

Scenarier for helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet i 2005-2020

Delutredning 9-c: Økonomisk analyse

1 Bakgrunn

Utgangspunktet for delutredningen er scenariene for helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet, utarbeidet av OLF i samarbeid med Oljedirektoratet etter forespørsel fra Olje- og energidepartementet i brev 13/5-2002. Scenariene skal vise alternative utviklingsbaner for næringen i området fram mot 2020. Scenariene tar ikke inn over seg ytterligere aktivitet etter dette tidspunktet.

Med bakgrunn i opplysninger om ressurser, platåproduksjon, utbyggingsløsning, antall brønner og tidspunkt for produksjonsstart for feltene i scenariene, har Oljedirektoratet beregnet profiler for produksjon, investeringer og driftskostnader for feltene.

I det følgende oppsummeres utviklingen i produksjon, investeringer, driftkostnader og kontantstrøm, samt lønnsomheten i scenariene. Formålet med delutredningen er å illustrere bidraget til verdiskaping på norsk kontinentalsokkel fra feltene knyttet til scenariene. Resultatene er også utgangspunktet for en mer detaljert analyse av samfunnsmessige konsekvenser (delutredning 9-b).

2 Scenarier

Ved etablering av scenariene er det lagt vekt på at disse skal:

- Være representative for hele det geografiske utredningsområdet
- Inkludere lokaliteter som vurderes som potensielle konfliktområder med fiskeri- og miljøinteresser
- Hvor mulig, dekke funn eller områder med forventning om funn

I analysen har en definert scenarier med ulike aktivitetsnivåer – avhengig av hvor mange prosjekter som blir realisert. Til sammen er det definert 10 olje- og gassprosjekter:

- Scenariet "Basisnivå" består av påviste ressurser: gassfelt i Troms I (Snøhvit), oljefelt i Troms I, samt tilleggsressurser til gassfeltet i Troms I.
- Scenariet "Middels aktivitetsnivå" inkluderer i tillegg felt med relativt sett høy funnsannsynlighet, dvs. oljefelt i Nordland VI og Lopparyggen øst, og gassfelt i Finnmark øst og Nordkappbassenget.
- Scenariet "Høyt aktivitetsnivå" inkluderer i tillegg feltene Finnmark øst/olje, Nordland VII/olje, Troms II/gass og Bjørnøya vest/olje.

Feltenes geografiske lokalisering er vist i vedlegg 1.

Sammenlignet med de forventninger en har med hensyn til uopdagede resurser er det lagt større vekt på å utrede oljefelt enn gassfelt. Dette fordi oljefelt representerer den største miljømessige utfordringen. Utbygging av samtlige 10 felt over vurderes som lite sannsynlig. Industriens anslag på et realistisk tall for antallet selvstendige felt i perioden fram til 2020 er 3-5, dvs en utvikling mellom basis og middels aktivitetsnivå. For en nærmere beskrivelse og diskusjon av scenariene vises det til *Fastsatt utredningsprogram (januar 2003)*, samt til *Scenarier for helårlig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet i 2005-2020*.

For hvert av eksempelfeltene som danner grunnlag for scenariene er det gitt nærmere opplysninger om ressurser, platåproduksjon, utbyggingsløsning, antall brønner og tidspunkt for produksjonsstart for hvert felt. Med utgangspunkt i disse forutsetningene har Oljedirektoratet beregnet profiler for produksjon, investeringer og driftskostnader for feltene. Beregningene bygger på scenariegrunnlagets opplysninger om tekniske og miljømessige forhold, erfaringer fra allerede gjennomførte og planlagte utbygginger på norsk kontinentalsokkel, og det er forsøkt tatt hensyn til de geologiske, geografiske og klimatiske forhold i utredningsområdet. Dersom feltene blir bygd ut vil de danne grunnlaget for aktivitet i lang tid utover 2020. Selv om utredningen bare dekker perioden frem til 2020 har en i de etterfølgende figurer illustrert den totale utviklingen i feltenes livsløp. Dette for å gi et mer fullstendig bilde av aktivitetene og forutsetningene som ligger til grunn.

For oljefeltene har en i de økonomiske beregningene lagt til grunn at utbyggingen gjennomføres med flytende produksjonsskip. Her har en et forholdsvis bredt sammenligningsgrunnlag fra andre prosjekter med lignende utbyggingsløsninger. For oljefeltet i Troms I, som er forholdsvis lite, er det lagt til grunn at rettighetshaverne leier et produksjonsskip.

For gassfeltene har en lagt til grunn at gassen transporteres til land for produksjon av LNG. Beregningene for gassfeltene i scenariene "Middels aktivitetsnivå" og i "Høyt aktivitetsnivå" bygger i stor grad på kunnskaper fra Snøhvitutbyggingen. Disse tre gassfeltene har hver halvparten av ressursene i Snøhvitfeltet, og det er lagt til grunn at LNG produksjonen samordnes med Snøhvitfeltet eller med andre felt slik at kostnadene til landanlegg kan reduseres.

Når det gjelder leteaktivitet er det lagt til grunn at det uavhengig av hvilket scenario som realiseres bores 3 letebrønner per år i perioden 2005-2020. Letekostnadene er i analysen illustrert sammen med driftskostnadene. Kostnad per brønn er av Oljedirektoratet anslått til om lag 210 mill kroner. Dette inkluderer undersøkelsesbrønnen, generelle undersøkelser, feltevaluering og administrasjon.

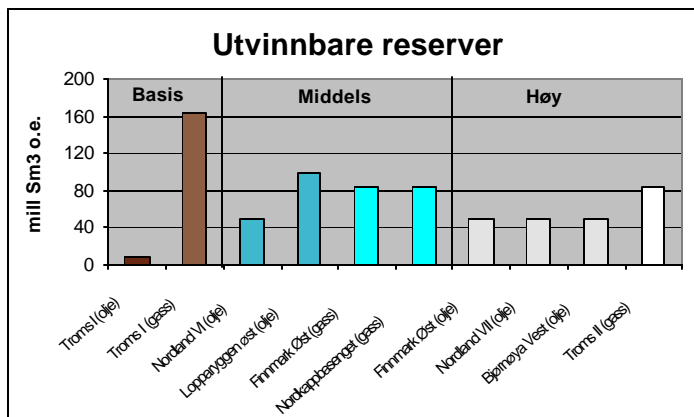
Selv om Oljedirektoratets beregninger knyttet til eksempelfeltene er søkt gjort så realistiske som mulig, understrekes det at disse er skissemessige og teoretiske. Det er store variasjoner i olje- og gassfelts størrelse, produksjonsegenskaper og behov med hensyn til utbyggings- og transport løsninger. Dersom det gjøres konkrete funn i utredningsområdet kan det derfor være store avvik i forhold til profilene som er lagt til grunn for de enkelte feltene. I tillegg kommer at teknologiutviklingen og muligheten til samordning med nærliggende felter vil ha stor betydning for utbyggingsløsninger og kostnader for felt som blir bygd i fremtiden. Disse faktorene vil også påvirke hvor raskt eventuelle funn kan settes i produksjon.

Ved beregningen av inntekter fra produksjonen har en lagt til grunn prisforutsetningene fra Nasjonalbudsjettet for 2003. For hoveddelen av produksjonsperioden for eksempelfeltene

innebærer dette priser på 135 kroner per fat olje, 873 kroner pr Sm³ kondensat og 0,74 kroner pr Sm³ for gass¹. For de tidligste årene forventes noe høyere priser. Alle priser og verdier er oppgitt i faste 2003 kroner.

3 Ressursgrunnlaget

Figur 3.1 viser utvinnbare ressurser for feltene i scenari grunnlaget. Totale ressurser for scenariene fordeler seg på 310 mill Sm³ olje og 420 mill Sm³ o.e. gass. Disse ressursene representerer meget store verdier. Som en illustrasjon kan det nevnes at med langsiktige prisforutsetningene som nevnt over vil bruttoverdien av ressursene i scenariene "Basis", "Middels aktivitetsnivå" og "Høyt aktivitetsnivå", være henholdsvis 130, 380 og 570 mrd. kroner.



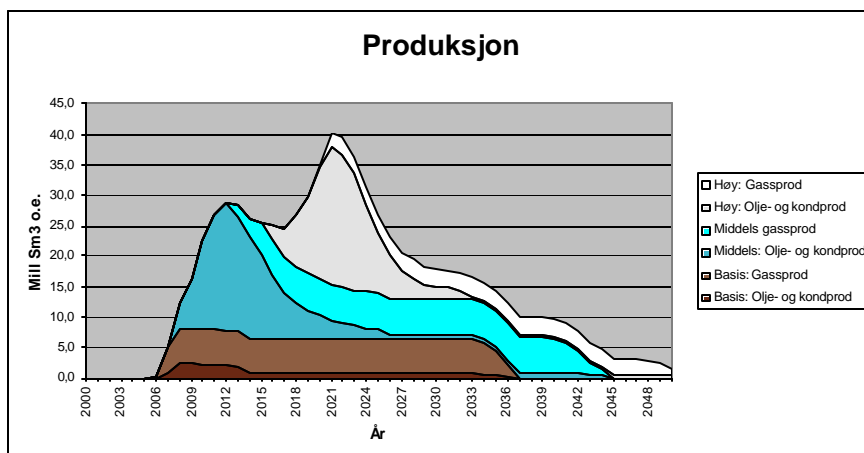
Figur 3.1: Utvinnbare reserver for de 10 olje- og gassfeltene

4 Produksjon

Figur 4.1 illustrerer produksjon av olje/kondensat og gass for de ulike scenariene.

I scenariet "Basis", der kun ressurser i Troms I blir utviklet, vil forventet produksjon raskt ta seg opp og nå et nivå på om lag 8 millioner Sm³ o.e. i 2008. Som følge av avtakende produksjon fra oljefeltet synker produksjonen rundt 2013, og stabiliserer seg på 6,4 millioner Sm³ o.e. Dette er i sin helhet produksjon av kondensat og gass. Dette nivået anslås å opprettholdes i lang tid fremover.

¹ Forventet gasspris på det Europeiske markedet vil være et konservativt anslag for prisen for gass som markedsføres som LNG. Dette fordi LNG også kan selges på markeder med høyere priser.



Figur 4.1: Produksjon av olje, kondensat og gass

I scenariet "Middels aktivitetsnivå" vil produksjonen nå en topp i 2012 på 28,7 millioner Sm³ o.e.. Samlet produksjon faller deretter jevnt frem til 2026 hvor den stabiliseres. I dette scenariet vil produksjonen fra utredningsområdet være om lag 16 mill Sm³ o.e. i 2020.

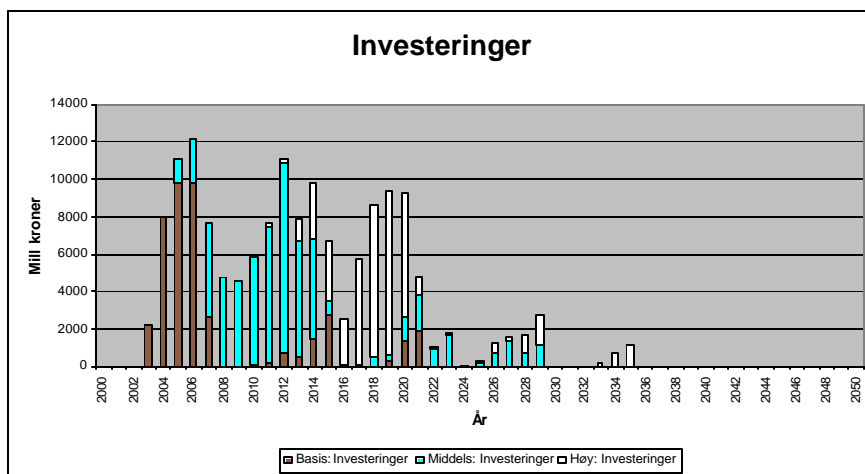
I scenariet "Høyt aktivitetsnivå" vil særlig oljeproduksjonen bidra til en produksjonstopp i 2021. Samlet produksjon fra alle felt anslås da til om lag 40 millioner Sm³ o.e.

Samlet produksjonen fra norsk kontinentalsokkel i 2002 var om lag 260 millioner Sm³ o.e. Sett i lys av at en forventer en betydelig nedgang i produksjon på sokkelen frem mot 2020 illustrerer analysen at aktivitet i Lofoten og Barentshavet kan være en viktig bidragsyter til å opprettholde aktivitetsnivået i den norske oljenæringen.

5 Investeringer

Samlede investeringer på norsk kontinentalsokkel forventes å halveres i løpet av de nærmeste 10 årene. Investeringsetterspørsden fra olje- og gassvirksomheten er av avgjørende betydning for aktivitetsnivået i deler av norsk leverandørindustri som står foran store utfordringer i årene som kommer. Realisering av ressursene i området Lofoten og Barentshavet vil bety betydelige muligheter for et høyere langsiktig aktivitetsnivå innen leverandørnæringen.

Investeringene i basis scenariet domineres av investeringene på gassfeltet i Troms I. Disse når i løpet av få år et nivå på om lag 10 milliarder kroner, som er det høyeste nivået for dette scenariet. I periodene 2010-2015 og 2019-2021 legges det til grunn tilleggsinvesteringer på gassfeltet i Troms I med topper på 2-3 milliarder kroner.



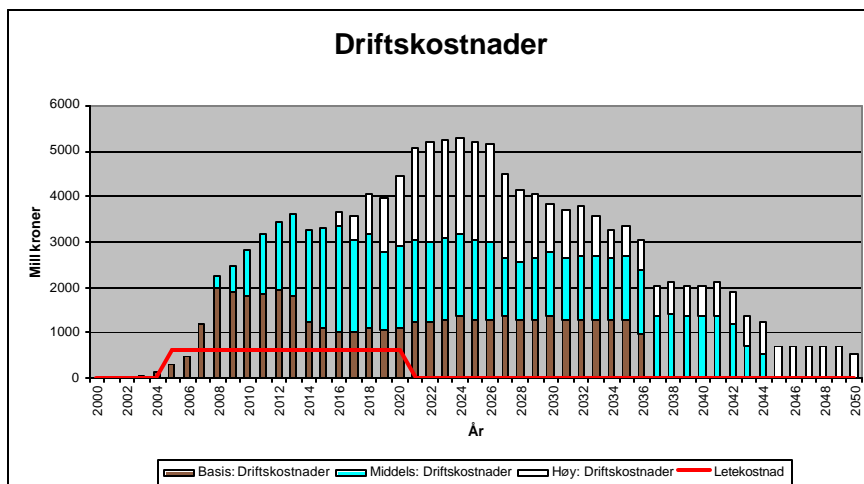
Figur 5.1: Investeringer (millioner kroner, 2003)

For scenariet "Middels aktivitetsnivå" vil investeringene nå sitt høyeste punkt i 2006 med anslagsvis 12 milliarder kroner. I årene etter synker samlede investeringer raskt etter hvert som gassfeltet i Troms I blir ferdigstilt, men øker igjen når utbyggingen av de andre feltene i scenariet starter. Investeringene i dette scenariet vil bidra til at en kan opprettholde et investeringsnivå i perioden 2007 til 2014 på gjennomsnittlig 7 mrd kroner per år.

Scenariet "Høyt aktivitetsnivå" vil bidra til en utjevning av investeringsnivået videre utover i tid. I årene fra 2016 til 2019 er investeringsaktiviteten beskjeden for de andre scenariene, mens det i dette scenariet fortsatt vil være betydelige investeringer. Samlet sett vil gassfeltet i Troms I bidra til de største investeringene, og en investeringsstopp i 2006.

Totalt vil investeringene i basisscenariet utgjøre 42 mrd kroner. For scenariene "Middels aktivitetsnivå" og "Høyt aktivitetsnivå" vil de være henholdsvis 106 og 152 mrd kroner. Til sammenligning er investeringene knyttet til utbyggingen av Snøhvitfeltet om lag 40 mrd kroner.

6 Driftskostnader



Figur 6.1: Driftskostnader eksklusive CO2-avgift (millioner kroner, 2003)

Som investeringene genererer driftskostnader etterspørsel etter produkter og tjenester fra leverandørindustrien i Norge. Samtidig utgjør de en kostnad som reduserer lønnsomheten av feltene. En betydelig del av driftskostnadene er også lønnsutgifter knyttet til den direkte sysselsettingen på kontinentalsokkelen og ved landanlegg. Letekostnadene bidrar i første rekke til økt etterspørsel etter riggekapasitet og til aktivitet knyttet til undersøkelser, feltevaluering og administrasjon i oljeselskapene.

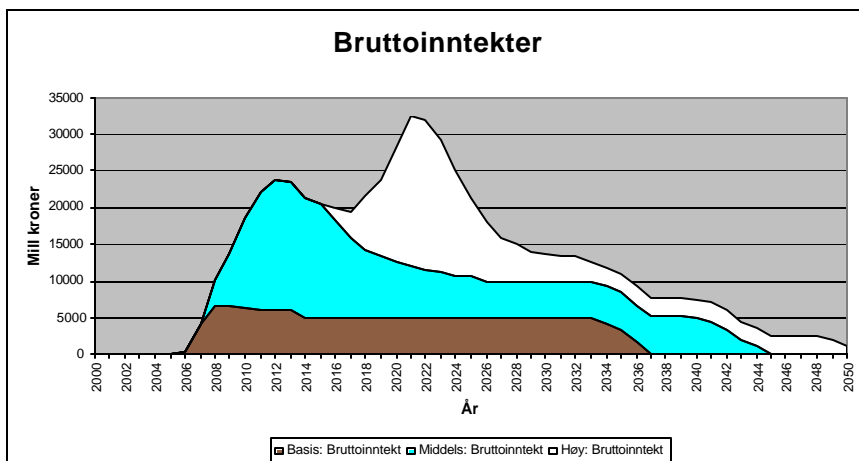
I delutredning 9-b gis det en mer inngående vurdering av samfunnsmessige konsekvenser med tanke på mulige investeringer og ringvirkninger for regionen i form av sysselsetting og vare- og tjenesteleveranser.

For basisscenariet stiger driftskostnadene med økende produksjon frem mot 2008, opp til 2 mrd kroner. Når oljefeltet i Troms I slutter å produsere i 2013, står gassfeltet i Troms I for alle driftskostnadene. Disse blir liggende mellom 1 og 1,3 milliarder frem til nedstegning.

I scenariet "Middels aktivitetsnivå" vil driftskostnadene fortsette å øke frem til 2013 opp til 3,6 milliarder kroner. De blir liggende rundt 3 milliarder kroner frem til 2026-27 når oljefeltene i Nordland VI og Lopparyggen avsluttes. Ved avslutningen av gassfeltet i Troms I synker kostnadene markert fra 2,4 til 1,4 milliarder kroner.

I scenariet "Høyt aktivitetsnivå" vil driftskostnadene toppe seg først i 2024 med en verdi på ca 5 milliarder. Dette nivået vil gradvis avta frem mot 2050.

7 Bruttoinntekter



Figur 7.1: Bruttoinntekter (millioner kroner, 2003)

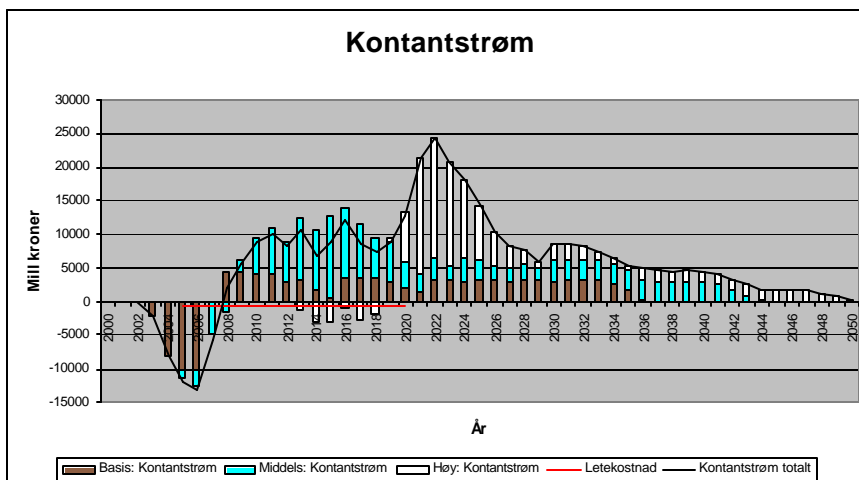
Figur 7.1 viser bruttoinntektene fra olje- og gassproduksjonen for de tre scenariene.

I basisscenariet når bruttoinntektene en høyde på om lag 7 milliarder kroner i 2008 og 2009. Nivået synker med lavere produksjon fra oljefeltet i Troms I i årene som følger, ned til 5 milliarder kroner per år til gassfeltet i Troms I slutter å produsere.

For scenariet "Middels aktivitetsnivå" vil inntektene øke med stigende oljeproduksjon frem til 2012, hvorefter denne avtar. Toppnivået anslås til 24 milliarder. Når all oljeproduksjon er avsluttet i 2026 ligger nivået på 10 milliarder kroner frem til gassfeltet i Troms I slutter å produsere.

I "Høyt aktivitetsnivå" vil bruttoinntektene være betydelig høyere i perioden 2019-2026 hvor oljeproduksjon fra nye felt i Finnmark Øst, Nordland VII og Bjørnøya Vest overgår tapet av produksjon fra Nordland VI og Lopparyggen Øst. På det høyeste vil inntektene være på 33 milliarder kroner i 2021.

8 Kontantstrøm



Figur 8.1: Netto kontantstrøm (millioner kroner, 2003)

Figur 8.1 viser netto kontantstrøm fra inntekter fra salg av olje og gass og utlegg til leting, investeringer, drift og CO2 avgift.

I de første årene fører de store investeringene forbundet med gassfeltet i Troms I til en negativ netto kontantstrøm. Også de ytterlige investeringene i feltet trekker ned kontantstrømmen i 2015 og 2021. Stabile inntekter fra gassfeltet i Troms I gir ellers en kontantstrøm på mellom 3 og 4 milliarder kroner per år.

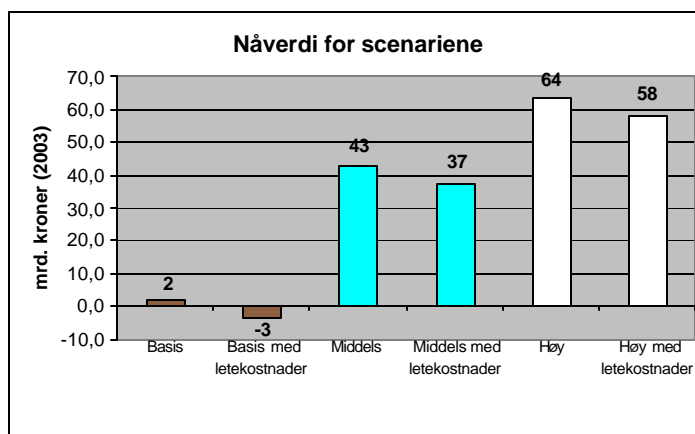
For "Middels aktivitetsnivå" trekker investeringer i utbyggingsfasen ned kontantstrømmen, men i 2009 går de nye prosjektene med overskudd og bidrar positivt. Nettoinntektene når sin topp i 2016 med om lag 14 milliarder kroner. Når oljeprosjektene avsluttes ligger kontantstrømmen på 5-6 milliarder frem til nedstenging av gassfeltet i Troms I. For "Høyt aktivitetsnivå" vil kontantstrømmen nå en topp på 24 milliarder kroner i 2022.

9 Lønnsomhetsberegninger

For å illustrere lønnsomheten av de tre scenariene er det gjennomført nåverdiberegninger der en tar hensyn til periodiseringen av inntektene og utgiftene gjengitt i avsnittene foran, og at kapitalen kan oppnå en alternativ avkastning ved annen plassering. Nåverdien gir et uttrykk for den samlede risikjusterte verdiskapingen fra prosjektene utover normal kapitalavkastning. Verdiskapingen gir grunnlag for fortjeneste til selskapene og skatte- og avgiftsinntekter for staten. I tillegg kan staten gjennom Statens direkte økonomiske engasjement i petroleumsvirksomheten sikre at en andel av verdiene tilfaller fellesskapet.

I beregning av nåverdi er kontantstrømmene diskontert med et reelt avkastningskrav på 7 pst.. Nåverdiberegningene som illustrerer samfunnsøkonomisk lønnsomhet, er basert på før-skatt

verdier. CO₂-avgiften er imidlertid behandlet som en kostnad da det antas at denne representerer miljøkostnaden ved utslipp.



Figur 9.1: Nåverdi (mrd. kroner, 2003)

Figur 9.1 illustrerer nåverdien til de ulike scenariene. For scenariet "Basis" anslås nåverdien uten letetekostnader til å bli om lag 2 milliarder kroner². Ved "Middels aktivitetsnivå" øker denne verdien til 43 milliarder kroner, og for "Høyt aktivitetsnivå" er den beregnet til å være 64 milliarder kroner. Vi ser at det, med de forutsetninger som er lagt til grunn i analysen, er vesentlige økonomiske gevinster å hente ved petroleumsaktivitet i Lofoten og Barentshavet fram mot 2020.

Nåverdien av letetekostnader tilsvarende tre brønner per år i perioden 2005 til 2020 vil utgjøre en kostnad på om lag 5,5 mrd. kroner. Tallene illustrerer at letevirksomheten vil være svært lønnsom dersom scenariene "Middels" eller "Høyt aktivitetsnivå" realiseres. All erfaring tilsier imidlertid at leteaktiviteten over tid vil avhenge av hvor mange funn en gjør. Dette tilsier at en for scenariet "Basis" har lagt til grunn for høye letetekostnader, mens det motsatte kan være tilfellet for scenariet "Høyt aktivitetsnivå".

10 Konklusjon/oppsummering

Potensielle miljøkostnader og risikoen ved helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet må avveies mot fordelene ved denne virksomheten. Med utgangspunkt i scenariene som er lagt til grunn for analysen har en illustrert utviklingen i produksjon, investeringer, driftkostnader og kontantstrøm, samt lønnsomheten av petroleumsvirksomhet i disse områdene fram mot 2020.

Petroleumsressursene i analysen representerer store verdier og det vil kreve betydelige investeringer og kostnader å produsere disse. Utredningen illustrerer at produksjonen,

² Operatøren for Snøhvit feltet legger til grunn en høyere nåverdi. Dette skyldes hovedsakelig at en tar sikte på å selge LNG produksjonen i markeder med høyere pris enn forutsatt i denne analysen. Jf. fotnote side 2.

investeringene og driftskostnadene fra feltene kan gi et viktig bidrag til samlet petroleumsproduksjon og til aktivitetsnivået i en periode med fallende produksjon og aktivitet på norsk kontinentalsokkel.

Vedlegg 1: Lokalisering av fiktive felt som grunnlag for aktivitetsscenariene

