

Verdsettelse av North Energy ASA

BE305E Finansiering og Investering

Hilde Marie Annely og Jonas Engen Knedal

Våren 2012

Abstract

The master thesis deals with the valuation of the Northern Norwegian oil company, North Energy. The purpose of the thesis is to put a value on NE based on two different valuation techniques, we want to see if the current share price (1.3.2012) reflects the correct value of the company or if there is mispricing in the market. The thesis is based on the option-based valuation with a supplement of comparative valuation, so that we can compare these two values, but also compare them with the market value. The reader should be able to gain an understanding of the offshore business; we have begun the task of presenting the company, North Energy, and then got into detail about the petroleum industry and the Norwegian tax regime.

First of all we have presented the various methods available for the valuation of a company. Furthermore, we have seen the advantages and disadvantages of using either method.

The valuation has emphasized the 10 most important licenses where the ability to sell licenses have been granted an extra value. The flexibility to sell a license is the essence of our master thesis.

The master thesis ends by conducting a sensitivity analysis to see what happens with the price of a license if either the dollar or the oil price per barrel changes.

In summary our analyses predicts a discounted value of 4,5 – 11,5 NOK per share. Given the marked price we would recommend to buy the North Energy share.

Forord

Denne oppgaven er skrevet våren 2012 som en avslutning på studiet, Master of Science in Business, med spesialiseringen investering og finansiering. Meningen med denne oppgaven er å estimere en verdi på North Energy ved bruk av opsjonsbasert verdsettelse.

North Energy er lete- og produksjonsbedrift innen petroleumsnæringen som ønsker å bidra til ringvirkninger på land i Midt- og Nord Norge. North Energy ønsker å bli et lønnsomt og ledende olje- og gasselskap som aktivt bidrar til industriell verdiøkning i Nord Norge.

Begge forfatterne har gjennom hele studiet hatt stor interesse for verdivurderinger og opsjoner og dette har naturlig påvirket vårt valg av tema for oppgaven vår. ”*Verdsettelse av North Energy per 1.3.2012*”. Vi ble tidlig enig om at vi ville verdsette et selskap som er foranket i Nord Norge, og siden North Energy er et selskap som er nytt og har vekstpotensial, falt valget på dette selskapet. Tidligere verdivurderinger av North Energy er gjort gjennom komparativ verdsettelse. Siden selskapet ikke har en kontantstrøm, mener vi det er mer hensiktsmessig å bruke opsjonsbasert verdsettelse slik at man finner en verdi på muligheten til å igangsette, utsette eller forlate et prosjekt.

Det finnes lite litteratur rundt temaet opsjonsbasert verdsettelse av en oljebedrift uten driftsinntekt, så vi håper denne oppgaven kan være til hjelp for andre studenter. Det har vært mange og ulike utfordringer underveis og vi har lært mye.

Underveis i oppgaven har vi fått støttende ord og informasjon fra flere personer. Vi ønsker å rette en spesiell takk til vår veileder Frode Kjærland, samt vår kontaktperson i North Energy Alexander Krogh som har disponert tid til å svare på de spørsmålene vi har hatt underveis. Vi vil også takke tidligere student ved HHB Øystein Nerva, Nordea Markets.

Til slutt vil vi takke hverandre for et vel gjennomført semester med et godt samarbeid oss imellom. Vi er glade for å kunne presentere en oppgave vi begge er stolte av.

Bodø, 16 mai 2012

Hilde Marie Annely

Jonas Engen Knedal

Sammendrag

Masteroppgaven tar for seg verdsettelse av det Nord Norske oljeselskapet North Energy. Hensikten med oppgaven er å sette en verdi på selskapet. Basert på to forskjellige verdsettelsesteknikker ønsker vi å se om dagens aksjekurs (1.3.2012) reflekterer riktig verdi av selskapet eller om det er feilprising i markedet. Oppgaven er basert på opsjonsbasert verdsettelse med et supplement av komparativ verdsettelse, slik at vi kan sammenligne disse to verdiene, men også sammenligne dem med markedsverdien. For at leseren skal kunne få en forståelse av offshorevirksomheten har vi startet oppgaven med å presentere selskapet North Energy for så å gå nærmere inn på petroleumsnæringen og den norske skatteordningen. Først presenteres de ulike metodene tilgjengelig ved verdsettelse av et selskap. Videre har vi sett på både fordeler og ulemper ved bruk av noen av metodene.

Verdsettelsen har vektlagt de 10 viktigste lisensene hvor muligheten til salg av lisenser har blitt gitt en ekstra verdi. Vi har valgt å verdsette North Energy etter kort og mellomlangt tidsperspektiv. Gjennom våre beregninger fant vi en kortsiktig verdi på 600 mill NOK med aksjepris på 15 NOK. På mellomlang sikt fant vi en verdi 900 mill NOK og aksjepris på 22 NOK. Sammenlignet med dagens markedsverdi mener vi aksjen tilbyr en rabatt på 4,5 – 11 NOK per aksje.

Oppgaven blir avsluttet med å anvende en sensitivitetsanalyse for å se på hva som skjer med prisen av noen lisenser hvis enten dollarkursen eller pris per fat endrer seg.

Oppsummert kan man si at North Energy er underpriset i dag og har en oppside hvis det blir gjort funn i flere av feltene. Vi ønsker dermed å komme med en kjøpsanbefaling med bakgrunn at vi tror at NE er et selskap som kommer til å vokse gitt funn i en eller flere lisenser.

Abstract	i
Forord	ii
Sammendrag	iii
Figurliste	vi
Tabelloversikt	vi
Ordliste	viii
1.0 Introduksjon	1
1.2 Problemstilling	2
1.2 Hensikt	3
1.3 Disposisjon	3
2.0 Presentasjon av North Energy	4
2.1 Overordnede mål	4
2.2 Organisering	5
2.3 Lisenser	5
2.3.1 Brønnboring	6
2.4 Petroleumsnæringen	7
2.4.1 Verdikjeden i petroleumsnæringen	8
2.4.2 Investering i petroleumsprosjekter	9
2.4.3 Usikkerhet i petroleumsinvesteringer	10
3.0 Metode	15
3.1 Forskningsdesign	15
3.3 Casedesign	16
3.4 Tidshorisont	17
3.5 Datainnsamlingsmetode	17
3.5.1 Primærdata	18
3.5.2 Sekundærdata	18
3.6 Reliabilitet	19
3.7 Validitet	20
4.0 Teori	22
Verdsettelsesmetoder	22
4.1 Fundamental verdsettelse	22
4.1.1 Metoder innen fundamental verdsettelse	24

4.1.2 Egenkapitalmetoden - Frikontantstrømmodellen	24
4.1.3 Egenkapitalmetoden - Dividendemodellen	25
4.1.4 Totalkapitalmetoden- Dividendemodellen	25
4.2 Komparativ verdsettelse	26
4.2.1 Substansverdimetoden	26
4.3 Opsjonsbasert verdsettelse	27
4.3.1 Realopsjoner	29
4.3.2 Beslutningstre	30
4.3.3 Binominal-modellen	32
4.3.4 Innflytelsesdiagram	33
4.3.5 Black-Scholes Modell	35
4.4 Valg av rammeverk for verdsettelse	36
5.0 Verdsettelse av North Energy	38
5.1 Komparativ metode	38
5.1.2 Fremgangsmetode	39
5.2 Realopsjonstilnærming	41
Forutsetninger til modell	42
5.2.1 Risikofri rente	42
5.2.2 Beta	42
5.2.3 Skattesats	46
5.2.4 Risikopremie	46
5.2.5 Avkastningskrav for North Energy	46
5.2.6 Avgrensninger	47
5.3 Binomisk modell	51
5.3.1 Salgsverdi av lisenser	52
5.3.2 Produksjonsverdi	54
6.0 Analyse	60
6.1 Anbefaling til investor	61
7.0 Sensitivitetsanalyse	64
Konklusjon	67
Videre forskning	68
Referanseliste	69
Vedlegg	73

Figurliste

Figur 1: Organisasjonskart til North Energy	5
Figur 2: Verdikjeden til olje og gass	8
Figur 3: Oppstrømsfase	10
Figur 4: Seleksjon i forskningsprosessen	17
Figur 5: Verdi av fleksibilitet	29
Figur 6: Innflytelsesdiagram	34
Figur 7: Utviklingen av letekostnader	47
Figur 8: Utvikling oljepris	48
Figur 9: Tidshorisont	49
Figur 10: Tidshorisont, periode 1 og 2	54
Figur 11: Binomisk modell	57
Figur 12: Binomisk utregning, lisensverdier	58
Figur 13: Påvirkning av dollarkurs	65

Tabelloversikt

Tabell 1: Utviklingen av oljepriser	11
Tabell 2: Sammenlignbare P/B multipl	40
Tabell 3: Trinn 1, betaestimering	44
Tabell 4: Trinn 2, betaestimering	44
Tabell 5: Trinn 3, betaestimering	45
Tabell 6: Lisensoversikt til North Energy	51
Tabell 7: Salgsverdimodell	53
Tabell 8: Forutsetninger til opsjonsbasert verdsettelse	53
Tabell 9: Lisensverdier til North Energy	56
Tabell 10: Oppsummering av opsjonsverdier på lisenser	59
Tabell 11: Regnskapsmessige tall for 2011	60

Tabell 12: Oppsummerte verdier _____	60
Tabell 13: Sensitivitetsanalyse lisenser _____	64
Tabell 14: Sensitivitetsanalyse lisenser _____	65

Ordliste

BBL – Billion Barrels

BOE – Barrels of Oil Equivalent

B&S – Black-Scholes

CF – Cash Flow

DCF – Discounted Cash Flow

DIV – Dividende

EIA – Energy Information Administration

E&P – Exploration and Production

GBM – Geometric Brownian Motion

LPG – Liquefied Petroleum Gas

LSE – London Stock Exchange

MMBOE – Millions Barrels of Oil Equivalent

MNOK – Millioner Norske Kroner

NAV – Net Asset Value

NE – North Energy

NPV – Net Present Value

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development

OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries

OSEAX - Oslo Stoch Exchange All Share Index

PoS - Funnanssynlighet

RNV – Risikonøytral Verdsettelse

Sm³ – Standard kubikkmeter

TFO – Tildeling av Forhåndsdefinerte Områder

USD – US Dollar

WACC – Weighted Average Cost of Capital

WTI – West Texas Intermediate

1.0 Introduksjon

Olje- og energinæringen har dominert mye av nyhetsbildene den siste tiden på grunn av finanskrisen som startet i 2008. Uroligheter i finansmarkedet og i verdensøkonomien har ført til fluktuerende oljepriser og ustabile valutakurser. På grunn av usikkerhet i bransjen har dette medført volatilitet i markedet. På bakgrunn av dette valgte vi å analysere et selskap med vekstpotensial selv om det opererer innenfor en usikker bransje.

Ved tidligere analyser av NE er det brukt modeller innenfor komparativ verdsettelse for å sette en verdi på selskapet. I oppgaven skal vi fokusere på opsjonsbasert verdivurdering og gå nærmere inn på bruken av realopsjoner i petroleumsprosjekter. Dette fordi kostnadsusikkerhet og sannsynligheten for oljefunn vil påvirke verdsettelsen og beslutningsanalysen gjort av NE. Ved å bruke realopsjoner i verdsettelse får man tatt med ulike faktorer som er typiske for petroleumsinvesteringer. Dette omfatter fleksibilitet; å utsette en opsjon, opsjon for og bytte mellom produksjonsrater, opsjon for midletidlig å stenge ned samt opsjon for og legge ned eller selge. Litteraturen sier lite om opsjonsbasert verdsettelse av oljeselskaper og vi har derfor på enkelte områder tatt noen forutsetninger for å tilpasse oss konteksten som NE opererer innenfor.

Videre vil vi se på verdien av NE gjennom komparativ verdsettelse og multiplikatormodellen. Dette er ikke en like tidkrevende metode som opsjonsbasert verdiestimering, men å ha en modell som kan være grunnlag for sammenligning mener vi er en styrke i oppgaven.

Oppgavens hovedformål er å verdsette lete- og utforskningselskapet North Energy ASA. Fordelen med å gjennomføre en verdsettelse er at vi får et bedre innblikk i hvordan nyetablerte NE opererer som et oljeselskap og hva som ligger til grunn for hvordan de er priset i markedet. NE er et selskap som ikke har kontantstrøm, og på grunn av dette har vi valgt å fastsette en verdi per 1.3.12 gjennom opsjonsbasert verdsettelse.

1.2 Problemstilling

Vår oppgave har som hovedmål å verdsette selskapet North Energy. Vi vil presentere de mest sentrale teoriene innenfor verdsettelse; *Fundamental, Komparativ og Opsjonsbasert verdsettelse*.

NE er et rendyrket letekonsern uten driftsinntekter. I tradisjonelle verdsettelsesmetoder begynner man med å se på fremtidige inntekter og kontantstrømmer, diskonterer disse med en passende diskonteringsrente, og finner slik verdien av eiendeler eller bedrifter. Ettersom det ikke eksisterer driftsinntekter og tilstrekkelig historiske data for NE blir det en utfordring å verdsette bedriften. Dette skal vi i denne oppgaven se nærmere på gjennom opsjonsbasert metode.

North Energy ASA har siden børslansering blitt verdsatt av meglerhusene Pareto, DnB Markets og First Securities etter substansverdimetoden som er en type komparativ verdsettelse. I motsetning har vi valgt å bruke opsjonsbasert verdsettelse. Kort forklart fokuserer metoden på å finne verdien av fleksibilitet for beslutningstaker. En opsjonsverdi kan vise seg verdifull i bransjer hvor det er knyttet mye risiko til prosjekter. Siden NE ikke har vært verdsatt på denne måten tidligere, vil dette være vårt forskningsmessige bidrag med følgende problemstilling:

"Hva er verdien av North Energy per 1.3.12?"

Opgaven skal gi et bilde av bedriften per 1.3.2012. I tillegg vil vi verdsette NE ut fra et investorperspektiv som i klartekst betyr at vi skal anvende tall og beregninger tilgjengelig for allmennheten (Børsdata, regnskapsrapporter). Utfordringen med dette er at mye av tilgjengelig data (for eksempel årsregnskap) har sin opprinnelse i fortiden og kan sies å være noe utdatert. Derfor vil vi supplere med kvartalsrapporter og børsdata av nyere dato. Videre vil oppgaven gi investor en kjøp-, hold- eller salgsanbefaling.

1.2 Hensikt

Å verdsette NE i et konkurransedyktig marked medfører to viktige faktorer; for det første, fra en investors ståsted, er det viktig å kunne finne en verdi på det han/hun vurderer å investere i. Den andre faktoren omhandler forenkling av verktøy som brukes ved risikostyring slik at en kan sikre både eiendeler og inntekter i fremtiden. For eksempel, bruk av opsjoner på lisenskontrakter. Videre vil vi demonstrere at ved å gjøre en opsjonsbasert verdsettelse fremfor en fundamental eller komparativ verdsettelse vil kunne påvirke verdivurderingen av selskapet. Å verdsette et selskap med realopsjoner er utfordrende og det er ikke gitt at et høyere presisjonsnivå kan forventes. Å estimere verdier forbundet med stor usikkerhet gir grunnlag for frustrasjon. Oppgaven er vaskelig og kompleks, men selve analyseprosessen for å finne de ulike inputfaktorene kan gi en merverdi for oss og investorene gjennom en økt forståelse av bedriften.

1.3 Disposisjon

I første kapittel har vi valgt å presentere problemstillingen ”Hva er verdien av North Energy per 1.3.12?”, videre vil vi presentere selskapet NE slik at leserne blir kjent med selskapet som skal verdsettes. Så vil vi se på makrobildet og videre gjøre leserne kjent med petroleumsnæringen. Avslutningsvis ser vi på skatterefusjonsordningen til olje- og energiselskap, hvilke fordeler og ulemper dette medfører.

I kapittel to belyser vi forskningsprosessen og forklarer hvordan vi går frem for å løse problemstillingen. Vi har valgt å bruke sekundærdata som fundament for denne oppgaven.

Kapittel tre er teorikapittelet i oppgaven. Her presenteres den fundamentale, komparative og opsjonsbaserte verdsettelsesmetoden med tilhørende underkapittel hvor vi forklarer hva de ulikemetodene innebærer. Kapittelet avsluttes med hvilken metode vi har valgt og hvorfor.

Fjerde kapittel tar for seg de kvantitative metodene som demonstrerer hvordan vi har kommet frem til verdien av NE. Her vil vi supplere med teori for å begrunne valg av opsjonsbasert metode. Kapittelet avsluttes med en sensitivitetsanalyse som tar for seg hvordan selskapet vil preges av volatilitet i markedet.

Avslutningsvis vil vi komme med en konklusjon med verdiestimat på NE samt komme med en anbefaling til investor om kjøp, hold eller salg av NE aksjer.

2.0 Presentasjon av North Energy

North Energy er et norsk selskap som leter etter olje og gass i Nord Norge. NE ble grunnlagt 4. September 2007. Styret, som ved stiftelsen bestod av Harald Karlstrøm, Tore Andreassen, Johan Petter Barlindhaug og Eirik Hansen, gjennomførte en emisjon på 150 millioner kroner som satte selskapet i stand til å ansette personell hvilket var nødvendig for at selskapet skulle kvalifisere seg som et oljeselskap. NE ble børsnotert i februar 2010 (til en aksjepris 26,5 NOK pr aksje). De har sitt hovedkontor i Alta med 50 ansatte. Selskapet opererer i Norge med hovedfokus på Barentshavet og den nordlige halvdel av Norskehavet. Selskapet hadde et resultat i Q4 på -49,3 etter skatt.

North Energys visjon og målsetting er basert på å skape en levedyktig olje- og gassindustri i nord. ”Lokale ringvirkninger er viktige for oss, samtidig som vi er bevisste vår rolle som forvalter av nasjonale ressurser og sikkerhet- og miljøaspekt. Dette gjenspeiles i vårt syn på utbyggingsløsninger. Vi søker etter ny teknologi og innovative løsninger som tillater bedre utnyttelse av petroleumsressursene, samtidig som vi tenker langsiktig og søker lokal påvirkning og ringvirkninger som er ønsket av de som skal leve med dette i framtida” (North Energy, 2012).

2.1 Overordnede mål

NEs målsetning er å skape verdier for aksjonærer og ringvirkninger hovedsakelig i Midt- og Nord Norge. Selskapets visjon er å bli et ledende olje- og gasselskap i Norge som bidrar til verdiskapning i Nord-Norge. Hovedaksjonærer fra Nord Norge per 16.11.2011 er SKS Eiendom AS, Leonhard Nilsen & Sønner AS, Alta Kraftlag med flere (North Energy, 2012).

- Lede an - innovative, alternative, nye ideer, løsninger og teknologier, være den første til å vise vei
- Kompetent - kunnskap basert på ”state of the art”, referanse for andre i hva vi sier og hva vi gjør, et godt eksempel
- Brobygger - bringe mennesker sammen, peke ut hovedlinjer, en foretrukken partner, fokus og tilrettelegger

2.2 Organisering



Figur 1: Organisasjonskart til North Energy

2.3 Lisenser

Det er to systemer for tildeling av lisenser på den norske kontinentalsokkelen; konsesjonsrunder og tildeling av forhåndsdefinerte områder (TFO). Ordinære konsesjonsrunder skjer annen hvert år og TFO er et årlig system. TFO ordningen gav i 2009 3 lisenser, mens konsesjonsrunden i 2008 gav 1 lisens. 17 januar 2012, fikk NE 2 nye lisenser gjennom TFO ordningen. Aktivitet i Barentshavet er mer krevende enn aktivitet i Nordsjøen og Norskehavet på grunn av klima, lysforhold og dårlig infrastruktur. Gitt NEs langsiktige mål om å skape vekst i nord er selskapet primært opptatt av å få tildelt lisenser i Barentshavet. Likevel ønsker de å balansere sin portefølje mellom de tre områdene primært for ikke å innlåse for stor risiko i en region. Fordelen til NE er at de benytter seg av ansatte som er høykompetente innen letevirksomhet, samt at de har tilgang på russiske letemodeller i det østlige Barentshavet.

NE har per 19.1.2012 25 lisenser. De har så langt utforsket 6 brønner hvor de har gjort funn i 2 av disse (Fogelberg og Norvarg). Heilo, Zappfe og Omega var tørr. Den siste brønnen (Stirby) så ut til å være tom, men selskapet avventer likevel for eventuelt leting på et senere tidspunkt. Meningen med boringen i Zapffe i 2011 (Barentshavet) var å påvise om det var hydrokarboner i nedre kritt og øvre jura intervallet. Da brønnen ikke påtraff bergarter med reservoarkvalitet ble det avsluttet 18.1.2012.

I løpet av 2012 planlegger NE å bore i 3 nye felt (Jette, Storebjørn og Kakelborg). Totalt består boreprogrammet per 1.3.2012 av 6 lisenser som skal bores frem til slutten av 2013.

Dette programmet er finansiert av det nylige Fogelberg salget samt en rettet emisjon på 150 mill NOK.

I Norge tildeles lisenser, som sagt, i både TFO runder og årlige runder hvor mottakere må være bedrifter som skal inneha rett kompetanse samt gjennomføringsevne rent økonomisk for å få olje/gass opp fra reservoarene. Underveis er det blitt tildelt mange lisenser til ulike aktører og det er også blitt handlet mange lisenser mellom konkurrenter i bransjen.

Insentivene for å kjøpe eller selge en lisens kan være flere. For mindre bedrifter i bransjen (oljemygger) kan salg av lisenser være et resultat av kontantbehov for å finansiere andre lisenser med større potensial, eller som er strategisk viktig å satse på. For større aktører som for eksempel Statoil vil det hele tiden være viktig å legge til nye lisenser som sikrer fremtidig aktivitet. Store bedrifter som Statoil kan få utfordringer med å sikre tilstrekkelig fremtidig aktivitet gjennom egne prosjekter, og kjøp av lisenser kan dermed bli et relevant alternativ.

Olje- og energibransjen er preget av stor risiko og usikkerhet og det opereres ikke med faste priser for lisenser. Oljeprisen er i seg selv et stort usikkerhetsmoment, men utvinningsgraden (på sokkelen) spiller også en betydelig rolle. Ofte vil større investeringer per lisens bety høyere utvinningsgrad, og her spiller den individuelle bedrifts beregninger en vesentlig rolle. Dette kan medføre en forhandling mellom selger og kjøper sine beregninger om hvem som har mest «rett» ut fra egne forutsetninger. Videre kan det oppstå asymmetri i informasjonen om en lisens da en av partene ofte har mer detaljert innsikt i enkelte lisenstyper enn andre. For eksempel har North Energy ASA spesialisert seg på Barentshavet, mens størsteparten av produksjonen i Norge finner sted i Norskehavet og Nordsjøen.

2.3.1 Brønnboring

Når en lisens er blitt tildelt kan operatør foreta seismikkundersøkelser og eventuelt brønnboring dersom informasjonen fra undersøkelsen tilsier at det kan være petroleumforekomster. Slike brønner må godkjennes av oljedirektoratet hvor faste praksiser må følges. Blant annet må alle brønnbaner og brønner som bores ha et nummer og eventuelt et populært navn i tillegg for å kunne identifiseres av oljedirektoratet. På denne måten har OD oversikt over brønnlandskapet (Oljedirektoratet, 2012).

Brønner kan klassifiseres i flere grupper avhengig av hvilken type boring som skal foretas:

- **Letebrønner** (Exploration Wells) defineres som en letebrønn hvor det skal påvises petroleum (wildcats) eller for å avgrense en påvist forekomst (appraisals). I tilfeller hvor seismikkundersøkelser viser store petroleumforekomster over 200 MMBOE og hvor brønnboring påviser petroleum kalles slike lisenser for «Big Cats».
- **Utvinningsbrønner** (development wells) er brønner som skal benyttes til utvinning av petroleum. Disse deles inn i produksjons-, injeksjons- og observasjonsbrønner.
- **Grunne brønner** (shallow wells) er hull som bores for å gi karakteristika om bergarter eller informasjon som skal brukes ved senere boring av utvinningsbrønner.

Når en lisens tildeles i konsesjonsrunder kan selskaper forplikte seg til ulike lisensstyper.

Dersom en lisens tildeles som en «fast lisens» må det bores i denne lisensen. Alternativt kan en lisens tildeles som en «betinget lisens» hvor selskapet fremdeles er pålagt å bore, men hvor det er mulig å søke departementet om fritak for den pålagte boringen. I enkelte lisenser kan det også være pålagt å utføre 3D seismikkundersøkelser (Oljedirektoratet, 2012).

Vanligvis tildeles betingede brønner i områder hvor det er geologisk sammenheng mellom lisenser. Dersom en ikke finner olje i en nær lisens reduseres således sjansen betydelig for oljefunn i den betingede lisensen. Det tildeles også lisenser med såkalt «drill or drop» forpliktelser hvilket vil si at selskapet må gjennomføre seismikkaktivitet før avgjørelsen om å bore eller gi lisensen tilbake til departementet.

Ut fra dette prinsippet vil det være ekstra risikabelt for bedrifter som North Energy å søke om tildeling av faste lisenser da bedriften kan påføres letekostnader om de vinner søkerunden. I slike tilfeller er det fordelaktig for små selskaper å kunne selge lisensen videre.

2.4 Petroleumsnæringen

Petroleumsnæringen er blant de viktigste globale næringene. Råoljen som utvinnes blir i industrien blant annet brukt til parafin, diesel, bensin og til smøring av plastproduksjon og maskiner. Det er vanskelig å finne et produkt der petroleum ikke har vært en del av produksjonskjeden.

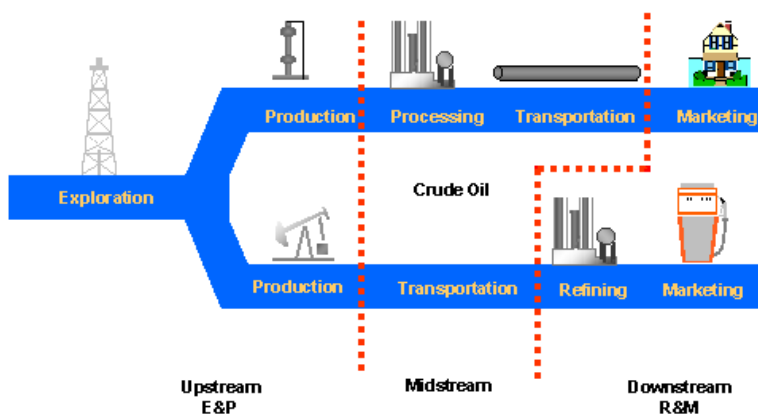
Petroleumsnæringen preges av mange aktører, men få som i realiteten styrer næringen. Den tidligere dominerende innflytelsen ble styrt av karteller og samarbeidsavtaler med de største selskapene (Shell, BP, Exxon, Mobil, Texaco, Chevron, CFP og Gulf). Sammen stod de for 90 prosent av den internasjonale råoljeutviklingen på 50- tallet. På grunn av stor og rask vekst

i på 50- tallet ble OPEC dannet i september 1960. OPEC er en organisasjon med hensikt å sikre prisstabiliteten i internasjonal oljeindustri, samt sørge for rettferdighet i petroleumsnæringen. OPEC har vært utsatt for kritikk blant annet for å kontrollere oljeprisen og opprettholde høye priser til egen vinning. Etter oljekrisen i 1973 har OPEC mistet noe av evnen til å kontrollere prisene, men OPECs medlemsland kontrollerer fortsatt 75 prosent av verdens oljeforekomster innad i OPEC landene hvilket gir organisasjonen betydelig kontroll over det globale markedet (Store Norske Leksikon, 2012).

Av de landene i verden som innehar de største oljereservene er det bare Norge, Canada og Russland som ikke er med i OPEC. En oversikt fra U.S. Energy Information 2012 (EIA, 2012) viser at Saudi Arabia, Canada, Irak og Iran er de landene som besitter de største oljereservene. Selve produksjonen i Norge ligger på ca 2,13 millioner oljeekvivalenter per dag. Tallene er hentet fra Annual Energy Outlook i 2011 (EIA, 2012)

2.4.1 Verdikjeden i petroleumsnæringen

Vanligvis deles verdikjeden i olje og gass i tre faser; oppstrøms, midtstrøms og nedstrøms fasen. Lete- og produksjonsselskap er kun involverte i oppstrøms fasen. NE er et leteselskap som sannsynligvis vil bevege seg nærmere produksjon i løpet av noen år. Shell og Exxon kalles integrerte bedrifter da de er delaktig i hele verdikjeden. Figuren under illustrerer hvordan verdikjeden fungerer fra leting til produksjon og salg av ferdig produkt (Petrostrategies, 2012).



Figur 2: Verdikjeden til olje og gass

Før et selskap kan begynne leting etter olje og gass må de få tildelt lisenser som gjør at de kan lete i de aktuelle feltene. Som vi vil vise senere er NE deleiere i de fleste av sine lisenser.

Det er vanlig at flere selskaper samarbeider for å redusere kostnader og risiko, samt øke adgang til produksjonsutstyr og kompetanse.

Oppstrøms fase:

Denne fasen er en betegnelse på leting og utvinning av olje og naturgasser. Oppstrømsfasen er også kjent som *exploration and production* (E&P). Denne sektoren inkluderer leting etter potensielle undergrunn/undervanns felt og drilling i brønner. Det samles inn data for å kontrollere for hydrokarboner. Selve leteprosessen blir i mange tilfeller kostbar og det er spesielt bore- og riggekostnader som driver kostnadene.

Midtstrøms fase:

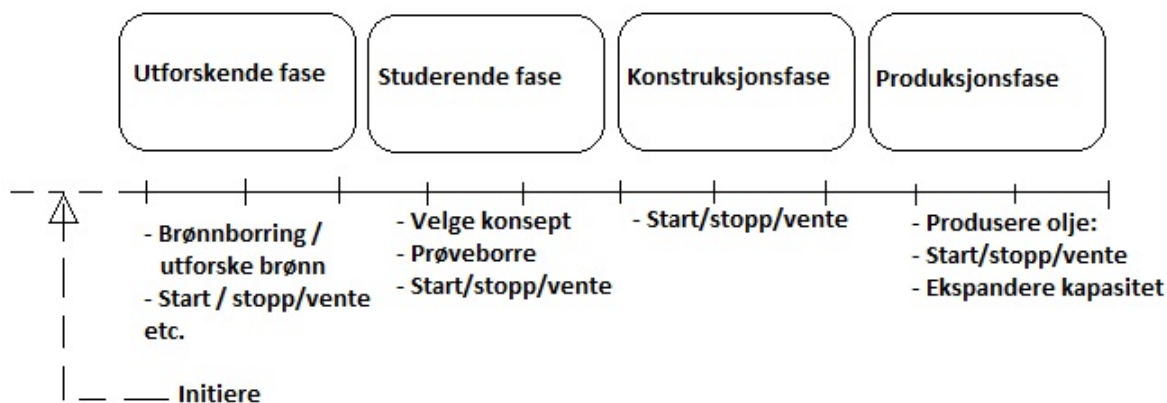
Denne fasen er vanligvis i sammenheng med nedstrøms fasen. Her prosesserer og transporterer selskapene olje- og gassproduktene.

Nedstrøms fasen:

I nedstrøms fasen står selskapene for raffinering av oljen, salget og distribusjonen av naturgasser samt produkter utledet av råoljen. Produkter som kommer fra råoljen kan være flytende petroleums gass (LPG), bensin, flybensin og diesel. De raffinerte produktene blir til slutt solgt til brukeren.

2.4.2 Investering i petroleumsprosjekter

Lund (2000) deler petroleumsprosjekter inn i 4 faser. Utforskning, konseptuelle studier, planlegging samt konstruksjon og produksjon. I utforskningsfasen estimeres størrelsen på oljeekvivalenter i feltet og sannsynligheten for funn av olje. Den potensielle produksjonskapasiteten avgjøres i den konseptuelle studiefasen i tillegg til studie av fleksibilitet i prosjektet. Planlegging og konstruksjonsfasen utfører det studiefasen har kommet frem til. Til slutt ender prosjektet i produksjonsfasen når konstruksjonsfasen er ferdig. I et slikt prosjekt vil det kontinuerlig bli tilgjengelig ny informasjon pga nye oppdagelser rundt prosjektet og ny teknologi, som krever oppfølging.



Figur 3: Oppstrømsfase

Det er ikke uvanlig at det går 10-15 år fra det er funnet oljeekvivalenter til produksjon kan starte. Dette varierer likevel ut fra feltets beskaffenhet. I leteperioden, altså i første fase, vil lisenshavere se etter petroleumsforekomster som normalt tar opptil 3 år.

2.4.3 Usikkerhet i petroleumsinvesteringer

Forskjellige typer risiko og usikkerhet er forbundet med leting og forskning for å finne oljefelt. Laughon, Sagi og Samis (2000) samt Jonsbråten (1998) klassifiserer usikkerhet i to kategorier.: Eksogene og endogene. Eksogen usikkerhet er uavhengig av prosjektets utvikling og avgjørelser, mens endogen usikkerhet avsløres gjennom prosjektet ofte som et resultat av avgjørelsene som tas underveis. Det er mange faktorer av usikkerhet som må tas hensyn til innen den uforskende fase, og noen av disse nevnes under:

- Oljepriser
- Geologiske utfordringer
- Politiske og skattemessige faktorer
- Makroøkonomiske faktorer som markedsrisiko, rentenivå, inflasjon, valuta m.m.
- Teknologisk nyvinning

2.4.3.1 Oljepriser

Når vi beregner verdi på NE er vi avhengige av oljeprisen. Oppgaven bruker ”Brent Crude” for estimering av oljepris. Brent Crude oljen er oljen som kommer fra Nordsjøen.

Sammenlignet med West Texas Intermediate (WTI), oljen som er mest sitert, eksisterer det

ikke noe "spot" marked for Brent Crude oljen. Kunder informerer selgeren på forhånd hvor mye olje de ønsker å kjøpe den aktuelle måneden og ut fra dette blir oljen levert på kontrakt (Lin, 2007). Oljen måles i amerikanske fat. Et fat er i henhold til det metriske systemet 159 liter og kalles på amerikansk for "barrels of oil equivalent" (BOE). Som oftest måles prisene per fat i amerikanske dollar. Bransjen bruker amerikanske dollar som et mål på gjennomsnittsprisen for ett fat olje. I praksis betyr det at oljeprisen avhenger av svingninger i valutakursen og motsatt, det gjelder også for NE. Deres offshore produksjon vil dermed fluktuere mer med svingninger i oljeprisen enn onshore produksjon som avhenger av kronen. Selv om det eksisterer data fra en lengre tidsperiode for WTI oljen har vi valgt å bruke Brent Crude siden NE investerer på norsk sokkel.

Årstall	Begivenhet	Nom. pris	Inflasjonsjustert pris
1864	Oljeboom i Pennsylvania	8,06	104,35
1876	Russland begynner oljeeksport	2,56	48,64
1948	Oppbyggingen etter 2. verdenskrig	1,99	16,74
1974	Arabisk oljeembargo	11,58	47,54
1979	Iranske revolusjon	31,61	88,13
1980	Iran-Irak i krig	36,83	90,46
1990	Irak invaderer Kuwait	23,73	36,76
1998	Økonomisk krise i Asia	12,72	16,22
2003	Kina verdens nest største oljeforbruker	38,27	40,83
2007	Snittpris på amerikansk råolje	67,38	67,38

Tabell 1: Utviklingen av oljepriser

2.4.3.2 Utviklingen av råvarepriser

Råvarer og energipriser har noen felles egenskaper med finansielle produkter, men de har også et visst særpreg. Pilipovic (1998) peker på at energipriser er påvirket av faktorer som finansielle produkter blir mindre påvirket av. Disse faktorene er geografi, vær og politisk turbulens. Råvareprisene viser seg også å bli påvirket av sesongsvingninger, asymmetriske fordelinger og tidsvarierende volatiliteter (Lin, 2007). En annen viktig faktor er avkastingen på risiko, der usikkerheten rundt råvarer differensierer fra finansielle produkter.

Råvareprisene vil variere fra tilgangen på nedstrømskunder (de transaksjonene som skjer etter produksjonen frem mot salg), muligheten for å lagre produktene, korrelasjon med markedsrisiko og forhandlingsmakten til aktørene i industrien.

GBM (geometric brownian motion) brukes i valg av spotpriser for å forklare råvarer. I Black-Scholes brukes GBM for å finne aksjepriser. Dette er den mest brukte metoden for å forklare hvordan en aksje opptrer i markedet. En alternativ metode er "mean-reversion". Vasicek (1977) mente at ettersom råvarepriser så ut til å tilbakestilles til en gjennomsnittspris uansett hvordan markedet oppførte seg, ville det være hensiktsmessig å bruke et gjennomsnitt for å finne priser. Å returnere til gjennomsnittspriser på råvarer er konsistent med at produktene blir solgt i et konkurransedyktig marked, slik at prisene sakte reverseres til langsiktige marginalkostnader (Pindyck, 1999).

Det har vært flere diskusjoner rundt hvilke modeller som egner seg best. Geman og Lin (2005,2007) mener at reversering til gjennomsnittspriser er borte i gass og oljepriser og at det mest korrekte er å bruke GBM. Det kan derimot hevdes at ingen av modellene passer og disse foreslår at en miks av begge er passende.

2.4.3.3 Geologiske utfordringer

De geologiske utfordringene har med feltets beskaffenhet å gjøre, altså størrelse samt hvilken type reservoar oljen befinner seg i. Reservoarene er ofte ikke homogene, de varierer i egenskaper både vertikalt (flere lag med separate eller sammenhengende soner med olje/gass/kondensat/vann) og horisontalt (forkastninger, erosjoner, strømningsforhold osv.). Geologisk usikkerhet har derfor ofte sterk tilknytning til hvilke kostnader som er knyttet til å få oljen opp fra lageret. Denne risikotypen vil derfor ofte påvirke beslutninger på et tidlig stadium i prosjektet. Derfor kan man si at denne risikoen er endogen. NE har utfordringer med tanke på deres letevirksomhet og hvilke geologiske utfordringer dette gir.

NE ønsker å lete hovedsaklig i Barentshavet, da dette området tilhører Nord Norge mer enn Norskehavet og Nordsjøen. I Barentshavet er det større geologiske utfordringer enn de 2 andre områdene. Dette er utfordringer som klima, lysforhold, og dårligere infrastruktur. Dette betyr at når NE velger å lete i disse områdene vil det utgjøre en større risiko samt kunne medføre større kostnader.

2.4.3.4 Skatteordning på norsk sokkel

Norge har en spesiell skatteordning sett i forhold til mange andre land. Petroleumsbransjen er pålagt å betale en særskatt på 50 prosent i tillegg til de ordinære 28 prosentene. På grunn av den ekstraordinære lønnsomheten ved utvinning av naturressurser har staten vedtatt at alle selskaper må betale særskatt.

Dette systemet har likevel noen fordeler ved seg. Selskapene får fradrag for alle letetekostnader de har bundet opp mot utvinningen. Dette kalles skatterefusjonsordningen, og er bestemt av staten. Den norske stat tilbakebetaler skatteverdier på 78 % av utvinningen til oljebedrifter i underskuddsposisjon, slik som North Energy. Ordningen ble opprettet i 2005 og er regulert gjennom særskatteordningen; "Petroleumsskatteloven § 3, bokstav c, fjerde ledd" (Lovdata, 2012). Formålet med ordningen er å likestille nyetablerte bedrifter i oppstartsfasen, med etablerte bedrifter (eksempel North Energy og Statoil). Alexander Krogh (2012) Finance Manager i North Energy, omtalte dette som en bra ordning for selskaper i etableringsfasen, men påpekte at det tar opp til et år å få refundert letetekostnadene. Det betyr at letetekostnadene som NE hadde i 2011, ikke blir refundert før i desember 2012. Årsaken er at flere ulike instanser involveres i prosessen før tallene kan revideres. Dersom selskapene ikke krever skatteverdien av letetekostnadene kan de godskrive beløpet til senere og få renteinntekter på letetekostnadene. Skatterefusjonsordningen har vært en milliardsuksess for staten. Rapporter viser at refusjonsordningen har bidratt til å generere 800 millioner fat oljeekvivalenter i ekstra reserve. Og i løpet av kun seks år er det boret i flere enn 200 brønner, som igjen har gitt 70 olje- og gassfelt med reserve i størrelsesorden 3.300 millioner fat oljeekvivalenter (Teknisk ukeblad, 2012).

En annen skatteregel som er til fordel for bedrifter på norsk sokkel er friinntekten. Før særskatten trekkes fra resultatet blir det tatt fradrag for en såkalt friinntekt. Denne friinntekten utgjør 30 prosent av investeringene (7,5 % i 4 år).

2.4.3.5 Makroøkonomiske forhold

Forutsatt at NE finner olje er det flere viktige faktorer som påvirker lønnsomheten til bedriften. Oljeprisen, renten og valuta som igjen blir påvirket av makroøkonomiske forhold. Oljeprisen påvirker ikke bare NE, men også den norske økonomien. Mellom rekordhøye priser i 2007 til særdeles lavt mot slutten av 2008, ligger oljeprisen per 29.3.2012 på ca 123 dollar per fat. Den urolige situasjonen i Europa bidrar til store svingninger på Oslo Børs. Dette skaper bekymringer blant investorer som i tur er med på å påvirke de fleste rapportene lagt fram av bedrifter innenfor energisektoren. Oljeanalytiker Torbjørn Kjus i DnB Markets tror på en prisutvikling i oljeprisen i 2012 der den vil øke i første halvdel av 2012, for så å synke i siste halvdel av 2012 (Hegnar, 2012). Dette fordi tilbudssiden ser ut til å vokse mer enn etterspørselsiden i siste halvdel av 2011 og inn i 2012. Saudi Arabia ligger langt foran skjema og produserer proaktivt i forhold til markedsutviklingen.

Videre er renten en viktig faktor for konkurranseevnen til NE. Jo lavere rente dess mer konkurransedyktige er norske eksportbedrifter. Økonomene i Nordea spår en svakere vekst i norsk økonomi fremover så fremst problemene i Europa løser seg. På grunn av mye usikkerhet knyttet til Eurosonen og uvisshet om en løsning er det vanskelig å anslå hva som skjer med både renten og valuta. Men selv med en løsning så tror økonomene i Nordea at det kommer en nedgang i andre kvartal av 2012, som ikke bare påvirker Europa, men også Norge. Videre tror de at norsk økonomi vil vokse med 2,1 % i 2012 (Hegnar, 2012). Dette kan bety at Norge må belage seg på en liten renteøkning. Den siste faktoren som er viktig for konkurranseevnen til NE er valuta. NE som eksportbedrift er avhengig av at kronekursen er forholdsvis lav. Når den norske kronen er sterk rammer dette eksportbedrifter i Norge. Her kan kontrakter, valutasikring og markedsrett dempe tapet noe, men for at økonomien skal være stabil er eksportbedrifter avhengig av et stabilt og sikkert marked. Videre må Norge holde lønnsveksten lav slik at man får lavere rente og svakere kronekurs, dermed styrkes konkurranseevnen.

2.4.3.6 Teknologisk nyvinning

Teknologisk risiko er både endogen og eksogen. Selv om bedriften påvirker teknologi tilpasset sine egne prosjekter vil et generelt teknologisk nivå være gitt før prosjektet startet. Dette vil også være utgangspunktet når man estimerer muligheter og lønnsomhet i prosjekter. Teknologi påvirker både operasjonelle- og investeringskostnader, i tillegg til utvinningsandel for et reservoar blir bedre med årene. For eksempel kan Statoil i dag hente ut mye olje fra sine brønner som for noen år tilbake siden ble sett på som ”tomme”, da teknologien tidligere ikke var god nok for å hente ut denne reserven. Derfor vil prosjekter som i dag ikke er lønnsomme, kunne bli utsatt, slik at fremtidig teknologi kan gjøre prosjektet lønnsomt.

3.0 Metode

Dette kapitlet har som hensikt å belyse forskningsprosessen. Med dette mener vi å vise strategi for forskningen, herunder datainnsamlingen og analysen av den. Videre vil vi se på hvorfor vi har valgt denne tilnærmingen og hvordan våre valg påvirker kvaliteten av de dataene som blir samlet inn. Måten man henter inn og analyserer dataene påvirker dataens kvalitet. Derfor vil vi redegjøre for hva metodelitteraturen sier om vår tilnærming, og deretter vurdere kvaliteten på våre data samt kildebruken rundt denne. Verdsettelsesmetodene drøftes ikke i dette kapitlet, de redegjøres for i neste kapittel.

3.1 Forskningsdesign

”The craft of research design is about developing imaginative ways of achieving simplicity of inference through creating a study design within which factors are orthogonal where they are not independent of each other in the world at large” (Shadish et al., 2002 omtalt i Smith et al., 2008 s. 272).

Innenfor forskningsmetode finnes det i hovedsak to ulike tilnærminger; kvalitativ og kvantitativ metode. Kvalitativ metode brukes for å gå dypere ned i materialet. Det er en prosess der man setter menneskers forventninger, tanker og erfaringer i fokus. Kvalitative metoder brukes der man ønsker å forstå handlinger og adferd. Når kvantitativ metode har breddefokus, prøver den kvalitative metoden å gå i dybden på ting (Ringdal, 2007).

Kvantitativ metode brukes når en ønsker å danne forklaringer. Informasjonen som hentes inn skal formes til noe målbart. Et eksempel er Statistisk Sentralbyrå som samler inn data for statistiske beregninger. Denne metoden er som oftest systematisk og strukturert.

Ved en kvalitativ metode får forskerne deltatt mer enn ved kvantitativ metode, der de står på sidelinjen og observerer. I vår oppgave er det til en viss grad benyttet kvalitativ metode da vi har hatt telefonsamtaler med Alexander Krogh i NE. Intervjuene har vært ustrukturerte uten bruk av intervjuguide med hensikt til å få kort konsise svar på spørsmål relatert til faktaopplysninger som for eksempel skatterefusjonsordningen og salget av lisensen Fogelberg. Intervjuet er ikke transkribert da vi i ettertid har funnet kilder på dataen ved hjelp fra Alexander Krogh.

Oppsummert er forskningsdesignet den overordnede planen for hvordan vi skal løse problemstillingen vår. Altså en plan for gjennomføring og organisering, der utforming av problemstilling, innsamling av data og til slutt analyse og tolkninger av denne informasjonen er hovedpunktene.

3.3 Casedesign

Ordet case betyr “tilfelle” på latin som viser til at man studerer et bestemt tilfelle inngående. Et casestudium innebærer en omfattende datainnsamling som er både tid- og stedsavhengige. Casen studeres i en setting for eksempel historisk, sosial, fysisk eller som i vårt tilfelle økonomisk. I en casestudie kan man benytte både kvalitativ og kvantitativ datainnsamling; for eksempel kan det brukes spørreskjema eller eksisterende statistikk gjennom kvantitativ forskning. Forskingen skal helst være avgrensende med mest mulig inngående fokus på forskningsspørsmålet. I følge Robert K. Yin (2003) finnes det 3 varianter av casestudie:

- Utforskende (Exploratory): Her fokuseres det på å se en case i et nytt “lys”. Dermed kan man få bedre forståelse av et problem som kan brukes i et større forskningsprosjekt.
- Forklarende (Explanatory): I denne varianten skal forskeren prøve å finne sammenhenger mellom variabler, såkalt kausalitet. En slik studie kan benyttes i tilknytning til komplekse undersøkelser av miljøer, feks en stor bedrift.
- Deskriptiv (Descriptive): Den siste varianten handler om å bruke et teoretisk rammeverk for og inngående beskrive en bedrift, person eller hendelse. Derfor er det viktig å ha mye kunnskap rundt emnet.

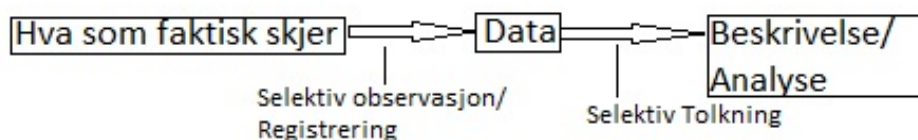
I vårt tilfelle vil problemstillingen som nevnt være verdsettelse av North Energy ASA. Dette kan ikke sies å være særlig spesielt eller unikt, og oppgaven havner derfor under det deskriptive casestudiet. Her benytter vi kjent teori som rammeverk for inngående å kunne gi en verdivurdering av selskapet gjennom analyse av tilgjengelig statistisk datamateriale som for eksempel årsregnskap, kvartalsrapporter, børsmeldinger og makroøkonomiske variabler som oljepris, valuta og renter. Verdsettelsesteoriene som brukes i vår oppgave er på ingen måte noen ny teori, selv om den er like aktuell i dag som tidligere, noe som kan være med på å kvalitetssikre oppgaven vi skriver.

3.4 Tidshorisont

Innen forskning har tidsaspektet ofte mye å si for både datainnsamlingen og analysen av denne. For eksempel kan tidsserieundersøkelser gi informasjon om et tema over tid, mens tverrsnittundersøkelser gir informasjon om et fenomen på et gitt tidspunkt. I vår oppgave har vi fokusert på å gi et bilde av bedriften på et bestemt tidspunkt. Utfordringen med dette er at mye av tilgjengelig data (feks årsregnskap) har sin opprinnelse i fortiden og kan sies å være noe utdatert. Derfor har vi supplert med kvartalsrapporter og børldata av nyere dato. Videre vil samtaleintervjuer med NE kunne redusere feil ved å få klarhet i spørsmål underveis. For å få et bedre og mer valid datagrunnlag har vi benyttet sekundærdata fra andre selskaper for å forlenge tidshorisonten på datagrunnlaget. I bergningen av for eksempel betaverdien til NE ble tidshorisonten til datagrunnlaget for kort (NE børsnotert februar 2010) og sammenligning mot andre selskaper ble nødvendig.

3.5 Datainnsamlingsmetode

I prosessen med innsamling av primærdata oppstår ofte vanskelige problemstillinger i forskningsprosessen. Dette fordi forutsetningene til datainnsamlingen skal stemme med hvordan dataen faktisk ble samlet inn. For eksempel kan en kvantitativ spørreundersøkelse ha til formål å være mest mulig objektiv, men det kan være problem at respondenten svarer på bakgrunn av ledende spørsmål. Eller at forskeren i etterkant av et dybdeintervju tolker dataen fra et annet ståsted enn da intervjuguide ble opprettet. Noen ganger må data tolkes og da kan det oppstå slike feil. Andre ganger ønsker forskeren bestemt å ekskludere bestemte typer data fra forskningen. Denne prosessen kan illustreres ved hjelp av figuren under (Johannessen et al., 2004).



Figur 4: Seleksjon i forskningsprosessen

3.5.1 Primærdata

Det finnes forskjellige typer data, både målbare data i tall og sosiale data som ikke nødvendigvis kan tallfestes like enkelt. I metode skilles det derfor mellom myke og harde data hvor harde data kvantifiseres ved hjelp av tall, mens myke data handler om lyd, bilder og tekst (Johannessen et al., 2004). Videre skilles det også mellom hard og myk virkelighet, hvor hard virkelighet kan sies å være direkte registrerbar virkelighet som for eksempel antall arbeidsledige. Og myk virkelighet kan sies å være personlighetstrekk (ebit). Derfor skilles det som nevnt mellom to hovedgreiner på veien til primærdata; kvantitativ og kvalitativ datainnsamling. Hva en velger avgjøres blant annet av formålet med forskningen.

3.5.2 Sekundærdata

Sekundærdata er kort fortalt publikasjoner hvor forskeren henviser til andres primærdata og bruker denne i forskningen sin (Johannessen et al., 2004). Sekundærdata er ofte raskere og mer effektivt å samle inn enn primærdata. Dette fordi forskningen allerede eksisterer og kan benyttes. Samtidig kan sekundærdata støtte opp under antakelser eller avkrefte antakelser som dukker opp under innsamlingen av primærdata. Det blir opp til forskeren å vurdere hvorvidt sekundærdata som samles inn er reliabel og valide, og om og hvordan disse skal tolkes. I vurderingen av sekundærdata er det viktig å vurdere reliabiliteten. Dette gjøres ut fra subjektive analyser hvor en kan se på forfatterens anerkjennelse i fagmiljøet, verkets utbredthet og aktualitet. Mye avhenger derfor av forskeren selv i denne vurderingen. Ofte vurderes artikler og tidsskrifter av profesjonelle paneler (forskere og kritikere) som etter fastsatte kriterier vurderer tyngden til artikkelen.

De sekundærdata som blir aktuell for vår oppgave deles opp i fire segmenter. Hvor reliabiliteten rangeres fra 1-4 hvor 1 er best. For eksempel rangerer vi økonomiske databaser høyest fordi disse er utolket informasjon. Altså kan denne ses på som mer objektiv og reliabel enn for eksempel bøker og artikler.

1. Kvantitative databaser (Oslo Børs, NASDAQ m.fl.)
2. Bøker
3. Artikler
4. Internettkilder

Informasjon fra databasene bruker vi til sammenligningsformål. Informasjonen fra bøkene eller artiklene er brukt i oppgaven etter beste evne uten å endre på meningen eller budskapet i kildene. Hvor det er blitt sitert vil det henvises til forfatter, årstall og side med parentes i teksten i tillegg til at kilden plasseres til slutt i litteraturlisen. Tekst som blir brukt og fortolket av oss uten direkte sitat blir henvist til i teksten med parentes hvor forfatter samt årstall blir notert. Siden mye av informasjonen fra sekundærdata blir tolket av oss og brukt i sammenhenger som setter en del krav til oss, kan det også stilles spørsmål ved reliabiliteten ved vår tekst. Antakelser som ikke kan begrunnes ut fra enten primær- eller sekundærkilder minimeres etter beste evne.

Siden vårt formål primært er å verdsette NE fra et investorperspektiv vil sekundærdata fra børs og regnskapsrapporter være riktig å benytte som datagrunnlag da denne er tilgjengelig for alle investorer. På denne måten vil utgangspunktet vårt med hensyn til data være likestilt med andre investorer.

Børsdata har vi ovenfor rangert som den mest reliable sekundærkilde da dette er ubehandlet informasjon skapt av markedet. Det kan likevel oppstå for eksempel kursmanipulasjon og innsidehandling, men vi forutsetter at denne dataen er objektiv.

Regnskapsrapporter og selskapsdata som er publisert av North Energy kan også manipuleres, men siden slike rapporter revideres kan denne dataen også sees på som relativt reliabel. Vi har i verdsettelsen brukt siste kvartalsrapport for kvartal fire 2011, denne er ikke revidert og verddivurderingen vår av NE avhenger derfor av at denne informasjonen er korrekt.

3.6 Reliabilitet

Reliabilitet; *"pålitelighet, brukes om et måleinstruments eller en målemetodes grad av stabilitet og konsistens i målingene"* (Store Norske Leksikon, 2012).

Marshall og Rossman (Johnson og Duberley, 2006) mener at verden er i konstant endring. Er man av positivistisk overbevisning er reliabilitet viktig. Den positivistiske tankegangen antar at forskning ganske logisk kan replikeres i en sosial verden. På en annen side er den kvalitative fortolkede antakelsen av mening at den sosiale verden alltid forandrer seg og dermed blir replikering problematisk. Så ut fra kvalitative antakelser er pålitelighet i en

oppgave av viktig art. Videre mener Marshall og Rossman (2006) at reliabilitet er opptatt av konsistensen av resultater som oppnås i undersøkelser.

Målet med reliabilitet er dermed å forminske feil og skape en mer troverdig forskning slik at en annen person/gruppe i utgangspunktet skal kunne foreta samme forskning og komme frem til samme resultat. I vår oppgave er dette viktig, da det økonomiske markedet hele tiden endres. Ulike konjunktursvingninger, aksjekurser og oljepriser som endres og valuta som svekkes og styrkes. Disse forandringene i markedsforholdene gjør at spørsmålet om reliabilitet blir mer komplisert. Vår oppgave er å verdsette NE, og siden vi bruker historiske data/tall vil ikke dette påvirke vår oppgave i like stor grad.

I følge Robson (Johnson og Duberley, 2006) er det 4 momenter som svekker reliabiliteten i forskning; Feil ved subjektet, fordommer til subjektet, feilobservasjoner og observatørens fordommer. Dette betyr at når man forsker må man være kritisk til hva man tror på. Men på en annen side må man ha tiltro til de dataene man innhenter. Vi må anta at regnskapstall og tidligere analyser er gjort etter norsk lovgivning. Det er viktig å presisere at selv om data er pålitelige kan det forekomme menneskelig feil. De regnskapene og tallene vi bruker er behandlet av revisorer og analytikere og vi er ikke bedre viten enn at vi må stole på at det er korrekt. Ved gjennomgang av ulike analytikerbyrå, har vi stilt oss kritiske til eventuelle målefeil og justeringer.

3.7 Validitet

Begrepet validitet dreier seg om ”*relasjoner mellom det generelle fenomenet som skal undersøkes, og de konkrete dataene*” (Johannessen et al., 2004). Det finnes 2 former validitet; ekstern- og intern validitet.

Intern validitet handler om å finne sammenhenger mellom variabler og fenomener, altså om å finne kausale sammenhenger. I positivistisk ledelsesforskning er kausalitet og intern validitet viktige faktorer. Et eksempel på kausalitet kan være sammenhengen mellom inntak av alkohol og promille.

I vår oppgave går vi fra teori til empiri og da er begrepsvaliditet viktig for å skape en kobling mellom variablene i teorien til empiriplanet. Om vi verdsetter NE når bedriften er x år eller har nådd et vist punkt i livssyklusen, kan våre resultater da muligens gjelde for liknende oppstartede bedrifter innen olje- og energibransjen.

4.0 Teori

Verdsettelse handler om å finne verdien av en bedrift. Verdien kan finnes gjennom ulike metoder. Eksempler på dette er inntjeningsbaserte metoder og balansebaserte metoder. Felles for slike metoder er at de skal tjene et mål. Dette kan være kjøp/salg av virksomheter, fisjon/fusjon eller for å kartlegge investeringsmuligheter. Oppgaven deler verdsettelsesmetodene i 3 metoder: fundamental, komparativ og opsjonsbasert verdsettelse. Verdsettelse av et selskap kan gi en pekepinne hvorvidt dets estimerte markedsverdi er fornuftig. For øvrig er ikke verdsettelse en konstant vitenskap hvilket gjør det hensiktsmessig å verdsette bedrifter med jevne mellomrom.

Verdsettelsesmetoder

Kontantstrømmetoden tar hensyn til nettonåverdien av et prosjekt som kalkuleres ved å neddiskontere prosjektets fremtidige kontantstrømmer med en rente som inkluderer risikoen ved prosjektet. Ofte er denne renten kalkulert ved å bruke CAPM og WACC. Denne metoden vurderer en statisk kapitalstruktur for gjeld og egenkapital. En slik verdsettelsesmetode tar ikke hensyn til fleksibiliteten et prosjekt eller et firma kan inneha. En petroleumsbedrift har som oftest slike administrative fleksibiliteter, men ofte verdsettes ikke disse. Trigeorgis (1995) mener at kontantstrømmetoden undervurderer prosjekter som har fleksibilitet. Petroleumsbedrifter har mer usikkerhet knyttet til seg i form av olje og gass priser, oljetype og volumet av hydrokarboner som skal produseres. På grunn av denne usikkerheten er petroleumsbedrifter avhengige av fleksibilitet og det vil derfor være mer hensiktsmessig og bruke en opsjonsbasert tilnærming for estimering av petroleumsbedrifter sin markedsverdi.

4.1 Fundamental verdsettelse

Fundamental verdsettelse kan sies å være en av de mer grundige måtene å verdsette en bedrift på. Grunnen er at analytikeren må sette seg inn i flere sider ved bedriften utover tallbaserte materiale, noe som kan være svært ressurskrevende. Fundamental verdsettelse som prosess kan i følge Penman (2010) deles inn i 5 steg:

Sette seg inn i bedriften: I dette steget skal analytikeren lære seg å kjenne bedriften og dens innhold. Det kan være alt fra å se på produktet som produseres, konkurrenter, ledelsen i

bedriften, forutsetninger for bransjen og innovasjon. Ved å analysere aspektene ved bedriften kan analytiker anslå om bedriften kan skape verdier i fremtiden.

Analysere informasjon: Videre må en analysere regnskapsinformasjon, kontantstrømmer, profitt m.m. Likevel er en ”mykere” analyse av kvalitative verdier viktig. Dette kan være teknologisk utvikling og levedyktighet av produkter, kvalitet i bedriftens ledelse, for eksempel evne til måloppnåelse. Utfordringen er å analysere kun informasjon som har sammenheng med bedriftens verdi.

Utvikle fremtidsutsikter: For å si noe om fremtidsutsiktene må analytikeren først kunne formidle hvordan dette skal måles. Her handler det om å budsjettere resultater og lønnsomheten i fremtidig drift, slik at dette gjøres om til pengeverdier. Dette er kanskje steget i modellen med mest uforutsigbarhet da en må ta hensyn til både tid og risikofaktorer.

Fremtidsutsikter blir verdi: Når det er satt monetære verdier på fremtiden må disse diskonteres for å finne en nåverdi. Dette utgjør grunnlaget for verdisettingen av bedriften.

Anbefaling: Dersom man analyserer for en investor på utsiden av bedriften skal man ut fra modellen nå ha kjøps-, salgs- eller holdanbefaling. Dersom en analyserer for bedriften skal dette steget gi svar på om bedriften skal godta eller forkaste strategien.

Gjennom disse stegene fokuseres det på både regnskap og kvalitative sider ved bedriften. Likevel vil finansregnskapet ofte være avgjørende; historikken over regnskapet viser hva som er oppnådd og hva bedriften kan oppnå (Penman, 2010).

“Virksomheter som historisk har hatt høy lønnsomhet vil tendere til å ha høy lønnsomhet også i fremtiden, mens lav lønnsomhet på samme måte ofte vil vare ved. Historisk lønnsomhet vil derfor som regel være hensiktsmessig som utgangspunkt for prognoser over fremtidig lønnsomhet” (Gjesdal og Johnsen, 1999, s.10).

4.1.1 Metoder innen fundamental verdsettelse

Som nevnt består fundamental verdsettelse av blant annet strategisk analyse og regnskapsanalyse. Kjernen i metoden er kontantstrømmene som skal diskonteres til en verdi ved hjelp av et avkastningskrav over en tidsperiode. Formelen ser slik ut:

$$\text{Verdi} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

t = tid

CF = kontantstrømmen ved tiden t

k = avkastningskravet.

Vanligvis vil det være mulig ut fra regnskapsmessig analyse å predikere kontantstrøm basert på historisk regnskapsdata. Utfordringen er at NE per i dag ikke har hatt driftsinntekt og ut fra dette er det vanskelig å si noe om hvilke kontantstrømmer som kan genereres i fremtiden. På bakgrunn av dette vil oppgaven i større grad fokusere på andre typer verdsettelse som forklares i kapitlene under. Vi går likevel gjennom egenkapitalmetoden og total kapitalmetoden.

4.1.2 Egenkapitalmetoden - Frikontantstrømmodellen

Denne metoden bruker netto kontantstrøm til egenkapital, altså kontantstrømmen etter at kostnader er trukket fra (Penman, 2010). Det kan være rentekostnader, skattekostnader osv. Netto kontantstrøm er her definert som $C_t - I_t$, hvor C_t er kontantstrøm etter kostnader og I_t er re-investering brukt til vekst. Både kostnader og re-investeringer trekkes altså fra kontantstrømmen for å finne netto kontantstrøm til egenkapitalen. Formelen er her gitt ved:

$$V_0^E = \sum_{t=1}^T \frac{C_t - I_t}{(1+k_E)^t} + \frac{P_T}{(1+k_E)^T} \quad \text{hvor } P_T = (C_T - I_T) / (k_E - g)$$

$C_t - I_t$ = fri kontantstrøm til EK

k_E = avkastningskravet til egenkapitalen

g = vekstrate

I modellen er det benyttet en terminalverdi med en vekstrate. Det tas da utgangspunkt at bedriften har nådd "steady state" med konstant vekstrate g inn evigheten T.

4.1.3 Egenkapitalmetoden - Dividendemodellen

Dividende betyr utdeling av utbytte. Et utbytte kan her være definert som NOK per aksje eller en andel av overskuddet som skal deles ut.

Dividendemodellen skiller seg ikke fra kontantstrømmodellen over når bedriften ikke har finansielle eiendeler eller rentebærende gjeld (Gjesdal og Johnsen, 1999). I tilfeller hvor bedriften har dette, neddiskonteres fremtidig utbytte for å verdsette egenkapitalen.

Dividendemodellen kan enten uttrykkes i en uendelig form eller en tidsbestemt form med et terminalledd. Formelen under viser hvordan modellen ser ut når det er periodeutbytte på DIV_t , terminalutbytte på DIV_T og terminalpris P_T i sluttperioden:

$$V_0^E = \sum_{t=1}^T \frac{DIV_t}{(1+k_E)^t} + \frac{DIV_T}{(1+k_E)^T} + \frac{P_T}{(1+k_E)^T}$$

DIV_t = utbytte i periode t

DIV_T = utbytte i terminalperiode T

k_E = avkastningskrav i periode t og T

P_T = Terminalprisen bedriften selges for

4.1.4 Totalkapitalmetoden- Dividendemodellen

Totalkapitalmetoden verdsetter egenkapitalen på en indirekte måte. Den tar utgangspunkt i netto kontantstrøm som i modellen over etter at kostnader og reinvesteringer, men før kreditorer og eiere får utbetalt verdier. Videre neddiskonteres den frie kontantstrømmen ved hjelp av totalkapitalen med den vektete gjennomsnittlige kapitalkostnaden WACC.

$$V_0^E = \sum_{t=1}^T \frac{FCFF_t}{(WACC)^t} + \frac{FCFF_T}{(WACC)^T} + \frac{P_T}{(WACC)^T} - V_0^D$$

$$P_T = \frac{FCFF_{T+1}}{WACC - g}$$

$$FCFF = EBIT \times (1-t_c) + \text{avskrivninger} - \text{kapitalutvidelser} - \text{økning i netto arbeidskapital}$$

g = vekstrate

t_c = selskapets skattesats

4.2 Komparativ verdsettelse

Komparativ verdsettelse bygger på å verdsette eiendeler etter hvordan andre like eiendeler er priset i markedet. Det fremgår av Damodaran (2002) at komparativ verdsettelse er den mest brukte metoden. En årsak er at komparativ verdsettelse baserer seg på markedet, mens diskonterte kontantstrømmer prøver å finne individuelle verdier. Det er tidsbesparende å bruke en verdsettelsesmetode som baserer seg på multiplikatorer og sammenlignbare selskaper. En slik modell er også enklere for kunder/ investorer å forstå da den baserer seg på den aktuelle markedssituasjonen (relativ verdi fremfor indre verdi).

Komparativ verdsettelse kan deles i 2 deler: *Multiplikatormodell* og *Substansverdimodell*. I multiplikatormodellen må prisene være standardiserte noe som vanligvis gjøres gjennom:

- P/B – Pris /Bok
- P/S – Pris/Salg
- P/E – Pris/Fortjeneste
- P/FCF – Pris/Fri kontantstrøm

4.2.1 Substansverdimetoden

”Substansverdien til egenkapitalen er definert som markedsverdien av eiendelene fratrukket gjeld, inklusive skattegjeld” (Dahl et. al 1997, s. 13). Når substansverdien verdsettes gjøres dette på grunnlag av siste tilgjengelige balanse på verdsettelsestidspunktet. En slik metode egner seg godt innenfor eiendomsmarked og shipping der det som oftest eksisterer andrehåndsverdier. Eksisterer ikke markedspriser blir en slik verdsettelse noe usikker (Boye og Meyer, 2000).

Når en bruker ”*Discounted Cash Flow*” (DCF) metoden for å estimere hvilke kontantstrømmer er dette på bakgrunn av at man vet hva man skal bruke eiendelene i fremtiden til. DCF metoden kan sees på som en bruksverdi, mens substansverdien er salgsverdien. Så forskjellen mellom DCF- og substansverdimetoden er at DCF baserer seg på hva eiendelene skal brukes til, mens substansverdimetoden ser på hva eiendelene kan selges til (Kaldestad og Møller, 2011). Denne metoden egner seg godt når man har andrehåndsverdier tilgjengelig. Når det ikke foreligger markedspriser, blir en slik metode veldig vanskelig.

I vår oppgave vil vi i tillegg til P/B modellen benytte substansverdimetoden, heretter kalt salgsverdimetoden. I petroleumsbransjen kan olje- og gasslisenser omsettes mellom aktørene til priser som forhandles frem mellom partene. Slike priser tar ofte utgangspunkt i lisensens potensial, altså hvor mye olje som befinner seg i lisensen justert for funnsannsynlighet dersom oljen ikke er påvist. Hva en slik lisens kan omsettes for vises senere i oppgaven.

4.3 Opsjonsbasert verdsettelse

Den siste metoden er opsjonsbasert verdsettelse. Denne tar utgangspunkt i å verdsette verdien av fleksibilitet. Dette er en utvidet metode av fundamental verdsettelse. Denne metoden fokuserer på realverdier. Med realverdier menes det eiendeler som henter sine verdier fra verdier til andre eiendeler. Kontantstrømmen til eiendelene er betinget forekomsten av spesifikke hendelser (Damodaran 2002).

Følgende realopsjoner er tilgjengelig for NE:

1. Nedleggelses- og salgsopsjon
2. Ekspansjonsopsjon
3. Nedskaleringsoption
4. Utsettelsesopsjon
5. Forlengelsesopsjon

1. Nedleggelses- og salgsopsjon er en opsjon om å legge ned eller selge et prosjekt. Denne opsjonen kan kalles en amerikansk putopsjon på prosjektets verdi (Hull, 2012). Strike prisen på opsjonen er da likvideringsprisen minus kostnadene for å legge ned. Hvis likvideringsprisen er lav kan strikeprisen bli negativ. En nedleggelsesopsjon kan dempe resultatet av en dårlig investering ved at prosjektet kan selges. North Energy har for eksempel solgt lisenser som var tørre etter brønnboring, til en lavere pris enn påløpte kostnader med prosjektet (Petro, 2012). Alternativt kan lisenser med sannsynlig potensial selges med fortjeneste. Opsjonen har i seg selv en verdi som legges til prosjektet. Siden dette er en amerikansk putopsjon varer den fra anskaffelse av lisensen til produksjonsstart.

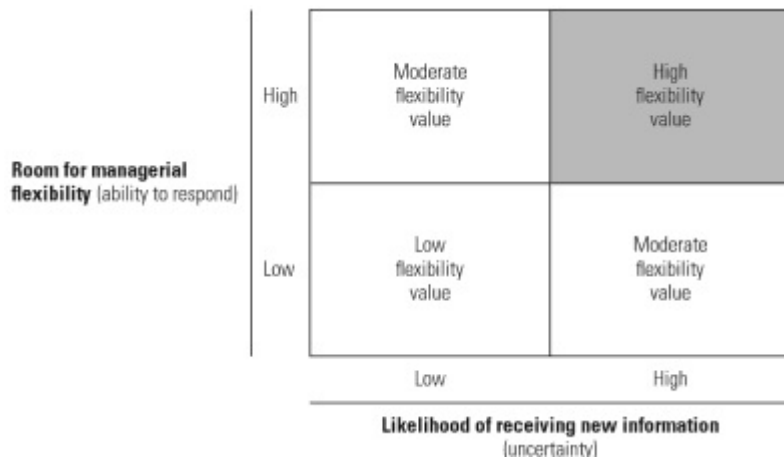
2. Ekspansjonsopsjon er en opsjon som gjør videre investeringer i et prosjekt mulig. I tilfeller hvor det er mulighet for høyere profitt vil dette være en verdifull opsjon. Opsjonen gjør det mulig å utvide kapasiteten i et prosjekt. Denne opsjonen kan kalles en amerikansk callopsjon på verdien til en ekstra investering. Strikeprisen på denne opsjonen er prisen for å skape ekstra kapasitet, diskontert til tiden opsjonen skal utøves. Strikeprisen kan bli lav dersom det er tatt høyde for ekstra kapasitet i den initiale investeringen. Strikeprisen kan motsatt bli høy dersom det ikke er tatt høyde for ekstra kapasitet i initialinvesteringen.

3. Nedskaleringsopsjon er det motsatte av ekspansjonsopsjon. Her har en mulighet til å innskrenke prosjektet. For eksempel dersom innsatsfaktorer øker og produksjon fører med seg tap kan en ved hjelp av nedskaleringsopsjon blant annet begrense tap.

4. En utsettelsesopsjon gir utøver rett til å utsette et prosjekt. Dette er en amerikansk callopsjon på verdien av prosjektet som utsettes. Denne opsjonen kan også kalles "shut down option" som gir mulighet for å stenge ned et igangsatt prosjekt for så å starte det igjen senere.

5. Forlengelsesopsjon gir prosjektet mulighet til å fortsette en lengre periode enn først planlagt. En slik opsjon gir mulighet til å investere i sine anleggsmidler for en bestemt tidsperiode og denne opsjonen kan derfor kalles en europeisk callopsjon på anleggsmidlets fremtidige verdi.

Verdien til en opsjon relaterer seg til graden av usikkerhet og muligheten ledelsen har til å gjøre endringer underveis. Verdien på opsjonen er størst når usikkerheten er størst og ledelsen kan reagere på ny informasjon. I kontrast, hvis det er liten usikkerhet, er det lav sannsynlighet for at ny informasjon forandrer fremtidige avgjørelser, og opsjonen blir mindre verdt (Koller et al, 2010).



Figur 5: Verdi av fleksibilitet

For North Energy vil opsjoner derfor kunne utgjøre en verdi så lenge de kan benytte ny informasjon til endre fremtidige avgjørelser. For eksempel ved funn i en brønn øker vanligvis funnsannsynlighet i nabobrønnen som følge av dette. Da kan nabobrønnen selges til en konkurrent for å finansiere produksjon ved funnet og verdien av opsjonen blir utnyttet fordi ledelsen kunne reagere på ny informasjon. Salgsopsjonen kan da plasseres ruten øverst til høyre i figur 5 over, hvor det er både høy sannsynlighet for ny informasjon og høy sannsynlighet for fleksibilitet hos ledelsen.

4.3.1 Realopsjoner

Realopsjoner kan sammenlignes med finansielle opsjoner på flere områder. De har mye av de samme egenskapene. En finansiell opsjon gir deg rett, men ikke plikt, til å kjøpe eller selge til en avtalt pris (strikeprice). Denne rettigheten har man også på en realopsjon, retten til å utføre handlinger frem i tid. Som nevnt tidligere kan disse handlingene innebære retten til å utsette, utvide, selge osv. En mulighet for å investere kan sees på som en kjøpsopsjon. Er realopsjonens fremtidige verdi høyere enn den underliggende verdien gjennomføres investeringen.

Verdien av opsjonen kan beskrives som:

$$V_0 = V_t - S_t$$

Differansen mellom V_t (Exercise price), den kursen opsjonen ble handlet med og S_t (Strike price), den kursen som man fikk ved innløsningstidspunktet. Er (V_t) lavere enn (S_t) vil fortjenesten bli lik null, og man velger å forlate eller utsette prosjektet.

Verdien til en opsjon bestemmes gjennom 6 trinn:

1. Nåverdien av den underliggende eiendelen
2. Variansen til verdien av den underliggende eiendelen
3. Betalt utbytte til den underliggende eiendelen
4. ”Strikeprice” til opsjonen
5. Utløpsdatoen til opsjonen
6. Er risikofri rente korrespondert med levetiden til opsjonen

4.3.1.1 Ulemper ved bruk av realopsjoner

Det finnes flere ulemper med realopsjoner. Dens avhengighet til kvantitative data, samt en portefølje som er i stand til å replikere kontantstrømmer til den gitte strategien. Fra en ekstern analytikers ståsted kan det være vanskelig å få tak i informasjon som ikke er tilgjengelig for allmennheten. I vårt tilfelle betyr dette at vi er nødt til å gjøre en rekke forutsetninger rundt beregningen og selve analysen. Det kan også være en ulempe å inkludere for mange faktorer i analysen, slik at flere faktorer kan øke sjansen for feile estimater.

4.3.2 Beslutningstre

Vanligvis har et beslutningstre fire elementer som er med å avgjøre hvilke retningen prosjektet/investeringen skal gå. I et beslutningstre må alle fire elementer være inkludert.

- Ulike valgstrategier med et sett av alternativer
- Usikre hendelser med en oversikt over alle muligheter
- En oversikt over resultatene med netto verdi av nytte (kostnader) eller preferanser for hvert utfall.
- Informasjonsbegrensninger som spesifiserer både kjente og ukjente faktorer når man tar en avgjørelse.

4.3.2.1 Fordeler og ulemper ved beslutningstre

For å stå til rette for fleksibilitet og skjønnsmessige muligheter har beslutningstrær blitt brukt for å forberede den tradisjonelle "DCF-analysen" (Magee 1964, McCabe og Sanderson, 1984). Beslutningstre kan brukes til å modellere og estimere verdier i mange ulike investeringsprosjekter. Den er spesielt nyttig når usikkerheten henger løst på et fremtidig tidspunkt. Beslutningstreet tar hensyn til det hierarkiske og sekvensielle opphavet til en investering og dermed tvinges ledelsen til å komme frem med det impliserte driftsresultatet. Beslutningstreet har også mange andre fordeler; de er ekspressive og fleksible. Siden de ikke er begrenset av distribusjonsforutsetninger kan de brukes til å modellere en gitt verdi eller finne frem et mønster i kontantstrømmene. Et beslutningstre kan også kartlegge alle mulige alternativer og gir beslutningstaker både en prosjektverdi og en optimal strategi (Trigeorgis, 1996). Beslutningstreet er spesielt nyttige når man skal vurdere den tapte inntjeningen og kontantstrømmen, siden dette er vanskelig å gjennomføre i opsjonsbaserte modeller. I tillegg kan et beslutningstre være nyttig for å identifisere et prosjekts egenart samt avklare om det eksisterer noen form for fleksibilitet (Kemna, 1993).

Beslutningstreet har to svakheter. Den første er renten. Tradisjonelle beslutningstre bruker subjektive sannsynligheter og en risikabel diskonteringsrente. Dette kan imidlertid bety at diskonteringsrenten ikke er rett når en opsjon blir presentert. De asymmetriske fordringene på en eiendel har ikke nødvendigvis den samme forventede avkastningen som på selve eiendelen og dermed forandrer en passende diskonteringsrente seg samtidig som prisen på den aktuelle eiendelen endrer seg. Det betyr at når en har en opsjon vil ikke diskonteringsrenten være den samme for beslutningstreet som for det underliggende aktivumet. Den andre svakheten er den eksponentielle veksten, da kan beslutningstreet bli noe stort og komplekst. Hvis den felles sannsynlighetsfordelingen ikke er like nøyaktig beskrevet som i beslutningstreet, kan det være nødvendig å "spå" hva de faktiske sannsynlighetene skal være før man får ferdigstilt beslutningstreet. Slike forhåndsavgjørelser til sannsynligheter kan bli komplekse hva gjelder store beslutningstre med mange ulike variabler. En tredje negativ faktor er å bestemme subjektive sannsynligheter som skal brukes til fremtidige kontantstrømmer. Eksisterer derimot ikke markedsprisen til det underliggende aktivumet, er dette en svakhet ved den tradisjonelle DCF-analysen. Denne svakheten kan også forekomme i opsjonsbaserte modeller.

4.3.3 Binominal-modellen

Binominalmodellen tar utgangspunkt i en prosess der prisen på den underliggende eiendelen i en tidsperiode kan bevege seg til en av to nye priser basert på en gitt sannsynlighet. Modellen tar utgangspunkt i en replikerende portefølje som kombinerer å låne til risikofri rente med Δ antall aksjer for å gjenskape den samme kontantstrømmen som opsjonen gir (Kaldestad og Møller 2011).

Verdien på opsjonen kan skrives som:

Pris på aksje (S) x antall aksjer i replikerende portefølje (Δ) – lån i kroner (B)

Opsjonspris modeller kan ikke forutse fremtidige verdier av underliggende aktivum. I stede vil fremtidige verdier antas og følge veldefinerte prosesser. Opsjonsbaserte modeller brukes når en skal verdsette en investeringsmulighet der framtidsutsiktene er usikre. Dette betyr at opsjonsbaserte modeller kan brukes for å modellere og verdsette investeringsmuligheter ved å bruke realopsjoner for å utlede den optimale investeringsstrategien.

4.3.3.1 Fordeler og ulemper med Binominal-modellen

En opsjonspris modell er spesielt tilpasset for å verdsette fleksibiliteten i et prosjekt og har flere fordeler. Teknisk sett er den basert på teori som introduserer asymmetri inn i verdsettelsen og tar direkte hensyn til risikoen. I visse tilfeller elimineres regningen av den forventede endringen i det underliggende aktivumet. Binominalmodellen er hensiktsmessig når det er sekvensielle prosjekter eller flere faser i et gitt prosjekt. Siden volatilitet er en driver for å finne opsjonsverdier, er det spesielt hensiktsmessig når volatiliteten til det underliggende aktivumet er høy.

Binominalmodellen har noen svakheter. Som nevnt over, i beslutningstre-modellen, har ledere og praktikere lite kjennskap til modellen. De matematiske aspektene blir for intrikate og komplekse hvilket resulterer i at modellen mister sin nytte og klarer dermed bare å ta hensyn til 1 – 2 fundamentale kilder til usikkerhet. Teknisk sett kan den binominalmodellen være sensitiv til prosessen som er forutsett til den fremtidige verdien av det underliggende aktivumet.

Det kan være utfordrende å få tak i de realistiske anslagene for de nødvendige parameterne til modellen. Til slutt kan denne modellen sørge for verdsettelse av et prosjekt, samt gi

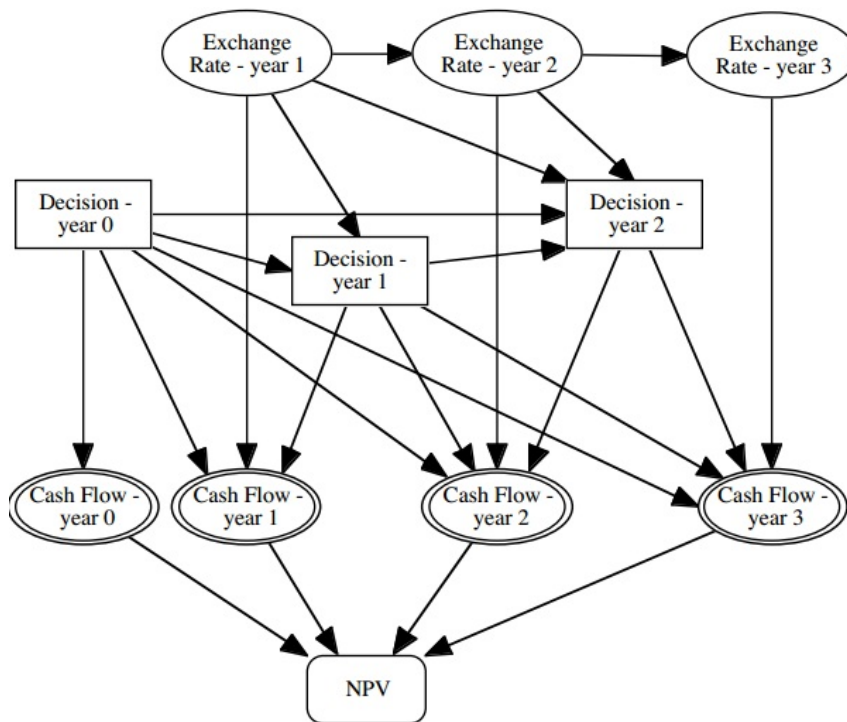
retningslinjer for en optimal strategi, men den gir nødvendigvis ikke retningslinjer for hvordan man skal håndtere en investeringsmulighet.

Siden binominalmodellen kan settes opp i figurer er de mer intuitive og krever mindre matematiske kunnskaper for å praktisere. Dessverre er det mange ledere og praktikere som har liten, eller ingen, erfaring med bruk av modellen og sliter dermed med å inkludere den risikofrie renten. I tillegg, ettersom binominalmodellen er modellert som trær, blir trærne ofte for store og vanskelige å rekonstruere.

4.3.4 Innflytelsesdiagram

Innflytelsesdiagrammer er en typisk modell som brukes for å resonere frem usikkerheten i et prosjekt. Diagrammet kan brukes for å strukturere, modellere og verdsette investeringsprosjekter. Modellen er et grafisk modelleringsverktøy (asykliske grafer) og gir et rammeverk for å systematisere og analysere problemstillinger der usikkerhet spiller en stor rolle. Innflytelsesdiagrammer kan avsløre viktige kilder til usikkerhet som eksisterer i et prosjekt for så å kvantifisere kildene og eliminere dem. For komplekse beslutningsproblemer er innflytelsesdiagrammer en metode som dekomponerer beslutningsproblemene i mindre komponenter. Diagrammet sørger også for å balansere kostnad/nytteavkastningen og løser ulikheter i strategier med ulike perspektiver, som igjen resulterer i en optimal strategi for hvert prosjekt. Og til slutt er dette et diagram som tillater (kan til og med kreve) å inkludere subjektive vurderinger i analysen. Som Howard (1990, s. 3) påpeker; *“the influence diagram has proved to be a new ‘tool of thought’ that can facilitate the formulation, assessment, and evaluation of decision problems”*.

Under viser vi et innflytelsesdiagram hvordan rente, beslutning og kontantstrøm henger sammen.



Figur 6: Innflytelsesdiagram

4.3.4.1 Fordeler og ulemper med innflytelsesdiagram

Ved verdsettelse av realopsjoner har innflytelsesdiagram de samme styrkene som et beslutningstre. Diagrammet tillater å sette opp flere variabler som også kan påvise sammenhenger med både skjulte og kontinuerlige variabler (Smith, 1989). En annen styrke er at løsningen fremkommer raskere enn i et beslutningstre. Diagrammet drar nytte av betinget uavhengighet. Som de to andre modellene har denne også svakheter. Ettersom innflytelsesdiagrammet har en metode for å finne en løsning raskere, og variablene vokser lineært, løser den eksponentielle veksten seg med et innflytelsesdiagram. Som flere andre modeller har også denne et problem med å finne en passende diskonteringsrente. Til slutt viser det seg at når det underliggende aktivumet ikke er en omsatt eiendel, får innflytelsesdiagrammer problemer med å anslå sannsynligheter for usikre, fremtidige kontantstrømmer. Den samme problemstillingen gjelder også for beslutningstremodellen.

Selv om disse tre modellene er komplekse å innføre i selskap, er modellene matematisk enklere sammenlignet med Black-Scholes-modellen. B&S-modellen er som sagt matematisk komplisert, men enkel å bruke i praksis (Kaldestad og Møller, 2011).

4.3.5 Black-Scholes Modell

Når prisendringene skjer kontinuerlig (prisendringer blir mindre når tidsperioder blir kortere), nærmer den binomiske modellen seg B&S modellen. Det unike med B&S modellen er at den tillater en å estimere verdier med å bruke lite inputs. Modellen er basert på ideen om å lage en portefølje basert på de underliggende eiendelene og den risikofrie renten med samme kontantstrøm og kostnad som eiendelen som blir verdsatt (Copeland og Antikarov, 2001).

$$\text{Verdien av Call} = S \cdot N(d1) - K \cdot e^{-rt} \cdot N(d2)$$

S = Nåverdien av den underliggende eiendelen

K = Strike price til opsjonen

t = Utløpsdatoen til opsjonen

r = Risikofri rente (avhenger av levetiden til opsjonen)

σ^2 = Variansen til den underliggende eiendelen

Selv om en B&S modell i utgangspunktet er enkel å bruke, avhenger den av at brukeren er kjent med de bakenforliggende forutsetningene for modellen. Videre tenderer B&S modellen til å overvurdere verdien av mange realopsjoner. I praksis brukes modellen i hovedsak til å strukturere tankegangen rundt opsjoner, mer enn til selve regnestykket. Siden B&S modellen tenderer til overvurdering, er det mer hensiktsmessig å bruke verdien av en opsjon som et tak. Et tak som indikerer maksverdien, så kan den reelle verdien ligge mellom 0 og taket (Copeland og Antikarov, 2001).

I en B&S modell er det visse begrensninger og forutsetninger som ligger til grunn:

- Opsjonen kan kun innløses ved opsjonens utløpstidspunkt (europeisk opsjon)
- Det er bare en kilde til usikkerhet som påvirker verdien av det underliggende
- Opsjonen tar bare hensyn til et underliggende objekt
- Markedspris og den stokastiske prosessen som underliggende objekt følger er observerbar
- Volatiliteten for avkastningen til underliggende er konstant
- Opsjonens innløsningspris er konstant

Dette er svært strenge krav som vi ikke tror NE har muligheten til å oppfylle. Ulempen ved bruk av B&S på investeringer i lisenser til NE er at de har ofte knyttet mye risiko rundt seg og de blir påvirket av flere usikkerhetsfaktorer og i tillegg er grensebetingelsene knyttet opp mot investeringene forholdsvis uklare. Det at det eksisterer flere usikkerhetsfaktorer og uklare grensebetingelser gjør det vanskelig for NE å skulle praktisere en slik modell da det vil påvirke nøyaktigheten og presisjonen i beregningene til et resultat. Fordelen med en slik modell er hvis en har alle forutsetningene klare kan det være en god referanseramme for å forstå hvordan endringer i enkeltvariabler påvirker verdien av en lisensinvestering.

4.4 Valg av rammeverk for verdsettelse

Valget av rammeverk for kapitalinvestering er kilden til mange debatter; akademikere har utforsket en mengde fremgangsmetoder for å fange opp kompleksiteten i prosjektene. Til tross for at den tradisjonelle netto nåverdi (NPV) metoden for verdsettelse av prosjekter har sterkt fotfeste hos mange ledere og akademikere, er det åpenbare fallgruver og svakheter ved denne metoden. Den risikonøytrale verdsettelsesmetoden (RNV) kan være et forbedret verktøy for å prise immaterielle eiendeler eller prosjekter. Disse verktøyene ledet til at flere begynte å analysere opsjonenes funksjoner, for eksempel opsjonen til å vente eller opsjonen til å forlate osv. Verdien av denne fleksibiliteten som er innebygd i et prosjekt, først brukt av Myers (1977) i begrepet *Real Options*, er ikke fanget opp i netto nåverdi metoden.

Med usikre markedsforhold, irreversible kostnader og mulighet for fleksible avgjørelser framstår ikke den tradisjonelle NPV metoden som tilstrekkelig rammeverktøy for verdsettelse. Dette fordi en tradisjonell NPV analyse ikke kan ta fullt ut hensyn til aktiv prosjektledelse. Den gir ikke ledelsen mulighet til å vente eller å revidere den opprinnelige strategien når fremtidige hendelser viser seg å være annerledes enn forventet. Dessuten er ikke ledelsen forpliktet til å revidere foretakets strategi eller å gjennomføre eventuelle fremtidige investeringer. Dermed vil det være hensiktsmessig å bruke opsjoner, da ledelsen kan fravike den ordinære planen ved å benytte den fleksibilitet som realopsjonen gir.

Litteraturen presenterer ulike modeller og verdsettelse av fleksibilitet, realopsjoner og optimale investeringsstrategier. Per i dag er det hovedsakelig opsjonsprismodellen som foreslås til bruk av verdsettelse av immaterielle eiendeler eller prosjekter. Dessverre er det få bedriftsledere som anvender denne metoden når budsjettavgjørelser tas eller når bedriften

eller prosjekter skal verdsettes. Lander og Pinches (1998) peker på tre hovedårsaker til at opsjonsprising ikke blir praktisert. Den første årsaken er at bedriftsledere har for lite kunnskap om modellen og dermed ikke har forståelse av hva den innebærer. Den andre årsaken peker på misbruk av de faktiske forutsetningene for opsjonsprismodellen i programmene som brukes av bedriftene. Den siste årsaken er at de nødvendige forutsetningene som kreves for å håndtere matematiske faktorer enklere begrenser nytten av modellen. Videre argumenterer de for at det ikke er tilstrekkelig å vise ledere og praktikere hvordan de skal bruke tiden som forelåes av realopsjonsmodeller. Behovet for mer bruksorienterte modeller, som for det første er enklere å forstå og bruke, som ikke er hemmet av forutsetninger, og for det andre fortsatt er i stand til å modellere frem en verdi som er så reel som mulig, understrekes. Sannsynligheten for at slike modeller blir brukt er stor og fokuset for en hver analyse bør derfor være på vedtaket som skal fattes (dvs. den optimale strategi), og ikke nødvendigvis på verdien som fremkommer av verdsettelsen. For øvrig, ved utførelsen av en realopsjonsanalyse, vil aldri opsjonsbaserte modeller bli helt korrekte fordi de fleste immaterielle eiendelene ofte ikke prises rett (Lander og Pinches, 1998).

5.0 Verdsettelse av North Energy

I valg av verdsettelsesmetoder har vi besluttet å fremvise opsjonsbasert og komparativ verdsettelse. For selskaper som viser til en positiv kontantstrøm kan det være fordelsmessig å bruke fundamental verdsettelse på eiendelene. NE er et selskap som er i etablererfasen og har foreløpig ingen driftsinntekt. Selskaper uten driftsinntekt eller negativ kontantstrøm er mer kompliserte å verdsette enn selskaper som har positiv kontantstrøm, og på det grunnlaget vil opsjonsbasert tilnærming vektlegges. Tidligere verdiestimeringer av NE er gjort av ulike meglerhus med en komparativ tilnærming. Vi mener derfor at det vil være hensiktsmessig å sammenligne disse to metodene på den aktuelle verdsettelsesdatoen (1.03.12).

Det er flere faktorer som gjør en verdsettelse av et selskap uten driftsinntekt mer komplisert enn en bedrift med positiv kontantstrøm. For det første er det vanskelig å beregne en tilnærmet korrekt terminalverdi av et selskap som etter flere år ikke har hatt driftsinntekt. En terminalverdi beregnes på grunnlag av at bedriften skal fortsette å eksistere, og negative verdier indikerer derfor større sannsynlighet for konkurs. Videre blir det utfordrende å beregne vekst i NE ettersom de ikke har inntjening. Til slutt vil det være problematisk å beregne et riktig skattemessig grunnlag når NE bruker skatterefusjonsordningen for tap som en skattemessig inntekt (Damodaran, 2002).

Når vi har kommet frem til verdier på disse to metodene, vil vi sammenligne disse med hverandre, men også se på hva markedet har estimert til verdi av NE.

5.1 Komparativ metode

Det er vanskelig å identifisere sammenlignbare bedrifter som har de samme operasjonelle karakteristikkene som NE. Bedriftene er som oftest konkurrenter på samme marked, der den ene kan være dominant bedrift og den andre en markedsfølger. Reduseres antall bedrifter som sammenlignes vil det sannsynligvis redusere mulige feilmarginer, men dess flere bedrifter som utgjør en del av analysen, dess mindre homogen blir resultatet. I tillegg er det vanskelig å velge rett multipl. Forskjellige multipl, gir forskjellige verdier. Når man bruker en bedrifts bokførte verdier vil dette gi en annen verdi enn en salgsmultipl. Derfor brukes ofte et aritmetisk gjennomsnitt for å verdsette et selskap (Penman, 2010).

For å verdsette NE benyttes P/B (Pris/Bok) modellen. Den bokførte verdien av egenkapitalen i NE er den totale bokførte verdien fratrukket gjeld. NE har følgende P/B tall, som er et årsgjennomsnitt (DnB Markets 2012):

P/B 2010: 1,19

P/B 2011: 0,58

P/B 2012 E: 0,93

P/B 2013 E: 1,21

Ut fra disse tallene i 2010 var NE noe overpriset. I 2011, og estimert for 2012, er imidlertid NE noe underpriset. Når P/B tallet/verdien øker for 2012 og 2013 betyr det at DNB markets har tro på økt inntjening og differansen mellom bokført verdi og aksjeverdi vil dermed øke.

Innledningsvis ble det brukt standardiserte priser gjennom P/B, P/E og P/S. I NEs tilfelle vil pris/fortjeneste ikke være aktuelt, da de foreløpig ikke har noen fortjeneste og negativ "earnings" vil være mot sin hensikt. Pris/salg er ikke aktuelt å benytte.

5.1.2 Fremgangsmetode

For å komme frem til de rette selskapene for å sammenligne NE med, trenger vi en trestegs prosedyre:

1. Identifisere sammenlignbare bedrifter. Selskapene må være mest mulig like i produkter, størrelse, vekst, grad av risiko og hvilken industri de tilhører.
2. Identifisere måleenheter til sammenlignbare bedrifter. Se på de ulike finansielle rapportene, finne fortjeneste, bokført verdi, salg og kontantstrøm. Ved hjelp av denne informasjonen kalkuleres multipl som brukes til verdsettelse.
3. Anvende et gjennomsnitt eller en median for de ulike multiplene for å finne en verdi på selskapet. P/B verdien skal så multipliseres med selskapets bokførte egenkapital som resulterer i verdien på selskapet (Penman, 2010).

Det er tatt utgangspunkt i 6 bedrifter hvor P/B tallene sammenlignes med NE. Disse bedriftene fikk vi av Nordea Markets. Øystein Nerva ved Nordea Market (2012) sendte P/B tall for de 6 sammenlignbare bedriftene til NE. P/B tallene er observasjoner i forhold til aksjeprisen. Da det er snakk om flere hundre observasjoner per år, tok vi et aritmetisk gjennomsnitt for 2010, 2011 og per 1.3.2012. Ved geometrisk gjennomsnitt snakker man

gjærne om eksponentiell vekst. Hvis P/B tallene hadde økt eller sunket med en fast prosent over like store tidsrom hadde vi valgt geometrisk gjennomsnitt. Under er det en tabell som viser det gjennomsnittlige P/B tallet for alle selskapene, samt at vi har regnet median og gjennomsnitt av dette.

ÅR/ Multipel	2010 P/B	2011 P/B	2012 (per 01.03.12) P/B
North Energy	1,19	0,58	0,93
Det norske oljeselskap	0,79	0,12	4,84
DNO International	4,04	3,28	3,11
Norse Energy	2,34	4,30	
Noreco	1,08	1,03	0,53
Rocksource	1,61	1,39	0,31
Panoro Energy	1,05	0,79	0,80
Median	1,19	1,03	0,87
Gjennomsnitt	1,90	1,79	1,90

Tabell 2: Sammenlignbare P/B multipel

I den finansielle rapporten fra 4. kvartal 2011 (North Energy, 2012) er NEs egenkapital bokført til 370 000 000+150 000 000 (kapitalforhøyelse, emisjon) NOK. Videre ser vi at medianen i tabellen er ganske nær NEs P/B forhold per 1.3.2012. For å finne en verdi av selskapet har vi multiplisert medianen per 1.3.2012 med den bokførte verdien:

$$520\,000\,000 \times 0,87 = 452\,400\,000$$

Videre identifiseres verdien per aksje ved å dividere P/B forholdet med antall aksjer utstedt per 1.3.2012 (Oslo Børs, 2012):

$$452\,400\,000 / 40\,224\,393 = 11,25$$

I følge Oslo Børs per 1.3.2012 er aksjen priset til 10,50. våre beregninger på komparativ verdsettelse viser at aksjen er underpriset med 0,75 øre. Dette utgjør en prosentvis differanse på ca 7,10 %. En komparativ verdsettelse er i dette tilfelle nyttig og hensiktsmessig både for selskapet, kunder, investorer og analytikere.

5.2 Realopsjonstilnærming

I dette kapitlet gjennomføres selve utregningen av NEs opsjoner. NE opererer i en bransje knyttet til mye usikkerhet. Selskapet er i stor grad avhengig av å ha gode tilpasningsevner, da de står overfor flere irreversible investeringer. Fundamental og komparativ verdsettelse er derfor ikke like godt egnet for å verdsette denne tilpasningsevnen og fleksibiliteten til bedriften.

Et oljefelt utvikles gjennom flere sekvenser av investeringer. Prosessen pågår som følger; NE blir tildelt lisenser før de utfører seismiske undersøkelser for å identifisere hvorvidt hydrokarboner eksisterer i de aktuelle områdene. Resultatene fra de seismiske undersøkelsene avgjør om det skal prøvebores som videre kan lede til prøveproduksjon. De senere årene har flere oljeselskaper forsøkt å øke antall brønner for prøveboring for så å tilrettelegge for billigere installasjon av nytt utstyr i etterkant. Siden alle steg i prosessen er en opsjon med verdi, vil en slik fremgangsmetode, der man tilrettelegger for billigere installasjoner medføre at man har opsjon til høyere produksjon når råvareprisene er høye (Magma, 2000).

Vi skiller mellom *amerikanske* og *europiske* opsjoner. Hovedforskjellen ved disse typene er at amerikanske opsjoner kan innløses på ethvert tidspunkt innen opsjonens levetid mens en europeisk opsjon kun kan innløses på dagen opsjonen har forfall. Vi vil i utregningen bruke amerikanske opsjoner, da disse opsjonene er aktuelle for NE sine lisenser. Det antas at salgsoptionen NE har tilgjengelig for sine lisenser kan tilføre en verdi i tidsrommet fra en lisens anskaffes til produksjon starter. Etter produksjon antas derfor salgsoptionen å være verdiløs. Dette trenger ikke være tilfelle, men forutsettes i vår oppgave. I tilfeller hvor realopsjoner benyttes eller forfaller kan de bli erstattet av andre typer realopsjoner tilpasset stadiet lisensen befinner seg på.

Forutsetninger til modell

5.2.1 Risikofri rente

Statsobligasjonen gjenspeiler markedsrenten. Den risikofrie renten er den renten som tilbys på statsobligasjoner, og med dette som bakgrunn vil vi sette den risikofrie renten lik 1,9 % som er den effektive renten på en 5-årig statsobligasjon fra 23.1.2012 til 19.5.2017 (Norges Bank, 2012).

$$R_f = 1,9 \%$$

5.2.2 Beta

Ifølge Gjesdal og Johnsen (1999) kan et avkastningskrav i investeringer som har høyere eller lavere risiko enn markedet skaleres ved hjelp av en betaverdi (markedet refereres her til Oslo Børs eller New York Stock Exchange - NYSE). Betaverdien er en skaleringsfaktor som endrer markedspremien avhengig av risikoen til investeringen. Dersom betaverdien er blitt beregnet ut fra perioder med sterke konjunkturer eller perioder med spesielle resultater er det mulig å justere denne tilbake til det normale, såkalt "mean reversal" (Gjesdal og Johnsen 1999 s. 28). Å justere betaverdien på denne måten er nyttig for nyetablerte bedrifter hvor historiske tall ikke er tilgjengelig. Da kan man hente betaverdier fra andre liknende bedrifter for så å justere denne i etterkant (Gjesdal og Johnsen 1999). Formelen for justeringen er:

$$\beta_{t+1} = a * \beta_t + (1 - a) * 1$$

Ved å bruke beta fra forskjellige nyhetstjenester medfører to ulemper; valg av indeks og analyseperiode. Vi har valgt å bruke OSEAX som indeks for regresjonsanalysen. Imidlertid er det skjev vektning av oljerelatert industri på Oslo Børs. Alle andre selskap måles mot en oljeindeks, mens oljeselskapene måles mot seg selv. Når oljeselskapene måles mot seg selv vil deres beta ligge nærmere 1 enn om vi hadde brukt en verdensindeks. Selv om det optimale er å bruke en verdensindeks, har vi valgt Oslo Børs siden det er her NE ble/blir omsatt og dette er et naturlig marked (Kaldestad og Møller 2011).

Den andre ulempen er valg av analyseperiode. Bruker man en kort tidsperiode kan selskapsspesifikke hendelser påvirke betaen, mens bruker man en lang tidsserie kan man se samvariasjonen mellom indeksen og selskapet i både opp- og nedgangstider. Vi har valgt å se på betaen til sammenlignbare bedrifter over en lang tidsserie (5 år) med månedlige

observasjoner, da dette kan redusere ”støy”. Selv om vi velger en lang tidsserie kan det være på bekostning av relevans.

Siden selskapet er nyetablert kan vi ikke regne ut en femårig betaverdi for bedriften. Etter å ha sett over mulige bedrifter i Norge har vi kommet frem til at det er noen like børsnoterte selskaper å sammenlikne med. Vi vil i betaestimeringen bruke 3 bedriftene som har vært børsnotert lengre enn NE.

1. DNO International (DNO) – notert siden 1982
2. Transeuro Energy (TSU) – notert siden 2007
3. Rocksource (RGT) – notert siden 1996

Vi vil i beregningen av betaverdi for North Energy ASA bruke de månedlige observasjonene fra februar 2010 til 1.mars 2012. Dette blir 26 observasjoner. Videre vil vi beregne betaverdi for 3 konkurrenter og regne ut gjennomsnittet av disse. På de tre selskapene vil vi ta månedlige observasjoner fra mars 2007 til 1. mars 2012. Vektingen vil da bli 40 % NE beta og 60 % konkurrenter.

For å kunne beregne avkastningskravet til North Energy var det viktig å kunne finne betaverdien først. For å finne betaverdien var regresjonsanalyse et naturlig valg. Her hentet vi kursinformasjon om NE aksjen fra børs lansering i februar 2010 til mars 2012. Datamengden ville da bestå av 26 observasjoner, basert på månedlig seleksjon og siste handleverdi på aksjen.

Etter å ha gjennomført regresjonsanalysen viste det seg at betaverdien til NE ble negativ. Det er et resultat av at det ikke er samvariasjon mellom indeks og aksje. Anvendes denne informasjonen direkte kan aksjen sies å ha lavere avkastningskrav enn statsobligasjoner. Intuitivt gir ikke dette mening, da vi vet at NE har påtatt seg betydelig risiko for å skape fortjeneste. Vi velger derfor å se bort fra resultatet.

Det blir i stedet valgt komparativ metode hvor sammenlignbare selskaper observeres. Forutsetningen for analysen er at de komparative selskapene skal være i samme bransje, være notert på Oslo Børs og ha minst 60 observerbare månedlige verdier (5 års data).

Siden selskapene har ulikt utgangspunkt med hensyn til gjeld og egenkapital, benyttes en tretrinnsmodell for å finne North Energys beta.

Levered Beta DNO International (DNO)					
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Significance F</i>
Intercept	0,0090	0,0192	0,4692	0,6407	0,0000
X Variable 1	1,0958	0,2197	4,9870	0,0000	-
Levered Beta Transeuro Energy (TSU)					
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Significance F</i>
Intercept	0,1175	0,0555	2,1157	0,0391	0,0030
X Variable 1	1,9159	0,6162	3,1092	0,0030	
Levered beta Rocksource (RGT)					
	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Significance F</i>
Intercept	0,0752	0,0371	2,0302	0,0469	0,0003
X Variable 1	1,6542	0,4248	3,8937	0,0003	

Tabell 3: Trinn 1, betaestimering

I første trinn identifiseres «levered beta» til selskapene som NE skal sammenlignes med. Gjennom regresjonsanalysen finner man betaverdi. Verdiene i dette trinnet er ikke justert for gjeld. For at betaverdien skal være gyldig er signifikansnivået satt til 5 %, utover dette forkastes betaverdien. Som det framkommer av tabellen forkastes ingen av betaverdiene. Datagrunnlaget er fra 1.3.2007-1.3.2012. Levered beta for bedriftene er:

DNO – 1,0958

TSU – 1,9159

RGT – 1,6542

βe DNO Int.	1,0958
Egenkapital	2157700000
Market Cap	7654128827
(+ debt)	2878800000
(+ minority intr)	234100000
(- total cash)	1751800000
(- cash equiva.)	0
EV =	9015228827
βu = βe*EV/E	0,2623

βe TSU	1,9159	βe RGT	1,6542
Egenkapital	154952888	Egenkapital	408210000
Market Cap	221691581	Market Cap	100984318
(+ debt)	64729951,1	(+ debt)	851111000
(+ minority intr)	0	(+ minority intr)	234100000
(- total cash)	21935199,4	(- total cash)	247169000
(- cash equiva.)	0	(- cash equiva.)	0
EV =	264486332	EV =	939026318
βu = βe*EV/E	1,1225	βu = βe*EV/E	0,7191

Tabell 4: Trinn 2, betaestimering

I trinn to konverteres «levered beta» om til «unlevered beta», man finner altså forretningsbetaen. Dette er betaverdien selskapet ville ha hatt gitt 100 % egenkapitalfinansiering. Hensikten med denne justeringen er å ekskludere effekter knyttet til ulik finansiering. Konverteringen gis ved denne formelen:

$$\beta_u = \beta_e * E/EV.$$

B_u = forretningsbeta

B_e = egenkapitalbeta

E = egenkapital

EV = enterprise value.

Modellen er basert på tilgjengelig kvartalsrapporter fra de ulike selskapene hvor EK er per 31.12.2011. Unlevered beta for bedriftene er:

DNO - 0,2623

TSU - 1,1225

RGT - 0,7191

β _e	0,7013
Egenkapital	369800000
Market Cap	428541204
(+ debt)	691400000
(+ minority intr)	
(- total cash)	642600000
(- cash equiva.)	0
EV =	477341204
β _u = β _e *EV/E	0,9052

Selskap	Beta
DNO β _u	0,2623
TSU β _u	1,1225
RGT β _u	0,7191
Sum	2,1038
Gjennomsnitt	0,7013

Tabell 5: Trinn 3, betaestimering

I trinn tre skal forretningsbetaen konverteres om til en ny egenkapitalbeta, men denne gangen basert på gjeldsgraden til North Energy ASA. Først summeres unlevered beta fra selskapene over og det regnes et snitt av disse. Snittet er 0,7013. Etter dette snus formelen fra trinn to.

Egenkapitalbetaen finnes ved formelen: $\beta_e = \beta_u \cdot (EV/E)$. Som det vises fra formelen blir betaverdien til NE ut fra modellen 0,9052. Denne avrundes til 0,91. I beregningen av avkastningskravet til NE benyttes derfor betaverdien 0,91.

5.2.3 Skattesats

Innledningsvis i kapittel *Skatteordning på norsk sokkel*, forklares det at bedrifter i petroleumsbransjen pålegges å betale en særskatt på 50 prosent i tillegg til de ordinære 28 prosentene. I våre beregninger under kapittel *Binomisk modell* har vi tatt høyde for høy skattesats (S høy) på 78 prosent. I beregningen av avkastningskrav er det benyttet ordinær skattesats på 28 prosent. Som nevnt i kapitlet for skatterefusjonsordningen gis det fullt fradrag på skatten for investeringer, en såkalt friinntekt tilsvarende investeringen. Denne har vi valgt å se bort fra.

5.2.4 Risikopremie

Risikopremien er forventet avkastning til markedsporteføljen, for eksempel forventet avkastning til Oslo Børs (Gjesdal og Johnsen, 1999). For å finne RP tar man utgangspunkt i aksjens avkastning og trekker så fra avkastningen til den risikofrie renten. Gjennomsnittlig risikopremie de siste 28 årene er på 6 % (Regjeringen, 2012). RP justeres så for 28 % skatt i følgende formel:

$$RP_s = RP + r_f \cdot s$$

$$RP_s = 0,06 + 0,019 \cdot 0,28 = 6,53 \%$$

5.2.5 Avkastningskrav for North Energy

For å kunne beregne et avkastningskrav er det viktig å finne riktige størrelser på elementene avkastningskravet inneholder (k). Risikofri rente på mellomlang sikt (R_f), risikopremie (RP) og beta (β) må bestemmes. I tillegg skal kravet beregnes etter skatt. Vi tar ikke hensyn til likviditetspremie (LP) da NE allerede har mange noteringer på Oslo Børs.

$$k_{es} = r_f \cdot (1 - s) + \beta \cdot RP_s$$

$$k_{es} = 1,9 \% \cdot (1 - 0,28) + 0,91 \cdot 6,53 \% = 7,31 \%$$

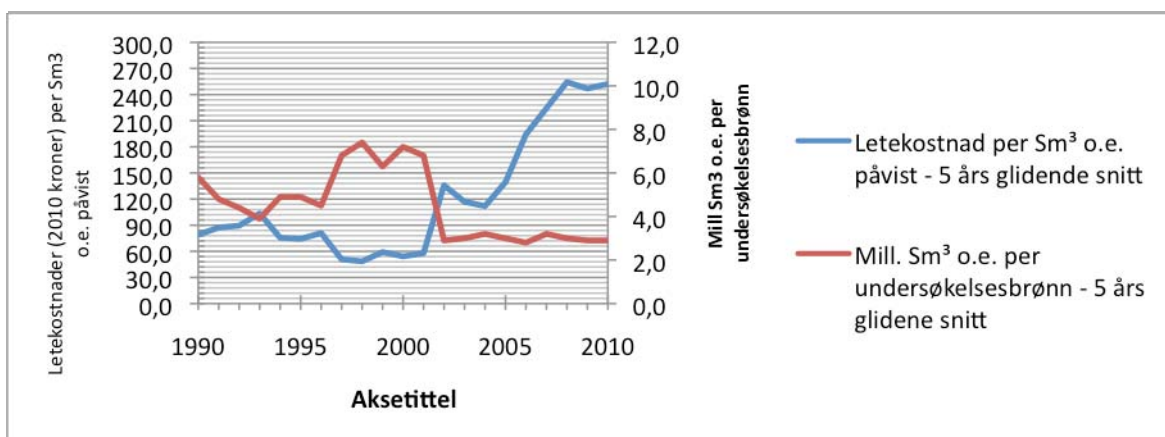
5.2.6 Avgrensninger

For å beregne verdien på et oljefelt er det nødvendig med noen forutsetninger. Vi har kommet frem til følgende faktorer som er avgjørende for verdier som potensielt kan hentes ut:

Kostnader: For å komme frem til et mest mulig korrekt kostnadsbilde, har vi valgt å bruke Statoil som sammenlignbart selskap. Gjennom deres beregninger har de en gjennomsnittlig produksjonskostnad per Boe på 40,6 NOK i 2010 (Statoil, 2012). Dette estimatet legges til grunn ettersom NE enda ikke har offshore produksjon. Vi har valgt å ikke ta hensyn til vekstfaktor.

Produksjonskostnad: 40,6 NOK per fat oljeekvivalent

Videre fant vi fra *Ressursrapporten 2011* fra oljedirektoratet sine hjemmesider at letekostnadene per kubikk oljeekvivalent kom på 252,2 NOK i 2010 (Oljedirektoratet, 2011).



Figur 7: Utviklingen av letekostnader

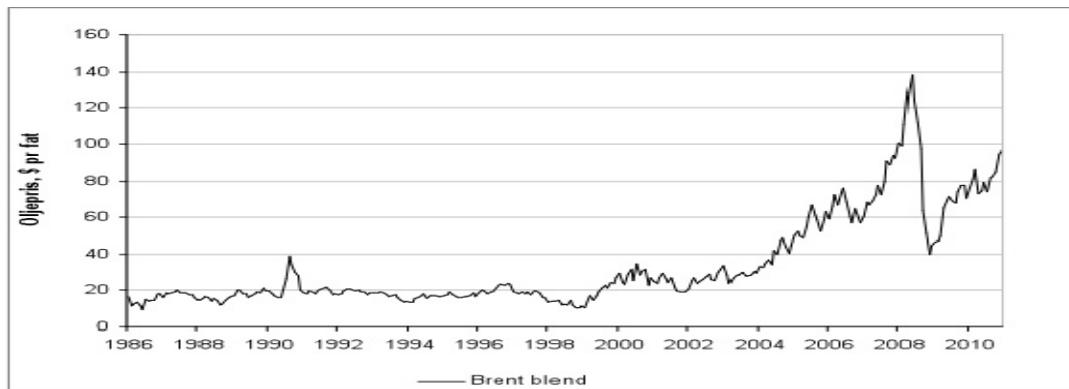
Fra tabellen over viser den blå kurven utviklingen av letekostnadene per kubikk oljeekvivalent påvist fra år 1990 (venstre Y-akse). Fra 2002 ser vi en økende kostnadskurve. Siden vi bare har tall fra 2010, forutsetter vi en økning av kostnadskurven inn i 2012 og videre frem i tid og setter dermed letekostnadene i 2012 til 260 NOK per kubikk oljeekvivalent. Den røde kurven viser antall millioner kubikk oljeekvivalenter per lisens fra 1990. Undersøkelsesbrønnene har hatt jevn størrelse fra 2002 til 2010 på ca 3 millioner kubikk oljeekvivalenter. 1 Sm³ = 6,29 fat med olje

Letekostnader: 260 NOK per kubikk oljeekvivalent

Pris på olje: Fra 29.3.2012 lå oljeprisen på 123 dollar per fat. Samme dato ble det handlet futureskontrakter på New York Mercantile Exchange (NYMEX) til 94,4 USD per fat olje med forfall mars 2017. Dette var pris for "Futures Brent Crude Oil" som er oljetypen som befinner seg i Nordsjøen.

Samtidig publiserer London Stock Exchange og EIA at oljeprisen vil synke de neste årene for så å stige frem mot 2035 (EIA, 2012).

I figuren under vises utviklingen i spotpris i USD per fat Brent Crude olje som er oljetypen i Nordsjøen. Utviklingen går fra 1.2.1986 - 1.2.2010.



Figur 8: Utvikling oljepris

I 1986 falt oljeprisen til under 10 USD fatet og holdt seg stabil på ca 15 USD fra 1987 til 1990. Under Gulfkrigen i Irak doblet oljeprisen seg fra 20 til 40 USD før den returnerte til normalen kort tid etter. Oljeprisen holdt seg stabilt under 20 USD per fat frem til Asiakrisen i 1997. Fra 1999 steg spotprisen og den økte raskere etter terrorangrepet 11 september 2001. Videre utover 2000 tallet blir oljeprisen påvirket av uroligheter i Midtøsten, orkanen Katarina i 2005 og krigen mot terror. I tillegg oppstod det en verdensomspennende konjunktorell oppgang i perioden 2002 – 2007. Oljeprisen fikk en ekstraordinær oppgang i 2008 før finanskrisen og falt dramatisk mot 2009, som blant annet skyldes bankkonkurser i USA og tegn til resesjon. Etter finanskrisen har oljeprisen igjen blitt drevet oppover noe som kan skyldes makroøkonomisk optimisme. I tillegg har det vært redsel for reduserte oljereserver samt økt forventet etterspørsel. Likevel har det vært flere store oljefunn det siste året blant

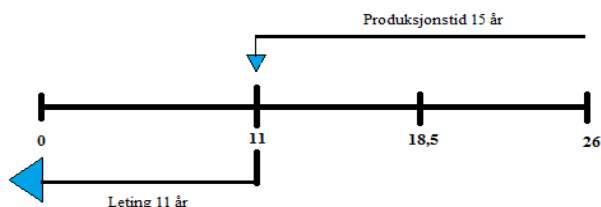
annet ved lisensene Skrugard og Havis på norsk sokkel. Videre har ikke veksten i verdensøkonomien utviklet seg like positivt grunnet nasjonale problemer i flere euroland.

Av diskusjonen kan det tolkes slik at oljeprisen øker når det oppstår uro i verden og økt optimisme. Og samtidig synker den dersom tegn til resesjon oppstår eller det blir funnet nye oljereserver.

Siden North Energy kun har finansiert driften sin kortsiktig frem til 2013 vil et kortsiktig perspektiv på oljeprisen benyttes og det velges et 5 års perspektiv i henhold til forwardkursen omsatt på NYMEX til 94,4 USD per fat Brent Crude Oil. Predikering av oljeprisen er svært usikkert og selv om det ble valgt 5 årig forwardkurs kunne valgt størrelse like godt være lavere eller høyere enn 94,4 USD.

Brent Crude Oil: \$94,4

Tidshorisont: Fra Oljedirektoratet sine hjemmesider kommer det frem at det tar 11 år fra en lisens er anskaffet til den er kommersiell produserbar. Vi velger dermed å bruke samme tidshorisont i oppgaven vår. Siden leting av olje tar 11 år forutsetter vi en jevn fordeling av letekostnadene og velger dermed å diskontere letekostnadene på 5,5 år. Likeså kommer det frem fra Oljedirektoratet (2012) at fra prosjektets start til endt produksjon tar 15 år. De kontantstrømmene vi kommer frem til vil i den grad bli påvirket av dette, og må diskonteres deretter. Her forutsetter vi òg en jevn fordeling av produksjonen og velger dermed å diskontere produksjonen på 7,5 år.



Figur 9: Tidshorisont

Dollarkurs: I beregning av dollarkursen har vi valgt å beregne forwardpremien (fremtidig dollarkurs) til 2017. Vi bruker 5- årig rente til både hjemme- og bortemarket. Spotprisen har vi valgt å ta et gjennomsnitt av USD/NOK de siste 10 årene (Norges Bank, 2012). For å komme frem til en forwardkurs benyttes formelen for renteparitet. Denne teorien forsøker å forklare utviklingen i valutakurser med hensyn til det relative rentenivået mellom land (Taylor, 1987). For eksempel skal det ikke kunne oppstå arbitrasjemuligheter dersom rentenivået endres i utlandet. Da skal valutaen i hjemlandet i teorien enten depresierer eller appresierer avhengig av renteendringen i utlandet.

$$F_{tT} = [S_t \times (1 + r_{tT})] / (1 + r^*_{tT})$$

$$F_{tT} = (6,6 \times 1,019) / 1,0086 = 6,67$$

Fra beregningene får vi en forwardkurs på 6,67 USD/NOK. Per dags dato har vi en kurs på 5,74 USD/NOK (2.5.2012). Vi mener at en forwardkurs på 6,67 er noe høy og vi velger å sette den til 5,5 USD/NOK. Grunnen til at vi velger å sette den ned med ca 20 % er at økonomien i USA fortsatt er ustabil. De har store økonomiske problemer og landets kredittverdighet ble nedgradert i 2011 og for at det skal kunne skje forbedringer i landet er de avhengig av en lav dollarkurs.

$$F_{tT} = \mathbf{5,5 \text{ USD/NOK}}$$

5.3 Binomisk modell

Under følger en oversikt over NEs lisensportefølje. Kolonnen *Operatør* viser hvilken bedrift som er operatør for lisensen, altså hvem som har størst eierandel i lisensen. Kolonnen *Andel* viser North Energys eierpost i lisensen. Sannsynlighet for funn vises i kolonnen *PoS*. *Gross unrisked* viser lisensens totale størrelse målt i *MMBOE* (Million Barrels of Oil Equivalent). *Net unrisked* viser til North Energy sin andel i lisensen og størrelsen er målt i MMBOE. Motsatt henviser *Net Risked* til størrelser som er høyst usikre og kan komme i tillegg til *net unrisked*. Fargede felt indikerer at det er gjennomført prøveboring og at feltet var tomt. Noen størrelser er satt til 0 hvilket betyr at lisensen enda ikke har estimerte størrelser på antall fat oljeekvivalenter.

Farget = tom brønn		Eier	NE		MMBOE	MMBOE	MMBOE
Område	Lisensnavn	Operatør	Andel	PoS	gross unrisked	net unrisked	net risked
Barentshavet	PL 535 Norvarg	Total 40%	20 %	29 %	226,00	45,20	13,11
Sum discoveries					226,00	45,20	13,11
Norskehavet	PL385 Jette	Statoil 45%	35 %	37 %	95,00	33,25	12,30
Nordsjøen	PL498 Skagen	Lotos 25%	25 %	36 %	75,00	18,75	6,75
Nordsjøen	PL370 Kakelborg	Wintershall	10 %	30 %	153,00	15,30	4,59
Nordsjøen	PL450 Storebjørn	Det Norske 60%	15 %	49 %	44,00	6,60	3,23
Sum Firm wells					819,00	73,90	53,09
Barentshavet	PL536 Elbrus	Statoil 40%	20 %	20 %	289,00	57,80	11,56
Barentshavet	PL595 Jøraholmen	Edison 60%	40 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Barentshavet	PL564 Alta	OMV 50%	20 %	24 %	155,00	31,00	7,44
Barentshavet	PL594 Sigrid	Statoil 40%	20 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Barentshavet	PL530 Heilo	GDF 40%	20 %	39 %	308,00	61,60	24,02
Barentshavet	PL518 Zapffe/Ypsilon	Dong 40%	30 %	25 %	280,00	84,00	21,00
Barentshavet	PL518B Omega	Dong 40%	30 %	10 %	0,00	0,00	0,00
Norskehavet	PL526 Vågar	North Energy 40%	40 %	17 %	133,00	53,20	9,04
Norskehavet	PL562 Lepus	Dana Petr 30%	10 %	18 %	128,00	12,80	2,30
Norskehavet	PL590 Mikkeli	North Energy 40%	40 %	30 %	25,00	10,00	3,00
Norskehavet	PL510 Scarecrow	Centrica 40%	20 %	10 %	279,00	0,00	0,00
Norskehavet	PL510 Dorothy/Toto		20 %	10 %	279,00	55,80	5,58
Norskehavet	PL587 Grenoble	Edison 60%	40 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Norskehavet	PL601 Nupen	Wintershall 40%	20 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Norskehavet	PL 656	EORN AS 30%	10 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Nordsjøen	PL371 Kakelborg B	OMV 50%	20 %	30 %	153,00	30,60	9,18
Nordsjøen	PL341 Stirby	Det Norske 30%	11 %	24 %	147,80	16,26	3,90
Nordsjøen	PL503 Valberget	Lotos 25%	25 %	10 %	0,00	0,00	0,00
Nordsjøen	PL616	EINB 25%	20 %	9 %	0,00	0,00	0,00
Sum other wells					2176,80	413,06	97,03

Tabell 6: Lisensoversikt til North Energy

5.3.1 Salgsverdi av lisenser

Statoil kjøpte i 2008 resterende 50 % av andelene av lisensen Peregrino i Brasil hvor det var påvist oljeforekomster. Statoil betalte 1,8 milliarder USD, som utregnet ble USD 5,60 per fat. I tillegg kom en opsjonspremie relatert til oljeprisen i perioden 2010-2020 på 300 millioner USD (Bjørndal et al, 2010). Et annet eksempel er Nordic Petroleum AS som verdsatte sine egne lisenser etter COGEH standarden i Canada, hvor verdien ble satt til USD 0,5 per fat for lisenser hvor det ikke var foretatt prøveboring eller 3D seismikk (Nordic Petroleum, 2012). Et tredje eksempel er lisensen North Energy ASA solgte i februar 2012. Lisensen het Fogelberg og gevinsten var på 70 millioner NOK. Lisensen hadde påvist olje gjennom prøveboring og salgssummen per fat olje ble USD 1,64 (Krogh, 2012).

Ut fra eksemplene og flere observasjoner i markedet spenner salgsverdien av en lisens seg fra USD 0,25-6 per fat, avhengig blant annet av lisensens modenhet samt hvor lisensen befinner seg både i livsløp og geografisk. I 2006 var gjennomsnittlig salgspris per fat oljeekvivalenter, ved salg av lisenser, USD 5,18. Gjennomsnittsprisen gjelder både for lisenser hvor det var sannsynlighet for funn (ikke påvist) og for lisenser hvor det var påvist oljeekvivalenter. I 2007 var gjennomsnittsprisen sunket til USD 4,67 (Bjørndal et al, 2010). Nedgangen i salgsprisen kan ha sammenheng med de økende boreprisene som har oppstått de siste årene.

For å kunne fange salgsverdien til hver enkelt lisens har vi laget en modell som deler lisensene inn i tre tilstander basert på salgsverdi: høy, middels og lav. Fordelen med å dele lisensporteføljen inn i 3 tilstander er at salgsverdien kan fastsettes på en enklere måte. En ulempe med dette er at en lisens kan under- eller overestimeres i verdi dersom den befinner seg i bunnen eller toppen av tilstandene. For eksempel verdsettes PL385 Jette (PoS 37 %) med samme pris/fat som PL 564 Alta (PoS 24 %) tiltross for at de har stor differanse i funnsannsynlighet under tilstanden middel. Vi mener likevel at dette ikke er et problem i denne verdsettelsen da viktigheten er å verdsette NE sine lisenser som helhet, ikke estimere rett verdi på enkeltlisenser. Her kan undervurderinger av lisenser balanseres av overvurderinger av andre lisenser.

Funnsannsynlighet er basert operatørene sitt eget anslag av lisensene og i modellen deles lisensene inn i følgende tilstander: Høy med funnsannsynlighet over < 40 %, Middels med funnsannsynlighet <21 % - 40 % og lav 0 – 20 % .

Pris/fat-olje er basert på eksemplene ovenfor samt flere andre godkjente transaksjoner av lisenser de siste årene. Som nevnt over var snittprisen for omsatte lisenser i 2007 4,67 USD per fat som er noe høyt med tanke på de geologiske utfordringer som er tilstedet på norsk sokkel. En lavere **pris/fat olje** kan derfor forsvares da mange av lisensene til NE befinner seg i Barentshavet. Derfor velger vi å prissette tilstand Høy til 2,25 USD per fat, tilstand Middels til 1,25 USD og tilstand Lav til 0,25 USD. Verdien per fat er gevinst ved salg.

Tørre brønner er utelatt da de ikke har nevneverdig verdi.

Funnansynlighet	pris / fat olje	Tilstand	Ant NE lisenser
< 40 %	2,25 USD	Høy	1
< 20 – 40 %	1,25 USD	Middels	7
0 – 20 %	0,25 USD	Lav	12

Tabell 7: Salgsverdimodell

Oppsummert benyttes følgende forutsetninger:

Forutsetninger	
Oljefatpris \$	94,4
USD/NOK	5,5
1 MMBOE	1000000
Skatt høy	78 %
Skatt normal sats	28 %
Ant aksjer i mill	40,8
Gj kostn oljeprod NOK	40,6
USD/boe salgsverdi HØY	2,25
USD/boe salgsverdi middels	1,25
USD/boe salgsverdi lav	0,25
Diskontering produksjon	7,5
Diskontering leting	11
K, avkastningskrav	7,31 %
Beta	0,91
Risikofri rente	1,90 %
Risikopremie	6,53 %
Diskontering leting 1/2	5,5
1 sm ³ = 6,29 fat olje	6,29
Pris per sm ³	260

Tabell 8: Forutsetninger til opsjonsbasert verdsettelse

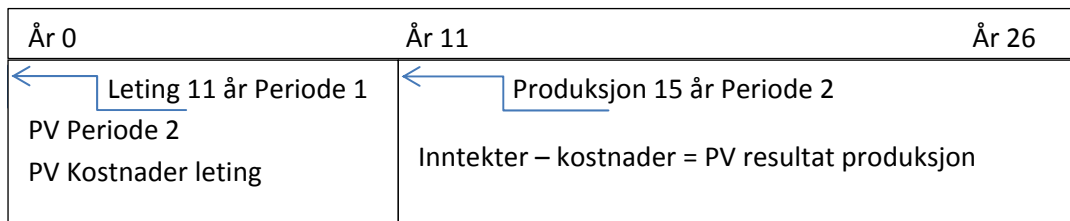
5.3.2 Produksjonsverdi

Videre har vi laget en modell som viser forventede inntekter, kostnader og profitt for hver lisens i produksjonstiden på 15 år. I tillegg kommer nåverdiberegninger for ulike faser av prosjektet. Disse beregnes med utgangspunkt i lisensenes størrelser målt i MMBOE net unrisked. Modellen baserer seg på mange forutsetninger, blant annet oljepris, valuta, renter m.m. Siden produksjon oppstår langt frem i tid spiller diskontering av kontantstrømmene er viktig rolle.

Under kapitlet *Avgrensninger* vises det at leteperioden (periode1), altså tiden fra en lisens anskaffes til den er ferdig utforsket, tar 11 år. Videre er det forutsatt en produksjonstid på 15 år med jevn produksjon hele veien (periode 2). Total produksjonstid er 26 år. For å kunne få ut den viktige informasjon fra tabellen på neste side forklares de tre viktigste faktorene nærmere:

PV periode 1: Resultatet som oppstår i produksjonen diskonteres først ned fra periode 2 til slutten av periode 1. Her forutsettes det jevn produksjon i hele periode 2 og det benyttes en diskontering på 7,5 år som er halvparten av 15 år. Deretter diskonteres resultatet ned fra slutten av periode 1, ved år 11, til i dag.

Kostnader leting: Når det gjelder kostnadene i periode 1 ved leting og boring forutsettes det at disse oppstår jevnt over de først 11 år, selv om dette vil være urealistisk i virkeligheten da storparten av letekostnader oppstår ved prøveboring mot slutten av periode 1. Kostnadene til leting diskonteres derfor med 5,5 år som er halvparten av 11 år som er lengden på periode 1.



Figur 10: Tidshorisont, periode 1 og 2

Salgsverdi: For å komme frem til salgsverdi på en lisens benyttes feltets størrelse målt i millioner fat oljeekvivalenter. Dette ganges så med verdi per fat oljeekvivalent hvor verdien

per fat er delt inn i tilstandene høy, middels eller lav (ut fra funnsannsynlighet). Produktet ganges så med kursen USD/NOK og justeres for skatt 28%.

Alle summer diskonteres ved hjelp av avkastningskravet som er 7,31%.

Under følger en oversikt av NE sine lisenser. For å synliggjøre utregningen er det valgt å bruke lisensen PL 535 Norvarg som eksempel:

Inntekter	= 45,22 mmboe x 94,4 \$/fat olje x 5,5 USD/NOK	= 23 478 mill NOK.
Kostnader	= 45,22 mmboe x 40,6 NOK / fat olje	= 1834 mill NOK.
Resultat per.2	= 23 478 – 1835 mill NOK	= 21 642 mill NOK.
PV periode 2	= [21 642 mill NOK x (1-0,78)] / (1+0,0731) ^{7,5}	= 2804 mill NOK
PV periode 1	= 2804 mill NOK / ((1+0,0731) ¹¹)	= 1289 mill NOK
Kostn. leting	= [(45,22 mmboe / 6,29 mmboe per sm ³ o.e.) x 260 kr per sm ³ x (1-0,78)] / ((1+0,0731) ^{5,5})	= 279 mill NOK
Salgsverdi	= 45,22 MMBOE x 1,25 \$ x 5,5 USD x (1-0,28)	= 224 mill NOK

Her vises tabell hvor verdier er ferdig utregnet i henhold til formler under. De viktigste tallene er angitt i kolonne PV periode 1 Leting, Kostnader Leting og Komparativ Salgsverdi.

Formler som benyttes i utregningen: Shøy er skattesats 78 %, Slav er skattesats 28%. o.e. = Oljeekvivalent.							
Inntekt	= net unrisked MMBOE x oljepris (USD) x valuta USD/NOK						
Kostnader	= net unrisked MMBOE x gjennomsnittlig kostnad oljeproduksjon(NOK)						
Res. periode 2	= Inntekter – kostnader x,						
PV periode 2	= Res. periode 2 x (1-S høy) / (1+ke) ^t , hvor t er 7,5 år → Jevn produksjonen over 15 år.						
PV periode 1	= PV periode 2 / (1+ke) ^T , hvor T er 11 år						
Kostnader leting	= [(net unrisked MMBOE / sm3 per fat o.e.) x kostnad per sm3 o.e. x (1-S høy)] / (1+ke) ^{T/2} , hvor T er 11 år, men hvor ke opphøyes T/2 fordi kostnadene skjer jevnt i perioden.						
Salgsverdi	= net unrisked MMBOE x tilstand (høy,middels,lav) x valuta USD/NOK x (1 – Slav)						
Tall i mill NOK	Inntekt	Kostnad	Resultat	PV periode 2	PV periode 1	Kostnader	Komparativ
Lisensnavn	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Produksjon	Leting	Leting	Salgsverdi
PL 535 Norvarg	23468	1835	21633	2803	1290	279	224
SUM DISCOVERIES	23468	1835	21633	2803	1290	279	224
PL385 Jette	17263	1350	15913	2062	949	205	165
PL498 Skagen	9735	761	8974	1163	535	116	93
PL370 Kakelborg	7944	621	7323	949	437	94	76
PL450 Storebjørn	3427	268	3159	409	188	41	59
SUM FIRM WELLS	38369	3000	35369	4583	2109	456	392
PL536 Elbrus	30010	2347	27663	3585	1649	357	57
PL595 Jøraholmen	0	0	0	0	0	0	0
PL564 Alta	16095	1259	14837	1923	885	191	31
PL594 Sigrid	0	0	0	0	0	0	0
PL530 Heilo	31983	2501	29482	3820	1758	0	0
PL518 Zapffe/Ypsilon	43613	3410	40202	5210	2397	0	0
PL518B Omega	0	0	0	0	0	0	0
PL526 Vågar	27621	2160	25462	3299	1518	328	53
PL562 Lepus	6646	520	6126	794	365	79	13
PL590 Mikkeli	5192	406	4786	620	285	62	50
PL510 Scarecrow	0	0	0	0	0	0	0
PL510 Dorothy/Toto	28971	2265	26706	3461	1592	344	55
PL587 Grenoble	0	0	0	0	0	0	0
PL601 Nupen	0	0	0	0	0	0	0
PL 656	0	0	0	0	0	0	0
PL371 Kakelborg B	15888	1242	14645	1898	873	189	151
PL341 Stirby	8441	660	7781	1008	464	0	0
PL503 Valberget	0	0	0	0	0	0	0
PL616	0	0	0	0	0	0	0
Sum Other wells				12119	5576	1550	354

Tabell 9: Lisensverdier til North Energy

Etter kontantstrømmer er diskontert ned til dagens verdi, settes dette inn i en binomisk modell. Her er verdien ved oppgang lik "PV periode 1 leting" og verdien ved nedgang lik "kostnad leting". Opp- eller nedgang bestemmes av sannsynligheten for funn ved hver lisens. Den binomiske modellen tar utgangspunkt i følgende formel:

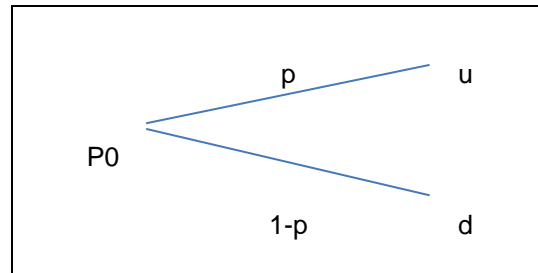
$$P_0 = (u \cdot p) + (d \cdot (1-p)) / (1+k)$$

u = opp

d = ned

p = sannsynlighet for funn

k = avkastningskrav



Figur 11: Binomisk modell

Som det vises i tabellen under, vil nåverdien av produksjons i lisensen PL 535 Norvarg være 1289,83 millioner NOK som inntreffer med 29 % sannsynlighet. Tilsvarende vil NE risikere å ikke finne olje som inntreffer med en sannsynlighet på 100 % - 29 % = 71 %. I tilfelle tom brønn må NE likevel betale kostnader for leting og prøveboring av brønn som beløper seg til 278,81 millioner NOK. Den binomiske verdien blir derfor:

$$P_0 = (0,29 \cdot 1289,83 \text{ NOK} - 0,71 \cdot 278,81) / 1,0731 = 164 \text{ millioner NOK.}$$

Samtidig er salgsverdien ved lisensen 223 millioner gitt tilstand middels og det oppstår derfor en opsjonsmulighet til å selge lisensen fremfor å gjennomføre produksjon. Opsjonsverdien blir derfor 223 – 163 = 60 millioner.

Verdiene fra kolonnene PV periode 1 Leting, Kostnader Leting og Komparativ Salgsverdi brukes under for å beregne opsjonsverdien ved hver enkelt lisens.

På neste side vises figur 12: Binomisk utregning, lisensverdier. Figuren viser binomisk, salgs- og opsjonsverdi for alle lisenser.

Under vises de 10 viktigste lisensene.

Lisenstype	Påvist petroleum	p	
PL 535 Norvarg		29 %	1289,83
Salgsverdi	223,74	164,09	
(-) binomisk verdi	164,09		
Opsjonsverdi	59,65		-278,81
Opsjon % av salgsv.	26,66 %		

Lisenstype	Drill or drop	p	
PL564 Alta		24 %	884,62
Salgsverdi	153,45	66,98	
(-) binomisk verdi	66,98		
Opsjonsverdi	86,47		-191,22
Opsjon % av salgsv.	56,35 %		

Lisenstype	Fast lisens	p	
PL385 Jette		37 %	948,82
Salgsverdi	164,59	206,73	
(-) binomisk verdi	206,73		
Opsjonsverdi	-42,15		-205,10
Opsjon % av salgsv.	-25,61 %		

Lisenstype	Drill or drop	p	
PL526 Vågar		17 %	1518,12
Salgsverdi	52,67	-14,30	
(-) binomisk verdi	-14,30		
Opsjonsverdi	66,96		-328,16
Opsjon % av salgsv.	127,14 %		

Lisenstype	Fast lisens	p	
PL498 Skagen		36 %	535,05
Salgsverdi	92,81	110,52	
(-) binomisk verdi	110,52		
Opsjonsverdi	-17,70		-115,66
Opsjon % av salgsv.	-19,07 %		

Lisenstype	Drill or dropp	p	
PL562 Lepus		18 %	365,26
Salgsverdi	12,67	1,00	
(-) binomisk verdi	1,00		
Opsjonsverdi	11,67		-78,96
Opsjon % av salgsv.	92,09 %		

Lisenstype	Fast lisens	p	
PL370 Kakelborg		30 %	436,60
Salgsverdi	75,74	60,49	
(-) binomisk verdi	60,49		
Opsjonsverdi	15,24		-94,38
Opsjon % av salgsv.	20,13 %		

Lisenstype	Fast lisens	p	
PL590 Mikkeli		30 %	285,36
Salgsverdi	49,50	42,43	
(-) binomisk verdi	42,43		
Opsjonsverdi	7,07		-61,68
Opsjon % av salgsv.	14,29 %		

Lisenstype	Fast lisens	p	
PL450 Storebjørn		49 %	188,34
Salgsverdi	58,81	66,65	
(-) binomisk verdi	66,65		
Opsjonsverdi	-7,84		-40,71
Opsjon % av salgsv.	-13,34 %		

Lisenstype	Drill or drop	p	
PL536 Elbrus		20 %	1649,38
Salgsverdi	57,22	41,60	
(-) binomisk verdi	41,60		
Opsjonsverdi	15,62		-356,54
Opsjon % av salgsv.	27,29 %		

Figur 12: Binomisk utregning, lisensverdier

Oppsummert vil følgende tall kunne trekkes ut fra figur 12. Her vises det at gjennomsnittlig opsjonsverdi per lisens er 16,25 mill NOK. Videre utgjør opsjonsverdien i 27,81 % i gjennomsnitt av salgsverdien. Totalt er det 7 lisenser med positiv opsjonsverdi og 3 lisenser med negativ opsjonsverdi.

Lisens	Opsjonsverdi i mill	PoS	Opsjonsverdi i % av salgsverdi
PL 535 Norvarg	59,65	29 %	26,66 %
PL385 Jette	-42,15	37 %	-25,61 %
PL498 Skagen	-17,70	36 %	-19,07 %
PL370 Kakelborg	15,24	30 %	20,13 %
PL450 Storebjørn	-7,84	49 %	-13,34 %
PL536 Elbrus	15,62	20 %	27,29 %
PL564 Alta	86,47	24 %	56,35 %
PL526 Vågar	66,96	17 %	127,14 %
PL562 Lepus	11,67	18 %	92,09 %
PL590 Mikkeli	7,07	30 %	14,29 %
SUM	194,99	290 %	305,93 %
Gjennomsnitt	16,25	24,17 %	27,81 %

Tabell 10: Oppsummering av opsjonsverdier på lisenser

6.0 Analyse

I forrige kapittel ble det regnet ut binomisk verdi og salgsverdi basert på to ulike metoder. Binomisk modell tok utgangspunkt i nåverdimetoden og diskonterte profitt til dagens verdi. Salgsverdimodellen tok utgangspunkt i omsettelige verdi for lisenser basert på observerte verdier i markedet. Under er disse justert for regnskapsmessige tall for regnskapsåret 2011 (regnskapstallene er ikke revidert).

Salgsverdi 10 lisenser	941	Binomisk verdi 10 lisenser	746
Kontanter	34	Kontanter	34
Fordringer	55	Fordringer	55
Refundert skatt	554	Refundert skatt	554
Pensjonsforpl.	-19	Pensjonsforpl.	-19
Utsatt skatt	-202	Utsatt skatt	-202
Gjeld	-470	Gjeld	-470
Sum Verdi	892	Sum Verdi	697
Verdi per aksje	22	Verdi per aksje	17

Tabell 11: Regnskapsmessige tall for 2011

Vi har i tabellen under summert opp verdier basert på optimal miks, binomisk modell, salgsverdimodell, P/B modell og markedsverdi.

Verdi per 01.03.12	Tall i mill NOK	Pris per aksje
Optimal miks	960	24
Salgsverdi	892	22
Binomisk verdi	697	17
Opsjonsverdi	195	5
Pris/Bok verdi	452	11
Markedsverdi	422	11

Tabell 12: Oppsummerte verdier

Under følger kommentarer til tabell 11 og 12:

Fra den opsjonsbaserte verdsettelsen kommer det frem at verdien ved salgsverdimetoden er 892 mill NOK med en pris per aksje på 22 NOK. Denne metoden tar da utgangspunkt i at samtlige 10 lisenser selges. Selskapet bruker da opsjonen til å selge lisensen.

Binomisk verdi er basert på NPV metoden, og viser en verdi på 697 mill NOK med en aksjepris på 17 NOK. Verdien tar utgangspunkt i at det startes produksjon ved 10 lisenser.

Differansen mellom salgsverdien og binomisk verdi er opsjonsverdien på 195 mill NOK, og utgjør 5 NOK per aksje. Differanseverdien utgjør her fleksibiliteten bedriften har til å kunne selge en lisens ved ønsket tidspunkt. Dette er en amerikansk putopsjon som kan realiseres fra anskaffelsestidspunkt frem til produksjonsstart. Dersom bedriften starter produksjon ved en eller flere lisenser tapes denne merverdien og fleksibiliteten forsvinner. I slike tilfeller kan det oppstå nye opsjonsmuligheter, for eksempel utvidelsesopsjon ved produksjon, som kan øke den totale prosjektverdien.

I kapitlet *komparativ verdsettelse* har vi funnet ut at i følge P/B modellen er aksjen verdt 11 NOK (avrundet) i forhold til markedsverdien på 10,5 NOK per aksje 1.3.2012.

Videre kan det nevnes at ved å kombinere optimal strategi, altså beholde lisenser med høyest binomisk verdi og selge lisenser med høyest salgsverdi vil bedriften kunne verdsettes til 960 mill NOK med en pris per aksje på 24 NOK. I dette tilfellet selges 7 lisenser og 3 lisenser gjennomfører produksjon.

Som det vises er det nærhet mellom markedsverdi og P/B verdi med kun differanse på 50 øre per aksje. Derimot er det et stykke fra markedsverdi til binomisk verdi på 17 NOK per aksje. Sammenlignes markedsverdi mot salgsverdimodellen blir forskjellen enda større med 10,5 kr per aksje mot 22 kr per aksje.

Det kan derfor se ut til at aksjen burde verdsettes innen intervallet 10,5 – 24 kr per aksje.

6.1 Anbefaling til investor

Dette kan tyde på at markedet underpriser North Energy. Denne forskjellen mener vi kan ha noe med risikoen som ligger i lisensene. Våre modeller regner ut verdi av foretaket, men tar ikke hensyn til forretningsspesifikke forhold som likviditetsrisiko og økonomisk gjennomføringsevne ved produksjon av lisensene. NE solgte lisensen Fogelberg med en gevinst på 70 mill NOK etter skatt i januar 2012. I tillegg ble det gjennomført emisjon på 150 mill NOK i februar 2012, som i alt økte kontantbeholdningen med 220 mill NOK. Ut fra dette mener North Energy å ha finansiert boreprogrammet ut 2013, hvor det er planlagt å bore i følgende lisenser: Storebjørn, Kakelborg, Skagen, Jette og avgrensingsbrønn til funnet Norvarg. I tillegg ventes godkjenning for boring av lisensen Mikkeli. Kontantbeholdningen til NE dekker da i alt boring av 6 lisenser og vår verdsettelse er basert på 10 lisenser. De 4 lisensene som ikke er finansiert enda er da Alta, Vågar, Lepus og Elbrus.

Om verdsettelse gjennom binomisk modell og salgsverdimodell justeres ned til de 6 lisensene som foreløpig er finansiert endrer verdsettelsen seg til 616 mill NOK gjennom salgsverdimodellen og 425 mill NOK gjennom binomisk modell.

Salgsverdi 6 lisenser	665	Binomisk verdi 6 lisenser	474
Kontanter	34	Kontanter	34
Fordringer	55	Fordringer	55
Refundert skatt	554	Refundert skatt	554
Pensjonsforpl.	-19	Pensjonsforpl.	-19
Utsatt skatt	-202	Utsatt skatt	-202
Gjeld	-470	Gjeld	-470
Sum Verdi	616	Sum Verdi	425
Verdi per aksje	15	Verdi per aksje	11

Ved å fjerne de 4 lisensene som North Energy ikke har finansiert videre undersøkelse av, vises det at binomisk modell faller fra 17 NOK (10 lisenser) til 11 NOK per aksje (6 lisenser). For salgsverdimodellen synker aksjeverdien fra 22 NOK (10 lisenser) til 15 NOK per aksje (6 lisenser).

Differansen i verdiene mellom 6 og 10 lisenser kan tyde på at markedet vil ha funn i noen av de 6 lisensene før markedet verdsetter de 4 neste. Dette kan på den ene siden virke logisk da bedriften ikke vil få nyttegjørt seg av sine eiendeler om den ikke har mulighet til finansiere driften av disse. På den andre siden har NE gjennomført emisjon og salg av lisenser som tyder på at det burde bli mulig å finansiere de neste 4 lisensene.

Dersom noen av de 6 brønnene som bores først er tørre vil dette kunne gi et fall på Oslo Børs, men ved funn vil tilsvarende kunne øke kursen da ett funn gjerne kan finansiere flere brønner.

Siden oppgaven fokuserer på å gi en kjøps-, hold- eller salgsanbefaling vil verdsettelsen kunne splittes opp i to verdier. En verdi for den kortsiktige investor og en verdi for den mellomlangsigte investor. Kortsiktig defineres her som tidshorisont på under 2 år.

Mellomlang sikt defineres som 2-5 år.

Ved kortsiktig verdifastsettelse benyttes 6 lisenser som grunnlag. Binomisk verdi er avrundet til 400 mill. NOK med en aksjepris på 10 NOK. Salgsverdi er også avrundet til 600 mill.

NOK som utgjør 15 NOK per aksje. Opsjonsverdien utgjør da 5 NOK per aksje. Tatt i betraktning North Energys kapitalbehov antas det at lisenser selges så fort dette lar seg gjøre.

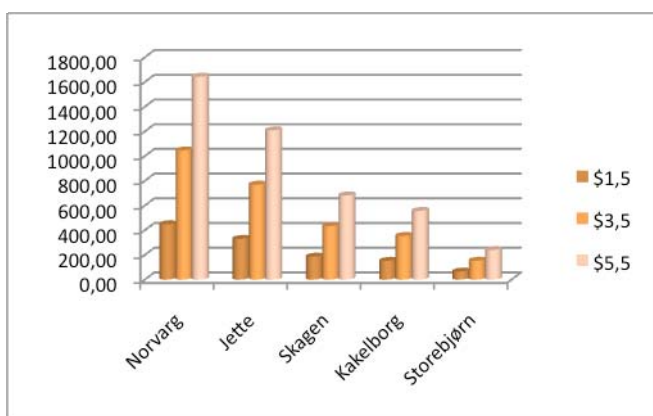
Derfor brukes salgsverdimodellen og NE verdsettes kortsiktig til 600 mill NOK og 15 NOK per aksje. Aksjen kan derfor kortsiktig, basert på våre avgrensninger, tilby en oppside per 1.3.2012 på 15 NOK per aksje. Dette gir en differanse på 4,5 NOK per aksje i forhold til markedsverdi ($15 - 10,5 = 4,5$). Ut fra dette kan en se at opsjonsverdien på 5 NOK per aksje endrer aksjen fra en salgsanbefaling ved binomisk verdi til en kjøpsanbefaling ved salgsverdi.

Ved langsiktig verdifastsettelse benyttes 10 lisenser som grunnlag. Binomisk verdi er avrundet til 700 mill NOK med en verdi per aksje på 17 NOK. Salgsverdi er avrundet til 900 mill. NOK og utgjør en aksjepris på 22 NOK. Opsjonsverdien utgjør 5 kr per aksje. Også på mellomlang sikt forventes det at NE vil selge sine lisenser for å skape et fundament til fremtidig produksjon. Derfor brukes salgsverdimodellen og NE verdsettes til 900 mill. NOK og 22 NOK per aksje. Aksjen kan derfor på mellomlang sikt, basert på våre avgrensninger, tilby en oppside per 1.3.2012 på 22 NOK per aksje. Dette gir en differanse per aksje i forhold til markedsverdien på 11,5 NOK per aksje ($22 - 10,5 = 11,5$).

7.0 Sensitivitetsanalyse

Med bakgrunn i makroøkonomiske forhold vil vi her vise hva som skjer med salgssummen av en lisens hvis oljeprisen eller valutaen endrer seg. Vi har valgt NEs fem viktigste lisenser. I Norvarg ble det påvist olje, mens Jette, Skagen, Kakelborg og Storebjørn er faste brønner som påventer prøveboring i 2012. Det er knyttet stor spenning til de fire siste lisensene.

I lisenskapittelet har vi lagt frem at gjennomsnittsprisen per fat ved solgte lisenser i 2006 og 2007 var henholdsvis 5,18 USD og 4,67 USD. Prisen per fat på den solgte lisensen Fogelberg i 2012 var 1,64 USD per fat (Krogh, 2012). Med dette som utgangspunkt velger vi ulike scenarier for å se hva som skjer med salgsprisen når maksprisen er 5,5 USD per fat og minimumsprisen er 1,5 USD. Som en siste variabel regnet vi gjennomsnittet av maks og minimum og fikk 3,5 USD per fat. I disse beregningene holder vi dollarkursen fast til 5,5 USD/NOK. Det er fratrukket skatt på 28 % på lisensverdien.



Figur 10: Påvirkning av pris per fat

Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
MMBOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Pris pr fat	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Verdi lisens	268,49	197,51	111,38	90,88	39,20
Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
MMBOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Pris pr fat	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Verdi lisens	626,47	460,85	259,88	212,06	91,48
Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
MMBOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Pris pr fat	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Verdi lisens	984,46	724,19	408,38	333,23	143,75

Tabell 13: Sensitivitetsanalyse lisenser

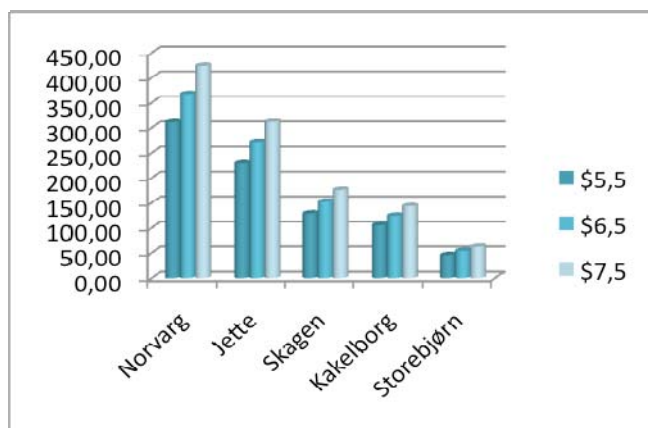
Når en lisens skal selges er viktig for NE å få høyest mulig pris per fat. Prisen avgjøres mellom kjøper og selger, men i mange tilfeller kan prisen presses oppover når feltet er godt utforsket. Dette betyr at en lisens som er lite utforsket sannsynligvis gir lav pris per fat, mens en lisens som er godt utforsket gir høyere pris per fat. Denne sensitivitetsanalysen kan derfor gi et innblikk i hva de ulike lisensene kan selges for. Fra søylediagrammet ser vi at Norvargs

salgsverdi endrer seg med ca det firefolde fra 268,49 mill NOK (1,5 USD per fat) ved minimumspris til 984,46 mill NOK ved maksimumspris (5,5 USD per fat). En slik økning er naturlig når det investeres mer i lisensen. For eksempel fører prøveboring og avgrensingsbrønner med seg større kostnader, men sannsynliggjør også i større grad produksjon i nær fremtid. Derfor kan pris per fat sies å øke når det investeres i en lisens.

I kapittel 5 fikk Storebjørn en salgsverdi på 58,81 mill NOK ved pris/fat på 2,25 USD. Selges lisensen med en pris per fat på 1,5 USD blir salgsverdien 39,20 mill NOK. Altså et ”underskudd” på 19,61 mill NOK.

Videre vil vi se på scenarioet når dollarkursen endrer seg. I våre beregninger har vi brukt en dollarkurs på 5,5 USD/NOK.

Med dette som bakgrunn velger vi 5,5 USD/NOK som minimums kurs, 7,5 USD/NOK som maksimumskurs, samt gjennomsnittet av de to som utgjør 6,5 USD/NOK. Pris per fat settes til 1,25 USD og det fratrekkes skatt på 28 % av lisensverdiene.



Figur 13: Påvirkning av dollarkurs

Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
Mill BOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Pris pr BOE	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Verdi lisens	223,74	164,59	92,81	75,74	32,67
Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
Mill BOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Pris pr BOE	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Verdi lisens	264,42	194,51	109,69	89,51	38,61
Felt	Norvarg	Jette	Skagen	Kakelborg	Storebjørn
Mill BOE	45,2	33,25	18,75	15,3	6,6
Dollarkurs	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Pris pr BOE	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Verdi lisens	305,10	224,44	126,56	103,28	44,55

Tabell 14: Sensitivetsanalyse lisenser

I denne beregningen ser vi at endringer i dollarkursen ikke endrer salgssummen like mye som i tabell 13. Forskjellen fra minimumspris på 223,74 mill NOK til maksimumspris på 305,10 mill NOK på Norvarg er ca 110 millioner kroner. Siden valuta påvirker lisensverdien vil

valuta naturligvis påvirke selskapsverdien. For en investor er det da viktig å vurdere hvor stor risiko en valutaendring kan bety. Dette har blant annet sammenheng med makroøkonomiske faktorer og tidsperspektiv for investeringen. Som det ble drøftet tidligere er gjennomsnittkursen for dollar 6,6 USD/NOK de siste 10 år. Dersom spotkurs ved investeringstidspunkt er lavere enn historisk gjennomsnitt kan dette senke risikoen ved valutaendring.

Konklusjon

Denne oppgaven har til hensikt å verdivurdere North Energy gjennom opsjonsbasert verdsettelse. Det er i tillegg benyttet komparativ verdsettelse (multiplikatormodellen) som grunnlag for sammenligning.

I analysekapitlet har vi drøftet fleksibiliteten ved å kunne selge en lisens. Denne fleksibiliteten kan gi merverdi for bedrifter som har behov for å realisere lisenser i monetære verdier. For eksempel vil en salgsoption for en lisens sannsynligvis være mer verdt for NE enn for Statoil da førstnevnte kun har finansiert 2 års boreprogram per 1.3.2012, mens Statoil har en større finansiell tyngde. Vi mener at en nylig oppstartet petroleumsbedrift, som NE, uten driftsinntekt vil kunne dra større fordeler av en salgsoption. På bakgrunn av dette er det nærliggende å tro at NE sin markedsverdi undervurderes dersom fleksibiliteten ikke tas hensyn til. I vår opsjonsbaserte verdsettelse er fleksibiliteten inkludert i verdien.

Etter beregningene gjort i verdsettelsen har vi kommet frem til at verdien på NE kan deles inn i to. En verdi for kortsiktige investorer og en verdi for investorer med mellomlangt tidsperspektiv. Ved kortsiktig tidsperspektiv er verdien 600 mill. NOK og 15 NOK per aksje. På mellomlangt sikt er verdien 900 mill. NOK og 22 NOK per aksje. Ut fra disse beregningene har vi funnet at selskapet er underpriset i markedet. Aksjeprisen burde behandles som et tak for investor.

Det gis derfor kjøpsanbefaling både på kort og mellomlang sikt. Kjøpsanbefalingen på kort sikt vedvarer opp til 15 NOK per aksje og opp til 22 NOK per aksje på mellomlang sikt.

Sensitivitetsanalysen viser at økt oljepris vil ha en positiv virkning på NE sin selskapsverdi. Det samme gjelder for dollarkursen, økning i dollarkursen vil øke selskapsverdien. Det er derfor viktig at investor vurderer risikoen ved makroøkonomiske forhold.

Videre forskning

Verdsettelsen av North Energy er basert på modeller hvor det i hovedsak er benyttet objektiv informasjon gitt fra operatørene av lisensene. I hovedsak er det tre forutsetninger som må være tilstede for å kunne anvende våre modeller:

- Lisensens størrelse (målt i MMBOE)
- Funnsannsynlighet (PoS)
- Eierandel

Det kan stilles spørsmål om våre modeller er transparent nok til å kunne anvendes i verdsettelse av andre petroleumsbedrifter da det er usikkert hvorvidt modellene tar hensyn til:

- Verdier i lisenser som ikke uttrykkes i produksjon-, salgs- og opsjonsverdi
- Verdier knyttet til bedriftens kompetanse/erfaring/forhandlingsmakt
- Bedriftens risikostyring med hensyn til lisensportefølje

For å kunne forske videre mener vi at det er lurt å verdsette en bedrift med kontantstrøm via fundamental metode for så å sammenligne mot verdien våre modeller genererer. Dette for å se om fundamental metode genererer lik verdi som opsjonsbasert metode, og i tilfelle hvor eventuelle forskjeller kan oppstå og hva dette kan skyldes. Hvorvidt en bedrift har behov for fleksibiliteten våre modeller gir må vurderes i hvert tilfelle, men det er sannsynlig at bedrifter har ulike behov for fleksibilitet. I vår verdsettelse av North Energy har bedriften hatt behov for å selge alle lisenser og verdien er satt ut fra dette. North Energy kunne blitt verdsatt høyere, ut fra en optimal miks hvor enkelte lisenser ble produsert og andre lisenser ble solgt.

Referanseliste

- Bjørndal, E., Bjørndal, M., Pardalos, P., og Rönnqvist, M., 2010, *Energy, natural resources and environmental economics*. Springer verlag Berlin Heidelberg.
- Boye, K., og Meyer, C., B, 2000, *Fusjoner og Oppkjøp*. 2. Opplag. Cappelen Akademiske Forlag AS. Oslo
- Copeland, T., og Antikarov, V., 2001, *Real Options: a practitioners guide*. Texere LLC. New York.
- Dahl, G., A., 1997, *Verdsettelse i Teori og Praksis*. 1. Utgave. Cappelen Akademiske Forlag AS.
- Damodaran, A., 2002, *Investment valuation – Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. Second Edition. John Wiley & Sons, Inc., New York. USA.
- Gjesdal, F., og Johnsen, T., 1999, *Kavsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Cappelen Akademiske Forlag. Oslo.
- Howard, R. A., 1990, *From Influence to Relevance to Knowledge*, in Oliver, R. M. and Smith, J. Q. (eds.), *Influence Diagrams, Belief Nets and Decision Analysis*, Chichester, UK: John Wiley & Sons.
- Hull, J., 2012, *Options, futures and other derivatives*. 8th edition. Boston, Mass: Pearson
- Johannessen, A., Kristoffersen, L., og Tufte, P., A, 2004, *Forskningsmetode for Økonomiske og Administrative Fag*. 2. Utgave. Abstrakt Forlag AS.
- Johnson, P. og Duberley, J., 2006, *Understanding Management Research*. SAGE Publication Ltd. London. UK.
- Kaldestad, Y. og Møller, B., 2011, *Verdivurdering*. Første utgave. DnB Kompetanse AS.
- Kemna, A. G. Z., 1993, *Case Studies On Real Options*. Financial Management 22 (Autumn), 259–270.
- Koller, T., Goedhart, M., og Wessels, D., 2010. *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. John Wiley & Sons, Inc: Hoboken, New Jersey.

Lander, D. M. and Pinches, G. E., 1998, Challenges to the Practical Implementation of Modeling and Valuing Real Options. *Quarterly Review of Economics and Finance* 38, 537-567.

Lin, T., 2007. *Application of a Stochastic Price Modeling Method to Energy Commodities and Their Derivative Contracts*. Ph.D. Bergen, Norway: The Norwegian School of Economics and Business Administration.

Magee, J., 1964, *How to Use Decision Trees in Capital Investment*. *Harvard Business Review*, (September/October), 79–96.

McCabe, G. M. and Sanderson, G. N., 1984, *Abandonment Value in Capital Budgeting: Another View*. *Management Accounting*, 65 (January), 32–36.

Myers, S.C., 1977. *Determinants of Corporate Borrowing*. *Journal of Financial Economics*, 5(2), pp.147-175.

Penman, S. H., 2010, *Financial Statement Analysis and Security Valuation*. Fourth Edition. McGraw-Hill Companies, Inc. New York.

Pilipovic, D., 2007. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. New York: McGraw-Hill.

Pindyck, R.S., 1981. *The Optimal Production of an Exhaustible Resource When Price Is Exogenous and Stochastic*. *The Scandinavian Journal of Economics*, 83(2), pp. 277-288.

Ringdal, K., 2007, *Enhet og Mangfold*. 2.utgave. Fagbokforlaget. Bergen.

Smith, E., Mark, Thorpe, R. og Jackson, R., P. 2008, *Management research*. Third edition. Sage Publications Ltd. London. UK.

Smith, J. Q., 1989, *Influence Diagrams for Bayesian Decision Analysis*, *European Journal of Operational Research*, 40, 363–376.

Taylor, M., P., 1987. *Covered Interest Parity: A High-Frequency, High-Quality Data Study*. *Economica* 54.

Trigeorgis, L., 1996, *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*, Cambridge, MA: MIT Press.

Vasicek, O., 1977. *An Equilibrium Characterization of the Term Structure*. Journal of Financial Economics, 5, pp.177-188.

Yin, R., K., 2003. *Case study research: design and methods*. Fifth edition. Thousands Oaks. California: Sage.

Artikkel

Tvedt, J., 2000, *Realopsjoner – verdien av fleksibilitet*. Magma nr 5. Econa

Rapporter

EIA: Annual Energy Outlook 2011:

http://www.eia.gov/oiaf/aeo/otheranalysis/aeo_2010analysispapers/woprices.html (Lest 10.3.2012)

<http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=NO&trk=c#pet> (Lest 13.3.2012)

Statoil Annual Report 2010:

<http://www.statoil.com/AnnualReport2010/en/OurOperations/ProductionVolumesAndPriceInformation/Pages/AverageProductionCostAndSalesPrices.aspx>. (Lest 5.4.2012)

Internett

CME Group:

http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day_quotes_openOutcry.html (Lest 12.4.2012)

http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day_quotes_settlements_futures.html (Lest 16.4.2012)

Dagens næringsliv:

<http://www.dn.no/energi/article2344970.ece> (Lest 1.3.2012)

Lovdata:

<http://www.lovdata.no/all/hl-19750613-035.html> (Lest 13.3.2012)

Nordic Petroleum:

<http://www.nop.as/nyheter/> (Lest 7.4.2012)

Norges Bank:

<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/rentestatistikk/statsobligasjoner-rentearsgjennomsnitt-av-daglige-noteringer/> (Lest 26.03.12)

<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/valutakurser/usd/aar/> (Lest 16.4.2012)

<http://www.norges-bank.no/no/prisstabilitet/statsgjeld/auksjonsresultater/> (Lest 12.4.2012)

North Energy:

<http://northenergy.no/> (Lest 10.1.2012)

<http://northenergy.no/nb/var-virksomhet/utbyggingslosninger.html> (Lest 10.1.12)

<http://www.northenergy.no/nb/var-virksomhet/utbyggingslosninger.html> (Lest 29.3.12)

Oljedirektoratet:

<http://npd.no/Templates/OD/Article.aspx?id=1557&epslanguage=no> (Lest 11.4.2012)

<http://www.npd.no/publikasjoner/faktahefter/fakta-2011/kap-5/> (Lest 16.4.2012)

<http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Ressursrapporter/Ressursrapport-2011/Ressursrapporten%202011.pdf> (Lest 2.5.2012)

Petro:

http://www.petro.no/modules/module_123/proxy.asp?I=18359&C=21&D=2 (Lest 13.5.2012)

Petrostrategies:

http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm (Lest 13.3.2012)

Regjeringen:

<http://www.regjeringen.no/Rpub/NOU/20002000/018/PDFA/NOU200020000018000DDDDPDFA.pdf> (Lest 13.3.2012)

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/nouer/1997/nou-1997-27/10/7.html?id=347291>

(Lest 5.4.2012)

Store Norske Leksikon:

<http://snl.no/petroleum/historikk> (Lest 13.3.2012)

Teknisk Ukeblad:

<http://energilink.tu.no/leksikon/oljehistorien%20verden.aspx> (Lest 13.3.12)

<http://www.tu.no/olje-gass/article282720.ece> (Lest 10.2.2012)

US Treasury:

<http://www.treasury.gov/Pages/default.aspx> (Lest 16.4.2012)

Telefonsamtale:

Alexsander Krogh, 2012, Finance Manager & Investor Relation. North Energy

Øystein Nerva, 2012 Nordea Markets (20.03.12)

Vedlegg

Vedlegg 1: Rapport for 4. kvartal 2011

Vedlegg 2: Investor presentation 25. januar 2010

Vedlegg 3: North Energy Q3 2011

Viktige hendelser i fjerde kvartal 2011

- Myndighetenes godkjenning av North Energys kjøp av 15% andel i PL 450 Storebjørn
- Tørr brønn boret på PL 518 Zapffe i Barentshavet
- Resultat for fjerde kvartal 2011 er på -49,3 millioner kroner, mens netto kontantbeholdning, inkl. skatterefusjon beløper seg til 173 millioner kroner
- North Energy har inngått en samarbeidsavtale med Saint Petersburg Statsuniversitet - Institutt for Geologi og Forretning. Dette er et viktig ledd i forberedelsene til 22. og spesielt 23. konsesjonsrunde på norsk sokkel. North Energy vil dra nytte av kunnskap som eksisterer innen akademien både på norsk og russisk side

Hendelser etter kvartalsslutt

- Tildeling av to prioriterte blokker i TFO 2011; PL 616 (Nordsjøen) og PL 656 (utenfor Nordland)
- Oppstart boring 29. januar på oljepropektet Storebjørn i PL 450, lokalisert i sørlige del av Nordsjøen. Brønnen blir boret med riggen Mærsk Guardian, og resultater forventes mot slutten av mars måned
- Salg av gass/kondensatfunnet Fogelberg i PL 433 til lisensens operatør Centrica for 70 millioner kroner. Salget er forutsatt godkjenning av norske myndigheter, som forventes å finne sted i løpet av andre kvartal 2012
- Selskapet innhentet den 9. februar 150 millioner kroner gjennom en rettet emisjon mot eksisterende og nye investorer. North Energy utstedte gjennom emisjonen 15 millioner nye aksjer, hver pålydende NOK 1 til en pris tilsvarende NOK 10 per aksje. Selskapet tilføres gjennom dette finansielle ressurser til å styrke balansen og finansiere videre vekst i henhold til gjeldende planer og strategier
- Selskapet planlegger å gjennomføre en reparasjonsemisjon på 15 millioner kroner til de aksjonærene som ikke ble med i den rettede emisjonen
- Økt letelånsramme fra 760 millioner kroner til 950 millioner kroner. Bankkonsortiet bak letelånet består av DNB, SEB og BNP Paribas
- Utlyste blokker til 22. lisensrunde viser rekordstor interesse fra oljeindustrien i nord
- Gasscos strategistudie «NCS2020 - En studie av fremtidens gassinfrastruktur» konkluderer med at en gassrørledning fra Barentshavet kan være i drift i 2020, og dette er viktig for vurdering av gassfunnet på Norvarg (PL 535)
- Samarbeidsavtale mellom North Energy og universitetet i Tromsø er undertegnet. North Energy blir med dette en viktig bidragsyter til å øke kompetansen innen petroleumsgnologi og prospektering i landsdelen. Avtalen vil involvere doktorgradsstudenter og mastergradsstudenter med oppgaver i samarbeid med North Energy

Nøkkeltall

	Q4 / 2011	Q4 / 2010	Helår 2011	Helår 2010
Letekostnad (MNOK)	198,2	118,6	340,2	179,0
Lønnskostnad (MNOK)	16,5	16,1	70,9	62,1
Driftsresultat (MNOK)	- 227,4	- 146,6	- 458,3	- 289,2
Resultat før skatt (MNOK)	- 231,7	- 143,8	- 471,8	- 284,5
Skatteinntekt (MNOK)	182,4	98,1	361,2	221,6
Resultat for perioden (MNOK)	- 49,3	- 45,8	- 110,6	- 62,9
Total balanse (MNOK)	1 061	638	1 061	638
Egenkapital (MNOK)	370	480	370	480
Egenkapitalandel	35 %	75 %	35 %	75 %
Rentebærende gjeld (MNOK)	348	0	348	0
Antall ansatte	51	45	48	43
Antall lisenser (operatørskap)	23 (2)	14 (1)	23 (2)	14 (1)

Finansielle forhold

North Energy er et rendyrket letekon- sern uten inntekter. Det konsoliderte regnskapet for North Energy omfatter North Energy ASA og det heleide datter- selskapet 4sea energy AS.

North Energy hadde i 4. kvartal 2011 et negativt resultat etter skatt på 49,3 millioner kroner. Dette kan sammen- lignes med et negativt resultat på 45,8 millioner kroner i tilsvarende kvartal i 2010. Resultatendringen kan tilskrives at selskapet generelt har hatt høyere aktivi- tetsnivå i 2011.

Letekostnadene for 4. kvartal har økt med 79 millioner sammenlignet med 4. kvartal 2010, hovedsakelig som følge av boring av tørr brønn på PL 530 Heilo og PL 518 Zapffe og flere kjøp av seismikkdata som grunnlag for fremtidige borebeslutninger.

Lønnskostnadene for selskapet er på samme nivå for 4. kvartal i 2011 som for 4. kvartal for 2010.

Sum eiendeler ved avslutning av 4. kvartal 2011 er bokført til 1 061 millioner kroner. Sammenlignet med 4. kvartal 2010 er dette en økning på 423 millioner kroner på grunn av kapitaliserte borekostnader på PL 433 Fogelberg og PL 535 Norvarg, samt tilgodehavende skatterefusjon.

Skattefordringen for den konsoliderte balansen er pr. 4. kvartal på 554 millioner kroner som er en reduksjon på 160 million kroner fra 3. kvartal 2011 (hovedsaklig grunn- net utbetaling på 347 millioner kroner i desember). Sammen med kontanter og kontantekvivalenter på 34 millioner kroner og fratrukket netto arbeidskapital på 67 millioner kroner og letelånopptrekk

på 348 millioner kroner gir dette en netto kontantsituasjon på 173 millioner kroner sammenlignet med 238 millioner kroner i forrige kvartal.

North Energy har ved utgangen av 4. kvartal 2011 et opptrekk på letelånsfasili- teten på 348 millioner kroner.

North Energy er finansielt sterk med en egenkapital på 370 millioner kroner pr. 4. kvartal 2011. Dette gir en egenkapital- andel på 35 %. Netto kontantstrøm fra driften viser et forbruk på 202 millioner kroner for 4. kvartal 2011 som er en økning på 87 millioner kroner fra 4. kvartal 2010. Kontantstrømmen fra investeringsaktivi- teter viser en reduksjon fra 131 millioner kroner i 4. kvartal 2010 til 68 millioner kroner i 4. kvartal 2011.

Leteaktivitet

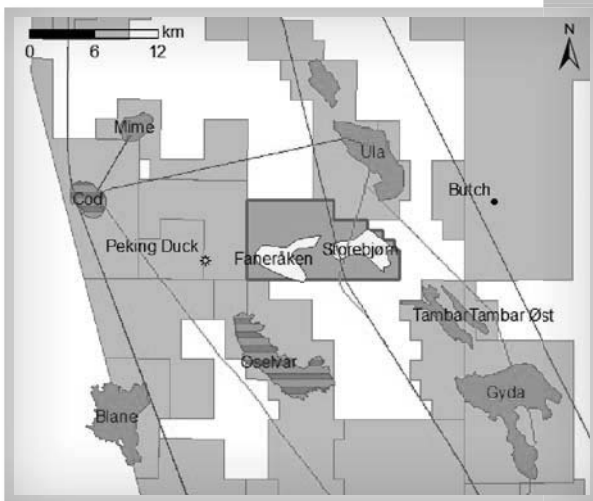
North Energy fortsetter som aktiv partner på norsk sokkel. For 2012 står det som planlagt fire brønner på programmet. Boreaktiviteten i 2012 flytter seg til Nordsjøen og sokkelen utenfor Midt-Norge, og alle boringene er lokalisert i kjente hydrokarbonrike provinser nært knyttet opp til eksisterende infrastruktur. I løpet av 2012 er det «drill eller drop»-beslutninger i fem av lisensene i porteføljen. I to av lisensene er det søkt om en utvidet periode før beslutning. I North Energys egenopererte lisenser skal

borebeslutninger fattes i mai (PL 526) og august (PL 590). Øvrig aktivitet i 2012 vil være fokusert mot TFO-runden 2012 og 22. konsesjonsrunde for Midt-Norge og Barentshavet.

Boringer

Årets første boring i sørlige del av Nordsjøen er allerede startet på prospektet Storebjørn i PL 450. Det Norske Oljeselskap er operatør (60%) med Dana (25%) og North Energy (15%) som partnere. Hovedmålet for boringen er

sandsteiner av øvre Jura alder som tilsvarende funn i feltene Tambar og Ula/Gyda like ved. Operasjonen utføres med jackup-riggen Maersk Guardian. I 2011 er det gjort to nye funn i området. I PL 301 CS om lag 10 km vest for Storebjørn, har Conoco Phillips (operatør) gjort et funn av gass-kondensat kalt Peking Duck. I PL 405 om lag 10 km øst for Storebjørn gjorde Centrica (operatør) et oljefunn i Butch prospektet.



Lokasjon Storebjørn.

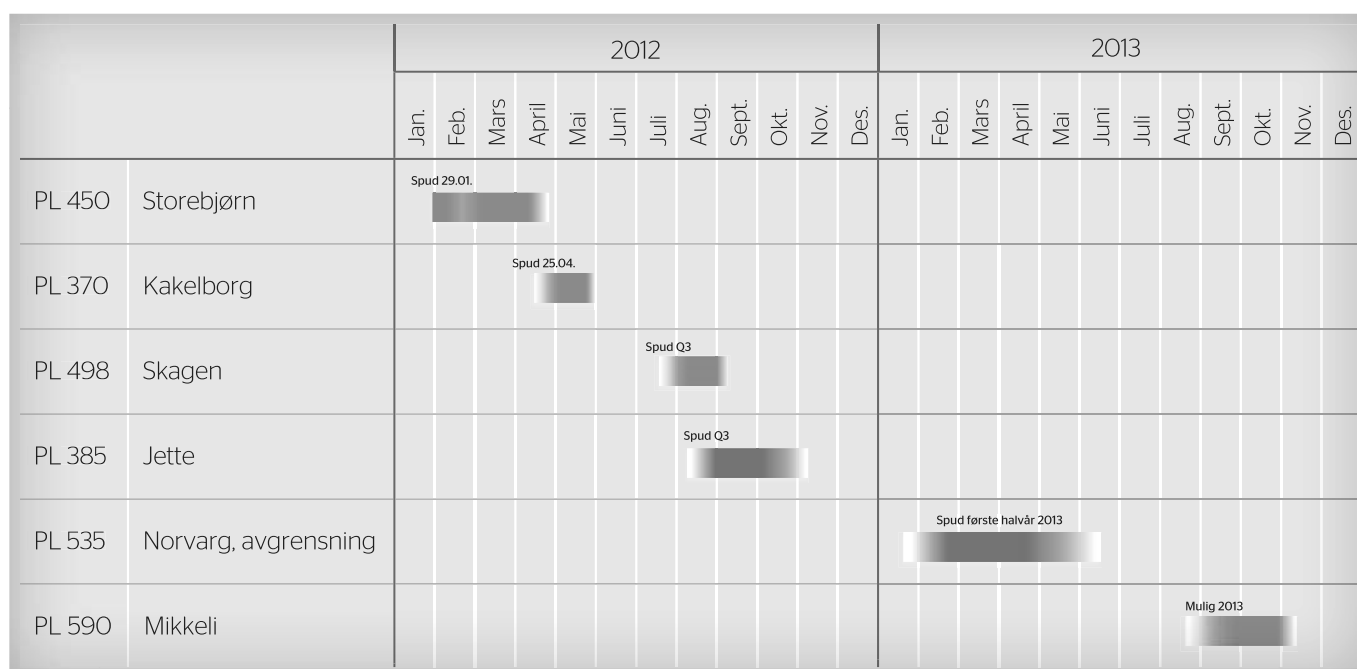


Jackup-riggen Maersk Guardian. Foto: Medvind - Bernt Sørensen

Boreprogram for 2012/2013

Prospekt	Lisens	Andel	Operatør	Lokasjon	Borerigg
Storebjørn	PL 450	15 %	Det norske	Nordsjøen	Maersk Guardian
Kakelborg	PL 370	10 %	Wintershall	Nordsjøen	Transocean Arctic
Skagen	PL 498	25 %	Lotos	Nordsjøen	Maersk Guardian
Jette	PL 385	35 %	Statoil	Norskehavet	N/A
Norvarg avgrensingsbrønn	PL 535	20 %	Total	Barentshavet	N/A
Mikkeli *	PL 590	40 %	North Energy	Norskehavet	N/A

* Avventer borebeslutning i lisensen



■ Olje ■ Gass-kondensat

Neste boreoperasjon på prospektet Kakelborg i PL 370, har forventet oppstart i løpet av april 2012. Wintershall er operatør (40%) med partnerne Agora (30%), Concedo (20%) og North Energy (10%). I løpet av sommeren og høsten står det ytterligere to brønner på programmet med North Energy som partner; PL 385 Jette (Statoil operatør) på midt-norsk sokkel og PL 498 Skagen (Lotos operatør) i Nordsjøen. Funnet i 2011 i nabolisensen PL 127 (Total operatør) av gass og olje i Kritt og midtre og nedre Jura er relevant for den planlagte boringen i PL 385. Dette styrker troen på funn i området.

Funn

I begge funnene til North Energy ble ressursanslagene oppgradert i 2011.

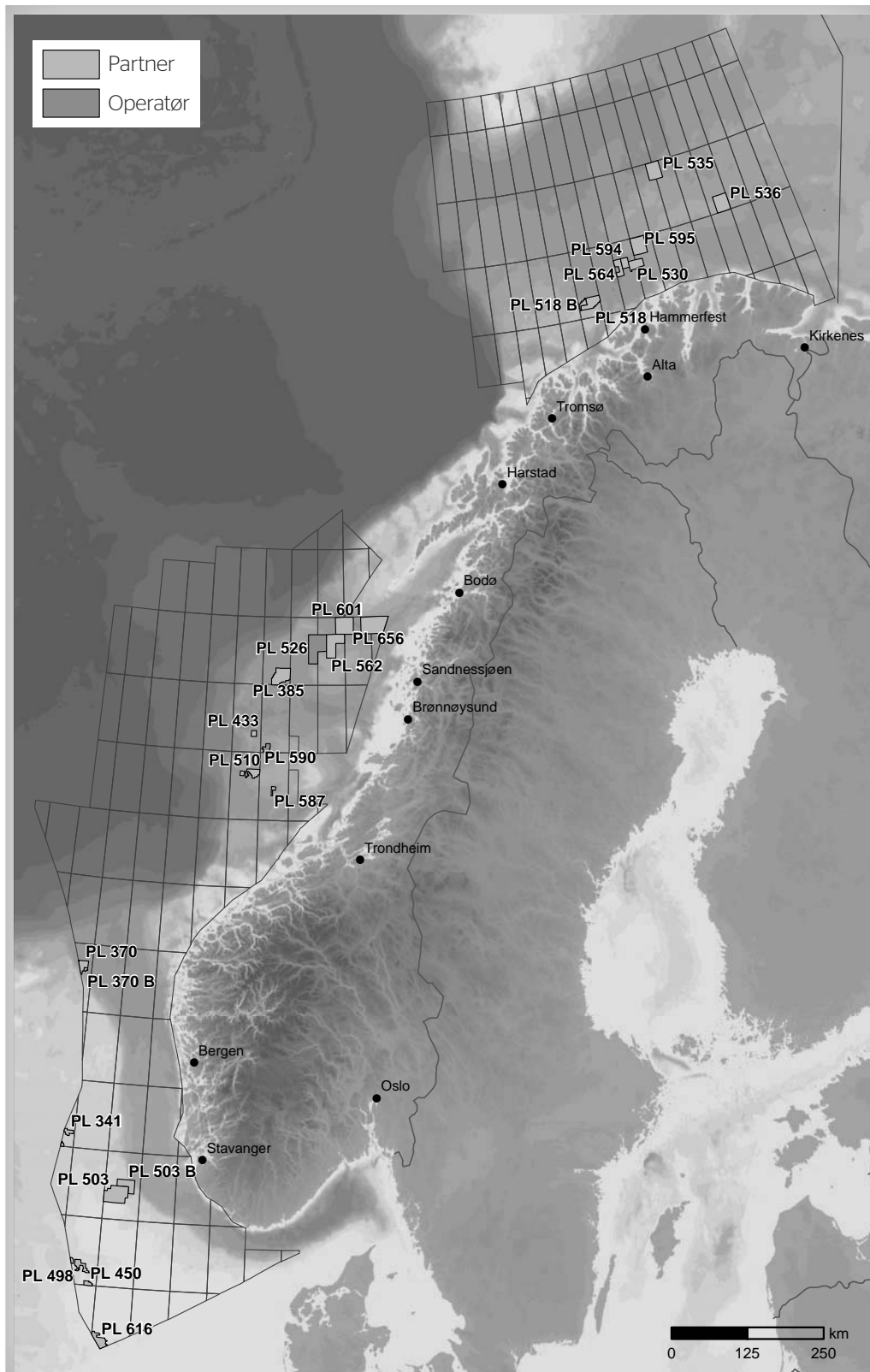
Fogelberg-funnet på Haltenbanken (PL 433) er erklært kommersielt og venter på mulig transportløsning. Dette funnet er nå solgt til operatøren Centrica, med effektiv dato 1. januar 2012 (forutsatt myndighetsgodkjenning) for en godtgjørelse på 70 millioner kroner.

For gassfunnet Norvarg i Barentshavet (PL 535) vurderes volumenslagene fortløpende. Basert på kun en brønn blir anslagene noe usikre, men potensialet er stort. North Energy har foreløpig estimert de utvinnbare volumene til over 40 milliarder standard kubikkmeter. Bedre forståelse av ressurspotensial og produktivitet forventes etter første avgrensingsbrønn som er planlagt i første halvår 2013.

TFO og 22. konsesjonsrunde 2012

Selskapenes interesse for å skaffe seg nytt leteareal på norsk sokkel har vært svært stor etter de mange funn som er gjort siste året. Det er fortsatt interessante muligheter innenfor de forhåndsdefinerte områdene (TFO) på alle deler av sokkelen. North Energy har samtidig et høyt fokus på 22. konsesjonsrunde og Barentshavet spesielt. Selskapet er i gang med evaluering av områder og ønsker som største oljeselskap med hovedkontor i Nord-Norge å delta i konkurransen om nye tildelinger.

Lisensporteføljen



Totalt 24 lisenser i porteføljen, hensyntatt salget av PL 433 Fogelberg. I Barentshavet er selskapet partner i åtte lisenser. I Norskehavet er selskapet partner i seks lisenser og er i tillegg operatør på produksjonslisenser PL 526 Karl, og PL 590 Mikkeli. I Nordsjøen er selskapet partner i åtte lisenser.

Regnskap 4. kvartal 2011

Konsolidert resultatregnskap

Beløp i NOK 1000

	Note	4. kv 2011 (urevidert)	4. kv 2010 (urevidert)	jan.-des. 2011 (urevidert)	jan.-des. 2010 (revidert)
Lønnskostnader		-16 453	-16 116	-70 949	-62 149
Avskrivninger		-2 150	-1 497	-7 179	-4 593
Lete- og lisenskostnader		-198 176	-118 646	-340 154	-179 049
Andre driftskostnader		-10 641	-10 370	-40 004	-43 445
Driftsresultat		-227 420	-146 629	-458 286	-289 236
Finansinntekter		8 842	4 285	18 602	9 464
Finanskostnader		-13 171	-1 479	-32 095	-4 740
Netto finansposter		-4 328	2 806	-13 494	4 724
Resultat før skatt		-231 748	-143 823	-471 780	-284 512
Skatteinntekt	11	182 399	98 062	361 223	221 596
Resultat for perioden		-49 349	-45 761	-110 556	-62 916
Resultat per aksje (NOK per aksje)					
- Basisresultat per aksje		-1,96	-1,82	-4,39	-2,67
- Utvannet resultat per aksje		-1,96	-1,82	-4,39	-2,67

Konsolidert utvidet resultatregnskap

Beløp i NOK 1000

	4. kv 2011 (urevidert)	4. kv 2010 (urevidert)	jan.-des. 2011 (urevidert)	jan.-des. 2010 (revidert)
Resultat for perioden	-49 349	-45 761	-110 556	-62 916
Utvidet resultat etter skatt				
Aktuarmessig gevinst/tap på pensjonsordninger	82	-932	82	-932
Sum utvidet resultat etter skatt	82	-932	82	-932
Totalresultat for perioden	-49 267	-46 693	-110 474	-63 848

Konsolidert balanse*Beløp i NOK 1000*

	Note	31.12.2011 (urevidert)	31.12.2010 (revidert)
EIENDELER			
Anleggsmidler			
Varige driftsmidler		22 072	16 167
Aktiverte lete- og lisenskostnader	8	376 719	128 214
Andre fordringer		19 765	17 528
Sum anleggsmidler		418 556	161 909
Omløpsmidler			
Forskuddsbetalte kostnader og andre fordringer		54 854	37 926
Skattefordring fra refusjon skatteverdi letekostnader	11	553 550	347 532
Finansielle eiendeler	9	0	4 674
Kontanter og kontantekvivalenter		34 206	86 015
Sum omløpsmidler		642 610	476 147
Sum eiendeler		1 061 167	638 056
EGENKAPITAL OG GJELD			
Egenkapital			
Aksjekapital	5	25 224	25 150
Overkursfond		606 141	606 141
Annen innskutt egenkapital		29 570	29 570
Opptjent egenkapital		-291 159	-180 685
Sum egenkapital		369 777	480 176
Gjeld			
Langsiktig gjeld			
Pensjonsforpliktelser		18 766	15 346
Utsatt skatt	11	202 225	45 791
Sum langsiktig gjeld		220 991	61 137
Kortsiktig gjeld			
Kortsiktig lån	10	348 348	0
Leverandørgjeld		66 108	47 185
Annen kortsiktig gjeld		55 943	49 559
Sum kortsiktig gjeld		470 399	96 743
Sum gjeld		691 390	157 880
Sum egenkapital og gjeld		1 061 167	638 056

Konsolidert oppstilling over endringer i egenkapital

Beløp i NOK 1000

	Aksje- kapital	Overkurs- fond	Annen innskutt egenkapital	Opptjent egenkapital	Sum egenkapital
Egenkapital 01.01.2010	9 201	233 573	26 999	-116 837	152 935
Emisjoner	15 949	390 664			406 612
Emisjonskostnader (netto etter skatt)		-18 095			-18 095
Aksjebasert avlønning, bonusaksjer			2 571		2 571
Totalresultat for perioden 01.01. - 31.12.2010				-63 848	-63 848
Egenkapital 31. desember 2010	25 150	606 141	29 570	-180 685	480 176
Emisjoner	75				75
Totalresultat for perioden 01.01. - 31.12.2011				-110 474	-110 474
Egenkapital 31. desember 2011	25 224	606 141	29 570	-291 159	369 777

Konsolidert kontantstrømoppstilling

Beløp i NOK 1000

	4. kv 2011 (urevidert)	4. kv 2010 (urevidert)	jan. - des. 2011 (urevidert)	jan. - des. 2010 (revidert)
Kontantstrøm fra driftsaktiviteter				
Resultat før skatt	-231 748	-143 823	-471 780	-284 512
Justert for:				
Skatt refundert/betalt	346 132	160 727	341 251	160 727
Avskrivninger	2 150	1 497	7 179	4 593
Gevinst/tap ved salg av varige driftsmidler	-52	0	-73	0
Kostnadsført aktiverte letekostnader	37 213	52 016	59 033	52 016
Forskjell mellom kostnadsført pensjon og innbetalinger	2 978	2 052	925	2 778
Kostnadsført aksjebasert betaling ført mot egenkapital	0	2 571	0	2 571
Resultatførte transaksjonskostnader og renter lån	8 294	299	20 068	1 351
Endring i kortsiktig gjeld, fordringer og andre tidsavgrensninger	36 880	39 796	12 560	29 727
Netto kontantstrøm fra driftsaktiviteter	201 846	115 135	-30 837	-30 748
Kontantstrøm fra investeringsaktiviteter				
Kjøp av varige driftsmidler	-6 691	-2 098	-13 212	-7 076
Vederlag ved salg av varige driftsmidler	37	0	202	0
Kjøp av immaterielle eiendeler	-61 563	-129 560	-337 440	-232 372
Kjøp av datterselskap, netto kontantinnbetaling	0	0	0	30 931
Endring andre langsiktige fordringer	142	266	631	-5 520
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-68 074	-131 392	-349 819	-214 038
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter				
Opptrekk/hedbetaling lån	-97 827	0	352 173	-45 000
Betalte transaksjonskostnader og renter lån	-8 091	-299	-23 400	-1 351
Innbetalinger ved utstedelse av aksjer	0	0	75	331 481
Netto kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter	-105 918	-299	328 848	285 130
Netto endring i kontanter og kontantekvivalenter	27 854	-16 556	-51 809	40 344
Kontanter og kontantekvivalenter ved periodestart	6 352	102 571	86 015	45 671
Kontanter og kontantekvivalenter ved periodeslutt	34 206	86 015	34 206	86 015

Noter til delårsregnskapet for 4. kvartal 2011

Note 1 - Generelt og selskapsinformasjon

Konsernregnskapet for 4. kvartal 2011 er et delårsregnskap og omfatter North Energy ASA og dets datterselskap 4sea energy AS (konsernet). Delårsregnskapet er urevidert. North Energy ASA er registrert i Norge og selskapets hovedkontor er lokalisert i Alta i Finnmark. Selskapets aksjer ble notert på Oslo Axess den 5. februar 2010.

Note 2 - Grunnlag for utarbeidelse

Regnskapet for 4. kvartal 2011 er utarbeidet i samsvar med IAS 34 Delårsrapportering og i henhold til tilleggskravene som fremkommer i Verdipapirhandelloven. Delårsregnskapet omfatter ikke all informasjon som kreves i et fullstendig årsregnskap, og bør leses i sammenheng med årsregnskapet for 2010. Årsregnskapet for 2010 ble utarbeidet i samsvar med internasjonale standarder for finansiell rapportering (IFRS) som er vedtatt av EU.

Note 3 - Regnskapsprinsipper

Regnskapsprinsipper anvendt ved utarbeidelsen av delårsregnskapet er de samme prinsippene som ble anvendt ved utarbeidelsen av årsregnskapet for 2010.

Note 4 - Viktige regnskapsestimater og skjønsmessige vurderinger

Utarbeidelse av delårsregnskapet innebærer bruk av vurderinger, estimater og forutsetninger som påvirker anvendelsen av regnskapsprinsipper og regnskapsførte beløp på eiendeler og forpliktelser, inntekter og kostnader. Estimatenes og tilhørende forutsetninger er basert på historisk erfaring og andre faktorer som er vurdert som relevante i denne sammenhengen. Faktiske resultater kan avvike fra disse estimatene. De vesentligste vurderingene ved anvendelse av selskapets regnskapsprinsipper og de viktigste kildene til usikkerhet er de samme ved utarbeidelsen av delårsregnskapet som for årsregnskapet 2010.

Note 5 - Aksjekapital

Antall utestående aksjer per 1. januar 2011	25 149 736
Nye aksjer utstedt i løpet av perioden	74 657
Sum antall utestående aksjer per 31. desember 2011	25 224 393
Pålydende NOK per aksje per 31. desember 2011	1
Aksjekapital NOK per 31. desember 2011	25 224 393

Note 6 - Segmentrapportering

Konsernets eneste virksomhetssegment er leting etter olje og gass på norsk kontinentalsokkel.

Note 7 - Hendelser etter balansedagen

I januar 2012 ble North Energy tildelt to nye lisenser i TFO 2011. Konsernet har etter denne tildelingen 25 lisenser, herav 2 operatørskap.

I februar 2012 har konsernet utvidet sin letelånfasilitet fra NOK 760 millioner til NOK 950 millioner. Rentesats er fortsatt NIBOR + 2%.

North Energy har i februar 2012 inngått avtale om salg av sin 12% eierandel i lisens PL 433 (Fogelberg) for NOK 70 millioner (etter skatt) til Centrica Resources (Norge). Effektiv dato for transaksjonen er 1. januar 2012. Gjennomføring av transaksjonen krever godkjenning av norske myndigheter.

I februar 2012 innhentet North Energy NOK 150 millioner i ny egenkapital gjennom en rettet emisjon. Kapitalforhøyelsen ble godkjent av styret 10. februar, og blir gjenstand for behandling av ekstraordinær generalforsamling 2. mars.

Note 8 - Aktiverte lete- og lisenskostnader

Anskaffelseskost 01.01.2011	128 214
Tilgang i perioden – aktiverte lete- og lisenskostnader (*)	307 538
Avgang i perioden (**)	-59 033
Anskaffelseskost 31.12.2011	376 719
Akkumulerte avskrivninger 01.01.2011	0
Avskrivninger i perioden	0
Akkumulerte avskrivninger 31.12.2011	0
Bokført verdi 31.12.2011	376 719

(*) Tilgang er hovedsakelig knyttet til boring av letebrønn i lisens PL 535 (Norvarg), PL 530 (Heilo) og PL 518 (Zapffe), samt kjøpskostnader lisens PL 450 (Storebjørn) bokført netto etter skatt.

(**) Avgang er knyttet til kostnadsført aktiverte kostnader for lisens PL 530 (Heilo) og lisens PL 518 (Zapffe) som følge av tørr brønn.

Note 9 - Finansielle eiendeler

Finansielle eiendeler omfatter investering i pengemarkedsfond. Konsernet har realisert denne investeringen i 2011.

Note 10 - Kortsiktig lån

Kortsiktig lån består av følgende:

	31.12.2011	31.12.2010
Rullerende kredittfasilitet (letelån), trukket beløp	352 173	0
Rullerende kredittfasilitet (letelån), transaksjonskostnader	-3 825	0
Sum bokført verdi lån	348 348	0

I februar 2012 har konsernet utvidet sin letelånfasilitet fra NOK 760 millioner til NOK 950 millioner. Rentesats er fortsatt NIBOR + 2%.

Note 11 - Skatt

Spesifikasjon av årets skatteinntekt:

	jan.-des. 2011	jan.-des. 2010
Beregnet refusjon skatteverdi av leteutgifter dette år	553 550	347 728
Herav refusjon ikke resultatført (knyttet til kjøp lisenser ført netto etter skatt)	-29 902	-67 258
Korreksjon refusjon tidligere år	-6 281	-2 627
Endring utsatt skatt i balansen	-156 434	-45 791
Herav utsatt skattefordel ikke resultatført (knyttet til kjøp lisenser ført netto etter skatt)	-0	-115
Herav utsatt skattefordel knyttet til poster i utvidet resultatregnskap ført i utvidet resultatregnskap	291	-3 304
Herav utsatt skattefordel knyttet til egenkapitaltransaksjoner ført direkte mot egenkapital	0	-7 037
Sum skatteinntekt	361 223	221 596

Spesifikasjon av skattefordring fra refusjon skatteverdi letekostnader:

	31.12.2011	31.12.2010
Beregnet refusjon skatteverdi av leteutgifter dette år	553 550	348 289
Korreksjon refusjon tidligere år, lignet men ikke oppgjort	0	-4 881
Korreksjon refusjon tidligere år, lignet men påklaget	0	4 124
Sum skattefordring fra refusjon skatteverdi letekostnader	553 550	347 532

Selskaper som driver letevirksomhet på norsk kontinentalsokkel kan kreve refusjon med 78% av letekostnadene begrenset oppad til årets skattemessige underskudd. Refusjonen blir utbetalt i desember det påfølgende året.

Spesifikasjon av midlertidige forskjeller, fremførbare underskudd og utsatt skatt:

	31.12.2011	31.12.2010
Varige driftsmidler	4 310	4 279
Aktiverte lete- og lisenskostnader	361 818	121 748
Finansielle eiendeler	0	97
Pensjoner	-10 304	-9 752
Kortsiktig lån	3 825	0
Fremførbart underskudd, land	-35 645	-37 327
Fremførbart underskudd, sokkel kun 28% grunnlag	-49 968	-31 308
Fremførbart underskudd, sokkel kun 50% grunnlag	-887	-870
Fremførbart underskudd, sokkel både 28% og 50% grunnlag	-95 439	-64 614
Sum grunnlag utsatt skatt	177 710	-17 746
Utsatt skatt (-) / skattefordel (+)	-179 753	-20 668
Ikke balanseført utsatt skattefordel (*)	-22 472	-25 124
Utsatt skatt (-) / skattefordel (+) i balansen	-202 225	-45 791

(*) Ikke balanseført utsatt skattefordel er i hovedsak knyttet til fremførbart landunderskudd og fremførbare sokkelunderskudd i datterselskap 4sea energy AS.

Avstemming av effektiv skattesats:

	jan.-des. 2011	jan.-des. 2010
Resultat før skatt	-471 780	-284 512
Forventet skatteinntekt 78%	367 988	221 919
Korrigert for skatteeffekt (28% - 78%) av følgende poster:		
Permanente forskjeller	-2 504	-18 298
Korreksjon tidligere år	-2 046	-57
Rente på fremførbare underskudd sokkel	1 277	448
Finansposter	-6 143	2 555
Endring i nedvurdering av utsatt skattefordel og andre poster	2 652	15 028
Sum skatteinntekt	361 223	221 596

Attractive prospect inventory

License	Equity	Area	Prospect Name	Operator	Probability of Success aggregated	Main Hydrocarbon Phase	Gross Mean Unrisked mmboe	Net Mean Risked mmboe
Firm wells 2010 – 2012								
PL 433 ¹	12 %	Norwegian Sea	Fogelberg (p. 20)	Centrica	57 %	Gas Condensate	196	13
PL 385 ²	15 %	Norwegian Sea	Jette (p. 21)	Statoil	37 %	Gas Condensate	95	5
PL 530	20 %	Barents Sea	Heilo (p. 22)	GDF Suez	39 %	Oil with gas cap	308	24
PL 535	20 %	Barents Sea	Norvarg (p. 34)	Total	29 %	Gas	226	13
PL 518	30 %	Barents Sea	Tana ³ (p. 35)	DONG	14 %	Oil	440	18
Total							1,265	73
Drill-or-Drop 2010 – 2012								
PL 498	25 %	North Sea	Skagen (p. 36)	Lotos	36 %	Oil	84	8
PL 510	20 %	Norwegian Sea	Dorothy/Toto (p. 37)	Centrica	54 %	Gas Condensate	279	30
PL 526	40 %	Norwegian Sea	Vågar (p. 38)	North Energy	17 %	Oil with gas cap	133	9
PL 536	20 %	Barents Sea	Elbrus (p. 39)	Statoil	20 %	Gas	289	11
PL 564 ⁴	20 %	Barents Sea	Alta (p. 40)	OMV	24 %	Oil with gas cap	155	8
Total							940	66
Additional resources (see appendix)							945	62
Grand total							3,150	201

1) Carry of exploration costs (20.0% of which 12.0% own share)

2) Carry of exploration costs (22.5% of which 15.0% own share)

3) Operator's main prospect and estimates

4) Offered in the APA 2009 round announced on 19 January 2010

High activity level driving exploration costs

Exploration expenses Q3	MNOK
Dry well PL 530 Heilo	29
Seismic for Drill or Drop decisions *)	56
Regional study Barents Sea	8
Uplift fee	8
General exploration	14
Total	115

- Drill decisions moving closer – increased need for seismic and data processing
- Dry well at Heilo

*) PL 503 Valberget, PL 595 Jaktfalk, PL 587 Grenoble and PL 526 Karl

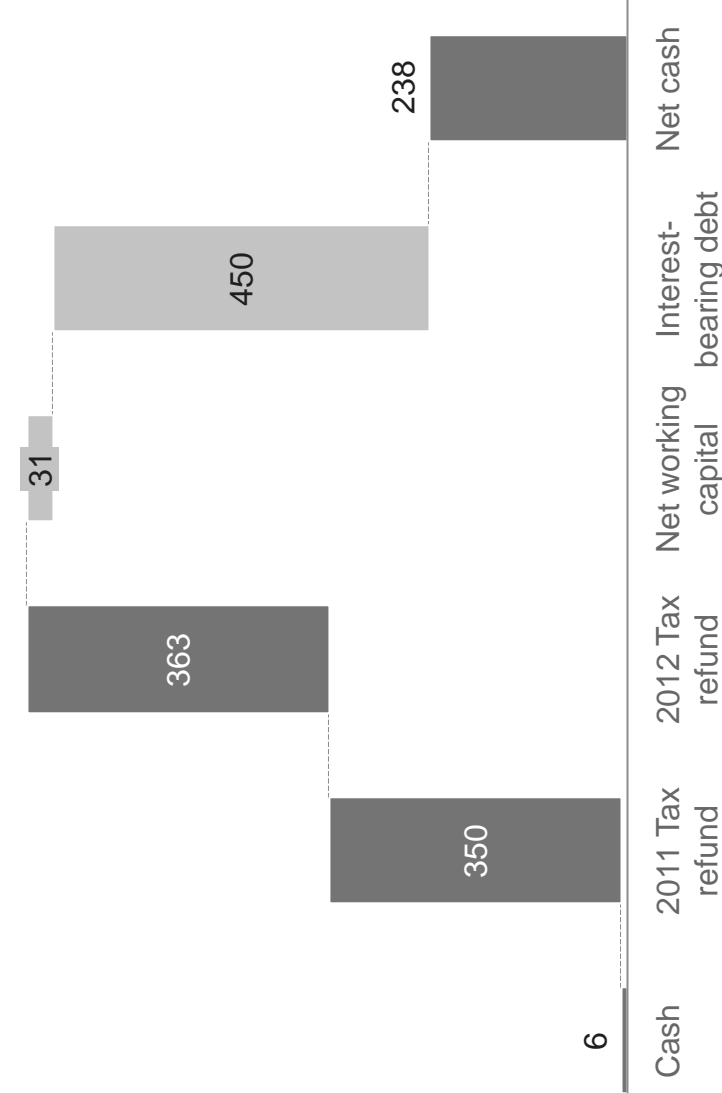
North Energy ASA - Balance sheet

MNOK	YTD 2011	Year end 2010	Year end 2009
Assets			
Fixed Assets	419.4	161.9	32.6
Long term receivables	363.2	0.0	0.0
Short term receivables	498.1	385.5	164.0
Cash and cash equivalents	6.5	90.7	45.7
Total Assets	1 287.2	638.1	242.3
Equity and liabilities			
Total equity	419.0	480.2	152.9
Total long-term liabilities	339.4	61.1	6.1
Total current liabilities	528.8	96.8	83.3
Total equity and liabilities	1 287.2	638.1	242.3

- **Fixed assets up NOK 260 million from year-end 2010**
 - Capitalized drilling costs on Fogelberg and Norvarg
- **Tax refund December 2011 of NOK 350 million**
- **33% equity ratio**

Net cash according to plan

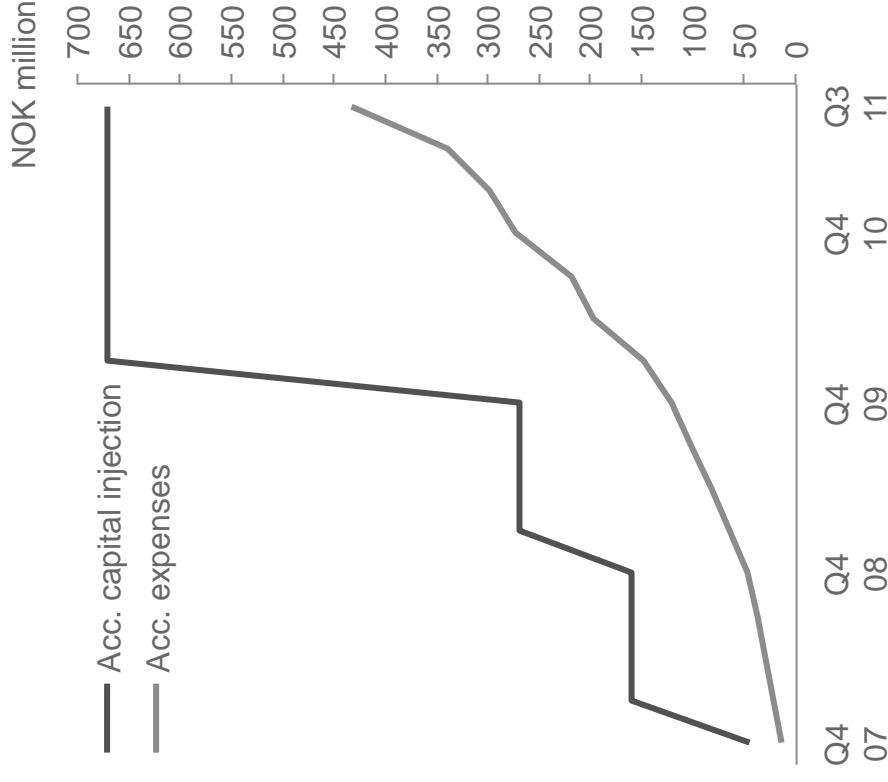
Net cash position as of Q3 2011



- Net cash position of NOK 238 million
- NOK 310 million undrawn of NOK 760 million exploration financing facility
- Developing in line with funding plans at the IPO

Next 4 wildcat wells financed

- **NOK 670 million raised before and in the IPO**
 - NOK 270 million raised from investors in Northern Norway
- **NOK 432 million invested since start up in 2007:**
 - Organization, systems and network
 - 4 wells, incl. one production test
 - 4 years running expenses
- **Next 4 wildcat wells financed by remaining funds and the exploration financing facility**



Agenda

- Highlights Q3
- Financial update
- **Exploration update**
- Outlook & Summary

Strong track record and exciting outlook

PROSPECTS				PRE-DRILL ESTIMATES			POST-DRILL ESTIMATES		
License	Prospect	Equity interest	Gross unrisked	POS	Net risked	Well result	Gross (P50)	Net (P50)	
PL 433*	Fogelberg	12%	196	57%	13	Gas / condensate	68	8	
PL 341	Stirby	11%	97	30%	3	Dry	-	-	
PL 535**	Norvarg	20%	226	29%	13	Gas	260	52	
PL 530	Heilo	20%	308	39%	24	Dry	-	-	
			Sum		53	Sum		60	

DRILLED WELLS

50% success rate

License	Prospect	Equity interest	Gross unrisked	POS	Net risked
PL 518	Zapffe	30%	280	25%	22
PL 450***	Storebjørn	15%	141	49%	10
PL 370	Kakelborg	10%	153	30%	5
PL 385	Jette	35%	95	37%	12
PL 498	Skagen	25%	75	36%	7
			Sum		56

FIRM WELLS

- Five firm wells next 12 months – all close to infrastructure
- Targeting 172 million boe of net resources (unrisked) – 81% oil prone

All volumes in million barrels of oil equivalents (mmboe)

*) Fogelberg volumes updated with operator's latest estimate

**) Norvarg volumes updated with results from internal study

***) Storebjørn volumes harmonized with operator's estimate