumsskatt: <https://www.norskpetroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>
- Oljedirektoratet. (2021). *Norsk Petroleum/fakta-utvinningstillatelse/Equinor* . Henta frå Norsk Petroleum : <https://www.norskpetroleum.no/fakta/selskap-utvinningstillatelse/equinor-energy-as/>
- Papaoiou, M. (2006). *Exchange Rate Risk Measurement and Management: Issues and Approaches for Firms*. International Monetary Fund .
- Park, J., & Ratti, R. (2008). Oil price shocks and stock markets in the U.S. and 13 European countries . *Energy Economics*, 30.
- Payne , R. (1999). Informed Trade in Spot Foreign Exchange Markets: an Empirical Investigation. *Economic and Social Research Council*, pp. 1-3.
- Pramborg, B. (2003). Derivatives Hedging, Geographical Diversification, and Firm . *Journal of Multinational Financial Management, Special Issue April 2004*, pp. 33-117.
- Rakkestad, K. (2002). Estimering av indikatorer for volatilitet. *Norges Bank- Working Paper* .

- Regjeringen. (2019). *Regjeringen.no*. Retrieved from Petroleumsprisrådet og normpriser: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/olje-og-gass/petroleumsprisradet--og-fastsetting-av-n/id661459/>
- Regjeringen. (2019). *Regjeringen.no*. Retrieved from 245 milliarder fra petroleumsvirksomheten til fellesskapet i 2020: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/245-milliarder-fra-petroleumsvirksomheten-til-fellesskapet-i-2020/id2671054/>
- Regjeringen. (2020). *Regjeringen - Økonomi og budsjett - Skatter og avgifter - Direkte skatter*. Retrieved from Direkte skatter: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/direkte-skatter/id2353512/>
- RiskMetrics-Technical Document. (1996). *Webområde for RiskMetrics* . Retrieved from RiskMetrics Technical Document - Fourth Edition: <https://www.msci.com/documents/10199/5915b101-4206-4ba0-ae2-3449d5c7e95a>
- Smith, C., & Stulz, R. (1985). The Determinants of Firms' Hedging Policies. *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 20 (04), pp. 391-405.
- Stulz, R. M., & Williamson, R. (1996). Identifying and quantifying exposures. *Ohio State University*.
- Taylor, M. P. (2003). Purchasing Power Parity. *Review of International Economics*, 11(3), pp. 436-452.
- UiO. (2021). *Universitetet i Oslo, Det matematisk-naturvitenskapelige fakultet*. Retrieved from <https://www.mn.uio.no/ibv/tjenester/kunnskap/plantefys/matematikk/tidsserie.html>
- Wieczorek-Kosmala, M., & Błach, J. (2019). *Multiple Perspectives in Risk and Risk Management*. Cham: Springer International Publishing AG.
- Aas, L. E. (2006). Hvorfor strategisk risikostyring? *Magma*, pp. 1-6.