

8.03.2013 BeH, TBj, PeB, ÅBH, MaK, TSø

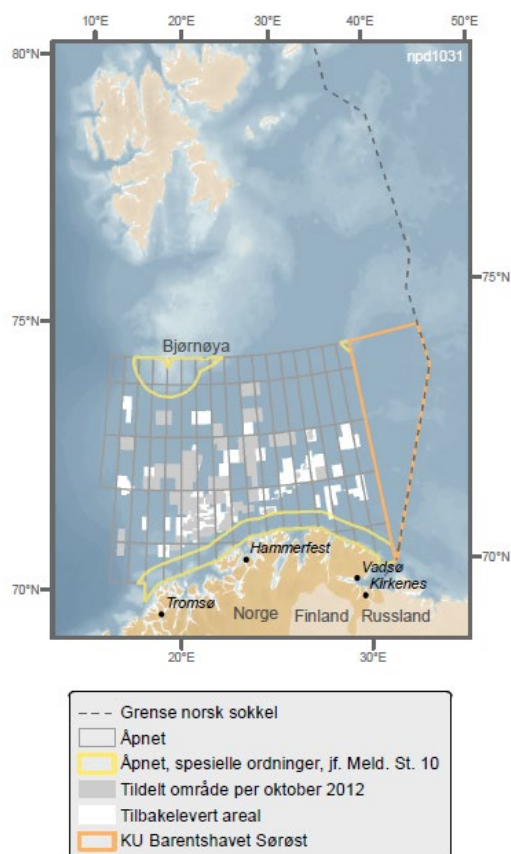
:

Verdisetting av uoppdagede petroleumsressurser i Barentshavet sørøst

1. Innledning¹

Etter at overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011, startet arbeidet med en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i uåpnede områder i Barentshavet sør.

Havområdene som omfattes av åpningsprosessen er på ca. 44 000 km², strekker seg nordover til 74° 30' N, og grenser mot russiske havområder i øst og områder tidligere åpnet for petroleum i Barentshavet sør i vest, se kart (figur 1).



Figur 1. Kart over åpningsområdet.

¹ Takk til Charles Stabell, Geoknowledge, for veldig god hjelp i modelleringsarbeidet.

En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for at Stortinget kan fatte en beslutning om åpning. En åpningsprosess består av to deler.

1. Kartlegging av geologien og estimering av ressurspotensialet i området
2. Vurdering av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området.

Vurderingen av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (del 2) ble gjort høsten 2012 gjennom utarbeidelse av en konsekvensutredning i regi av Olje- og energidepartementet.

Kartleggingen av geologien og estimering av ressurspotensialet i området (del 1) startet opp i 2011. I 2011 og 2012 ble det foretatt en systematisk innsamling av seismiske data i de nye områdene. Seismiske data fra 2011 forelå ferdig prosessert fra leverandør i juni 2012 og data fra 2012 ble levert ferdig prosessert i begynnelsen av desember 2012. Denne seismikken er tolket og danner grunnlaget for letemodellanalyser av ressurspotensialet i de nye områdene. Dette ressurspotensialet ble offentliggjort i februar 2013 og inngår i grunnlaget for den videre behandling av åpningsprosessen for Barentshavet sørøst inklusiv en stortingsmelding våren 2013. Som en del av dette grunnlaget er det foretatt en økonomisk verdsetting av de estimerte uoppdagede ressursene i området.

Den økonomiske analysen avgrenser seg til å beregne verdien av mulige uoppdagede petroleumssressurser i området og er således ingen fullstendig samfunnsøkonomisk analyse. Verdisettingsanalysen vil likevel kunne bidra til å gi myndighetene et bedre beslutningsgrunnlag for Stortingets behandling av spørsmålet om åpning av området for petroleumsvirksomhet, både ved å estimere ressursenes forventede verdi og ved å visualisere mulig økonomisk oppside og nedside av å åpne områdene for petroleumsvirksomhet.

Foreliggende ressursestimat er svært usikkert. Basert på erfaring fra andre petroleumssprovinser kan synet på en petroleumssprovinss prospektivitet endre seg betydelig når letingen har startet opp i området. Den økonomiske vurderingen er derfor forbundet med stor grad av usikkerhet.

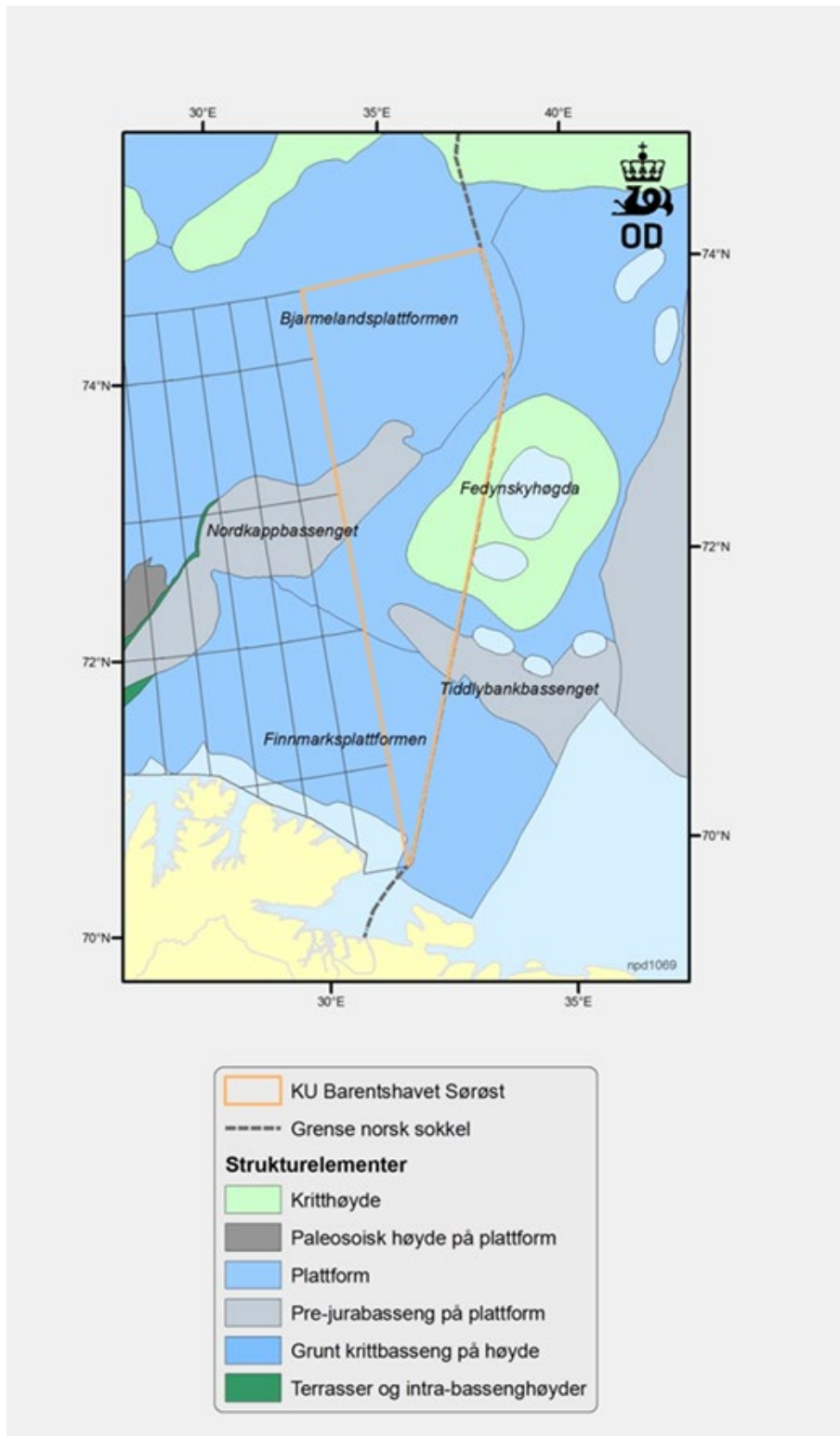
2. Ressursestimatet

Kartlegging

På oppdrag fra Stortinget har Oljedirektoratet samlet inn seismikk i Barentshavet sørøst i 2011 og 2012, slik at det nå er mulig å gi et ressursestimat for området. Oljedirektoratet bruker en statistisk metode kalt letemodellanalyse for å beregne uoppdagede petroleumssressurser. Metoden går ut på å systematisere og beskrive den geologiske forståelsen av et område og definere letemodeller. Letemodeller danner grunnlaget for å beregne hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra hver letemodell.

Den geologiske kunnskapen i Barentshavet sørøst er relativt begrenset, da det til nå verken er boret letebrønner eller grunne vitenskapelige borer i området. Derimot er det boret en rekke brønner i åpnet del av Barentshavet sør, både vitenskapelige, grunne stratigrafiske brønner og kommersielle letebrønner. Fra litteraturen finnes det også noe data fra borer i den russiske delen av Barentshavet. Innsamlede seismiske data i 2011 og 2012, samt øvrige geologiske data fra Barentshavet gir et godt grunnlag for å estimere de uoppdagede petroleumssressursene i Barentshavet sørøst.

Basert på strukturgeologien kan Barentshavet sørøst deles inn i fem geografiske områder som er viktige for å forstå petroleumspotensialet. De fem områdene er Finnmarksplattformen, Bjarmelandsplattformen, Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Fedynskyhøgda (se figur 2).



Figur 2. Oversikt over geologiske strukturelementer i sørlig del av Barentshavet, inkludert området definert av KU Barentshavet sørøst.

Geologisk utgjør en *plattform* et relativt flatt og stabilt område med relativt få strukturer som kan være aktuelle for oppbevaring av petroleum. Til gjengjeld kan strukturene være store. I Barentshavet sørøst er det dannet to slike store strukturer på plattformene – én på Bjarmelandsplattformen og én på Finnmarksplattformen. Funn i en av disse strukturene vil kunne ha stor betydning for den videre utviklingen av petroleumsvirksomheten i Barentshavet sørøst.

Et geologisk *basseng* er et område hvor bergartene synker inn som følge av forkastningsvirksomhet. Bassengene i Barentshavet sørøst er fylt med salt fra karbon og permiden. Saltet har senere beveget seg mot havbunnen og danner en rekke saltplugger i Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget. Slike saltplugger kan ofte ha mulighet for petroleumsfeller på sidene.

Geologiske *høgder* defineres av et større regionalt område som er hevet opp som følge av forkastningsvirksomhet. Hevningen kan føre til at det ikke avsettes sand eller leire over toppen av høgda eller at en del av bergartene på toppen fjernes ved erosjon fordi høgda heves over havnivå. Fedynskyhøgda er et slikt stort regionalt område som er hevet opp og hvor store deler av lagene sentralt på høgda mangler. På flankene av Fedynskyhøgda er det dannet en rekke forkastninger som kan danne feller med muligheter til å finne petroleum.

De viktigste reservoarbergartene i Barentshavet sørøst finnes i sandsteiner fra triastiden. Men sandsteiner fra jura og undre del av karbon, samt kalksteiner og revstrukturer fra karbon/perm kan også være aktuelle som reservoarbergarter.

Oljedirektoratet vurderer at sannsynligheten for oljedannende kildebergart er størst i områder som er knyttet til saltbassengene. Rundt saltpluggene og i kanten av de dype saltbassengene vil hydrokarbonfasen sannsynligvis være både olje og gass.

Inne på Bjarmelandsplattformen – inklusive en stor struktur i nordøst – er sannsynligheten for at hydrokarbonfasen vil være gass svært stor. Gassfunn både på Norvargdomen og Shtockman underbygger denne antagelsen. Utsiktene for å ha en kildebergart som har dannet tilstrekkelige mengder gass er gode.

For olje er det knyttet stor usikkerhet til om det er en kildebergart i området, og om en eventuell kildebergart har hatt tilstrekkelig volum til å være interessant i petroleums-sammenheng.

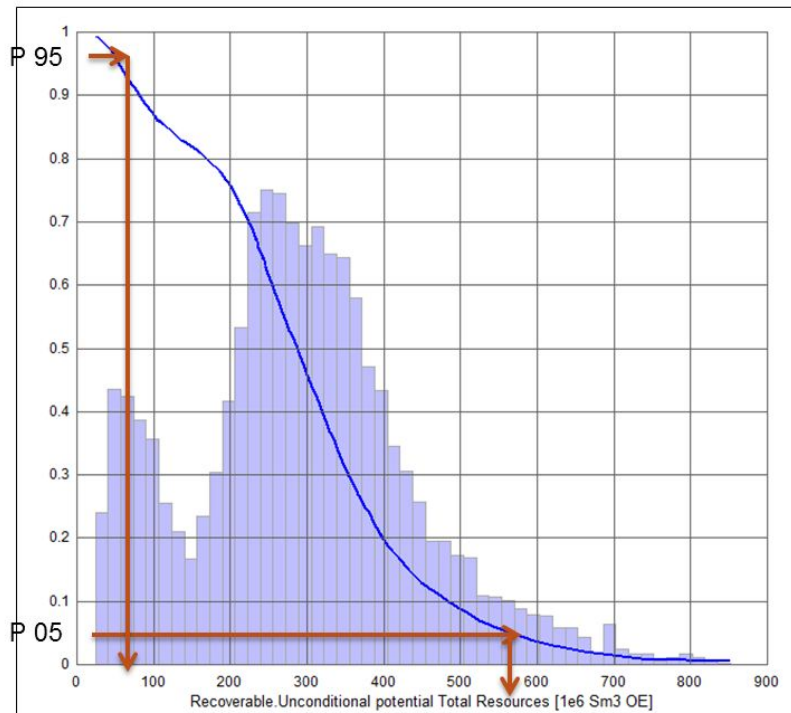
Erfaring fra gassfunnet 7225/3-1 Norvarg viser at petroleumsreservoar kan være tilstede i flere nivå på Bjarmelandsplattformen. Ny seismikk i den nordlige del av Barentshavet sørøst viser at petroleum lekker fra mindre forkastninger og at dette utgjør en usikkerhet i forhold til oppbevaring av petroleum. Denne usikkerheten er størst i de grunne reservoarene.

I ressursanalysen for Barentshavet sørøst har Oljedirektoratet vurdert sannsynligheten for å finne olje eller gass i de ulike områdene. Bjarmelandsplattformen og Fedynskyhøgda vurderes som rene gassprovinser, mens Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Finnmarksplattformen vurderes som kombinerte olje- og gassprovinser.

På Fedynskyhøgda er det mulighet for at Russland og Norge kan ha potensielle petroleumforekomster som krysser grensen mellom de to land.

Ressursestimat

Oljedirektoratet har definert og kartlagt en rekke letemodeller/deler av letemodeller i avsetninger fra karbon/perm til jura alder i Barentshavet sørøst. Det er foretatt en stokastisk ressursberegning basert på ulike petroleumsgesologiske parametre, som reservoarbergarter og hydrokarbonfase. Estimatenes for de enkelte parameterne oppgis med et usikkerhetsspenn. Forventede utvinnbare ressurser for Barentshavet sørøst er beregnet til 300 millioner Sm^3 o.e., med en nedside på 55 millioner Sm^3 o.e. (P95) og en oppside på 565 millioner Sm^3 o.e. (P05) (figur 3). De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis 50 millioner Sm^3 o.e. væske og 250 milliarder Sm^3 o.e. gass.



Figur 3. Figuren viser fordeling av totale utvinnbare ressurser med usikkerhetsspenn for Barentshavet sørøst basert på letemodellmetode. Den bimodale fordelingen skyldes at det er lagt inn avhengighet mellom flere modeller.

Flere av letemodellene med relativt høye ressursestimater er avhengige med hensyn til sannsynligheten for kildebergart. Dette vises i sannsynlighetsfordelingen for ressursestimaten for Barentshavet sørøst ved at fordelingen er bimodal.

Det forventes mer gass enn olje fordi en per i dag har størst forventning om tilstedeværelse av gassgenererende kildebergart, noe også overvekten av gassfunn både på norsk og russisk side i denne delen av Barentshavet tyder på.

3. Metodikk for verdisetting av uoppdagede ressurser

Verdisettingen av de uoppdagede petroleumsressurser i Barentshavet sørøst tar utgangspunkt i ressursfordelingene fra de geologiske letemodellanalysene. Verdisettingen anvender en stokastisk beregningsmodell (Monte Carlo-simulering) der det for hvert utfall i ressursfordelingene beregnes en økonomisk verdi. Modellens prinsipper er beskrevet i Newendorp, P.D. (1984) og Snow, Doré og Dorn-Lopez, (1996).

Monte Carlo-simuleringen tar hensyn til funnsannsynlighetene samt avhengigheter i volum- og riskeparametre og trekker tilfeldig innenfor alle usikkerhetsfordelingene.

Utbyggingsløsninger er avhengig av ressursutfall og alle kostnader og tidsangivelser er lagt inn med sannsynlighetsfordelinger.

Nåverdien beregnes for hvert sett med trekninger fra de ulike fordelingene basert på gitte verdier for diskonteringsfaktor, væske- og gasspriser. Dersom det foretas tilstrekkelige antall sett med tilfeldige trekninger, vil metoden gi en usikkerhetsfordeling for nåverdien, i tillegg til forventet nåverdi. Denne fordelingen er da betinget av modellspesifikasjoner, herunder fordelingene (type fordeling og spredning i fordelingene) som er angitt for inngangsvariable og avhengigheter mellom de underliggende parametre og variable.

Nøkkeldata og informasjon fra stokastiske beregninger av økonomiske verdier er forventet nåverdi og fordelingen for nåverdien. Gitt forutsetningene som ligger til grunn for analysen, viser forventet nåverdi hvorvidt det er økonomisk grunnlag for petroleumsvirksomhet i området. Fordelingen for nåverdien gir med grunnlag i de samme forutsetningene, nedsiden og oppsiden av en slik beslutning.

Beregningene av forventet nåverdi er basert på en umiddelbar beslutning. Dette kan potensielt undervurdere beslutningsfleksibiliteten i et prosjekt og verdien av en stegvis utforskning gjennom gradvis avsløring av informasjon. Slike opsjonsverdier knyttet til letebeslutninger er en funksjon av usikkerheten om hvor mye ressurser det er og hvor store svingninger det er i oljeprisen og kostnadene. En økning i usikkerheten i slike variabler vil føre til større utfallsrom for framtidige verdier av et leteprosjekt. Dette øker verdien av beslutningsfleksibilitet, representert ved en økning i opsjonsverdien, siden beslutningstaker kan gripe mulighetene og unngå dårlige utfall. Stegvis beslutninger kan derfor gi betydelig verdiøkning for slike leteprosjekter.

Dette betyr at det kan være interessant å gå etter prosjekt med stor risiko og høy oppside, fordi aktiv forvaltning og styring av nedsiderisiko (eksempelvis gjennom stegvis leting) kan gi prosjektene en betydelig verdiøkning. Dermed vil det være viktig å få fram oppsidepotensial i tillegg til forventet lønnsomhet når det skal tas beslutninger knyttet til letevirksomhet. Dette er en viktig årsak til at myndighetene legger stor vekt på oppsidepotensialet når utforskning av våre minst kartlagte områder vurderes². De store oljeselskapene er også opptatt av oppsiden ettersom de er på jakt etter prosjekter med høy materialitet (Osmundsen, P., Emhjellen, K. og M. Halleraker (2001)). Et høyt oppsidepotensial kombinert med prosjekter med høy materialitet vil gjøre området attraktivt for industrien.

Verdisettingen av de uoppdagede ressursene er basert på en rekke forutsetninger. De mest sentrale forutsetningene drøftes nedenfor.

² Se (Meld. St. 28 (2010 – 2011) Melding til Stortinget: En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten).

4. Forutsetninger som legges til grunn for analysen

4.1 Mulig utforskningsløp

Det legges til grunn at Stortinget åpner Barentshavet sørøst for petroleumsvirksomhet i 2013 og at deler av området lyses ut i en konsesjonsrunde i 2014, med tildeling i 2015.

Det legges videre til grunn at første undersøkelsesbrønn bores i 2017 og at første funn blir gjort samme år. Fra og med 2017 legges det til grunn at det bores mellom 3-6 brønner per år. Dette er basert på en antagelse om at det er praktiske borebegrensninger pga ising på rigg som innebærer boring kun 6 mnd i året. Det antas derfor at hver rigg kan bore 3 brønner per år, noe som med 1-2 rigger gir 3-6 brønner per år.

4.2 Miljø

Barentshavet sørøst inngår i området for den oppdaterte forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Meld. St. 10 (2010–2011). Studien legger den oppdaterte kunnskapen fra forvaltningsplanarbeidet og konsekvensutredningen til grunn for analysen. Det legges derfor til grunn for analysen at en mulig framtidig petroleumsakktivitet i Barentshavet sørøst skjer i henhold til Petroleumsloven og innenfor de rammene som settes av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. I verdiberegningene er det derfor lagt til grunn samme betingelser for virksomheten som gjelder i de delene av forvaltningsplanområdet hvor petroleumsvirksomhet er tillatt.

4.3 Ledetid

Historien på norsk sokkel viser at det tar 10-15 år fra konsesjonstildelinger til produksjon (ledetid). I gjennomsnitt tar det 12 år fra et funn blir gjort til produksjonsstart. Ledetiden for gassfunn er i gjennomsnitt tre år lengre enn for oljefunn. Det er imidlertid stor variasjon i ledetiden til de ulike feltene. Balder som ble funnet i 1967 har en ledetid på 32 år fra funn til produksjonsstart, mens Ormen Lange har en ledetid på 10 år. Store felt som Ekofisk og Statfjord hadde en svært kort ledetid fra funn til produksjonsstart på henholdsvis 2 og 5 år.

Dette indikerer at tiden fra tildeling til produksjon i et nytt område kan være lang. En åpning av området i 2013, runde i 2014 og tildeling i 2015 vil, dersom vi tar utgangspunkt i historien, tidligst medføre oppstart av produksjon i perioden fra 2025-2030 eller senere. Usikkerhet rundt gassinfrastruktur kan ytterligere forlenge ledetiden. Ledetiden kan imidlertid bli lavere dersom det gjøres funn i gigantklassen.

4.4 Aktivitet i nærområdene

Barentshavet, både Barentshavet nord og sør, er det området på sokkelen hvor det er størst forventninger til uoppdagede ressurser. Området har derfor potensial til å spille en viktig rolle for å opprettholde produksjonen fra norsk sokkel på sikt og samtidig sikre Norges status som betydelig og pålitelig eksportør av olje og gass.

Funn av olje og gass utenfor Hammerfestbassenget de siste årene har ført til økt optimisme i den sørlige delen av Barentshavet og det planlegges flere letebrønner i 2013 og 2014. Dette kan føre til flere funn og flere feltutbygginger i området. I dette arbeidet legges det til grunn en optimistisk forutsetning om at de neste 10-15 årene blir funnet tilstrekkelig mengder gass i Barentshavet sør slik at det sammen med tidligere gassfunn i området vil være tilstrekkelig gass volum til å etablere en gassrørledning fra Barentshavet ned til Norskehavet.

I russisk del av Barentshavet ble seismiske undersøkelser påbegynt på 1970-tallet og resulterte i flere store funn, inklusive Shtokman og Kildinskoya. Shtokman feltet, som er et

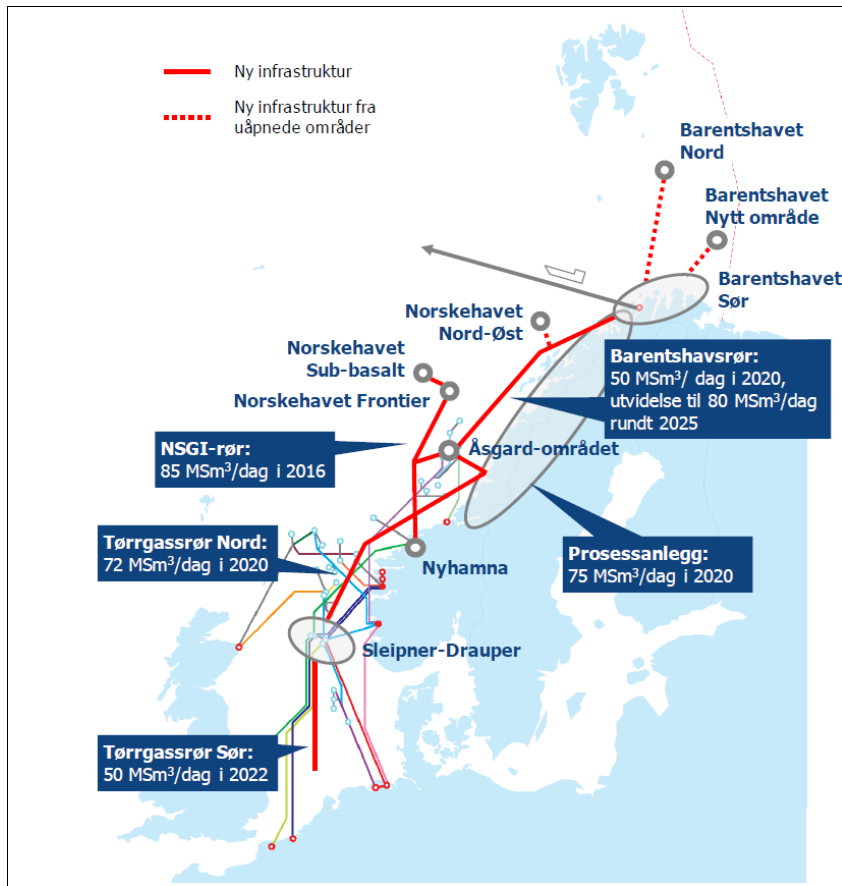
stort gass- og kondensat felt, ble funnet i 1988 og var etter planene tenkt å komme i produksjon i 2016. Høye kostnader kombinert med usikkerhet både på markedssiden og knyttet til skattemessige forhold, har imidlertid ført til at utbyggingen av Shtokman feltet er blitt utsatt. Så sent som i april 2011 ble det kunngjort fra selskapene at gassen fra Shtokman skulle begynne å strømme i land allerede i 2016. Det påfølgende året skulle foredlingen av LNG ta til. Den russiske presidenten Vladimir Putin sa nylig at tidsplanen er forskjøvet og at selve utbyggingen vil begynne i 2017.

Når det gjelder den russiske delen av det tidligere omstridte området så tildelte russiske myndigheter i desember 2011 oljeselskapet Rosneft rettighetene til å utforske størstedelen av området. Arealet er oppdelt i tre utvinningstillatelser for geologiske undersøkelser, leting og produksjon av petroleum. Rosneft har inngått partnerskap med Eni for utforskning av de to sørligste områdene, og partnerskap med Statoil for det nordligste området. Den sørligste av områdene, samt delvis også den midterste, grenser mot utredningsområdet. I utvinningstillatelsene ligger det arbeidsforpliktelser på omfattende innsamling av seismikk og boring av letebrønner. Det antas at første letebrønn vil bli bores rundt 2020. Eventuelle funn som gjøres på russisk side av grensen med påfølgende utbygging av installasjoner og prosess- og transportkapasitet kan øke lønnsomheten for mulige funn på norsk side. I denne analysen er disse mulighetene ikke inkludert i analysen.

4.5 Gassevakuering fra Barentshavet

Det er en utfordring å transportere gass fra Barentshavet sørøst til markedene. Avhengig av hvor store gassvolumer som blir funnet, vil enten gassrør til Europa eller LNG-anlegg være nærliggende alternativer. Markedene for LNG vil med dagens markedsbilde mest sannsynlig være Europa eller via Suez-kanalen til Asia. I tillegg kan mindre is langs Russlands arktiske kyst åpnet opp for framtidig transport av LNG fra Barentshavet til markeder i Asia. For mindre gassvolumer vil også CNG-skip kunne transportere gass til eksisterende prosessanlegg med ledig kapasitet, alternativt kan innenlandsk bruk av gass være en mulighet. Evakuering av gass inn i de russiske transportsystemene kan også være en mulighet på lengre sikt, på samme måte som norsk ifrastruktur kan være en evakueringsmulighet for russisk gass fra potensielle oljefelt.

Det er i dette arbeidet lagt til grunn at eksisterende og framtidige olje- og gassfunn i Barentshavet sør gir et tilstrekkelig ressursgrunnlag for en stor gassrørledning fra Barentshavet. Ved etablering av et slikt stort rør vil det foreligge en infrastruktur som dekker transportbehovet for gass langs hele kysten, også for områdene utenfor Lofoten og Vesterålen. Et slikt eksportrør vil gi eksportmuligheter til Storbritannia, Nederland, Belgia og Tyskland for gass fra Barentshavet sørøst. Figur 4 viser en mulig framtidig gasseksportløsning fra Barentshavet fra Gassco (2012).



Figur 4 En mulig framtidig gasseksportløsning fra Barentshavet (Gassco(2012)).

4.6 Utbyggingsløsninger og kostnader

Oljedirektoratet har i rapporten «Tekniske forutsetninger for petroleumsvirksomhet – Barentshavet sørøst»³ skissert mulige tekniske løsninger for utbygging av olje- og gassressurser i Barentshavet sørøst. Rapporten viser at forholdene i Barentshavet sørøst ikke skiller seg ut for flere av de klimatiske faktorene sammenlignet med andre områder på norsk kontinentalsokkel der det allerede er petroleumsaktivitet. Både med hensyn til bølgehøyder og vindhastighet vil det være andre steder på sokkelen der det foregår petroleumsaktivitet som har høyere verdier. Dimensjonering av innretningene for å ta høyde for bølge- og vindkrefter anses derfor ikke å være et område det må ta særskilte hensyn til ut over det som allerede er kjent i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Også flere av de forholdene som angis å representere noe nytt i forhold til øvrige deler av sokkelen, vil utbyggingsteknisk kunne ivaretas med de løsningene som er kjent fra andre deler av sokkelen.

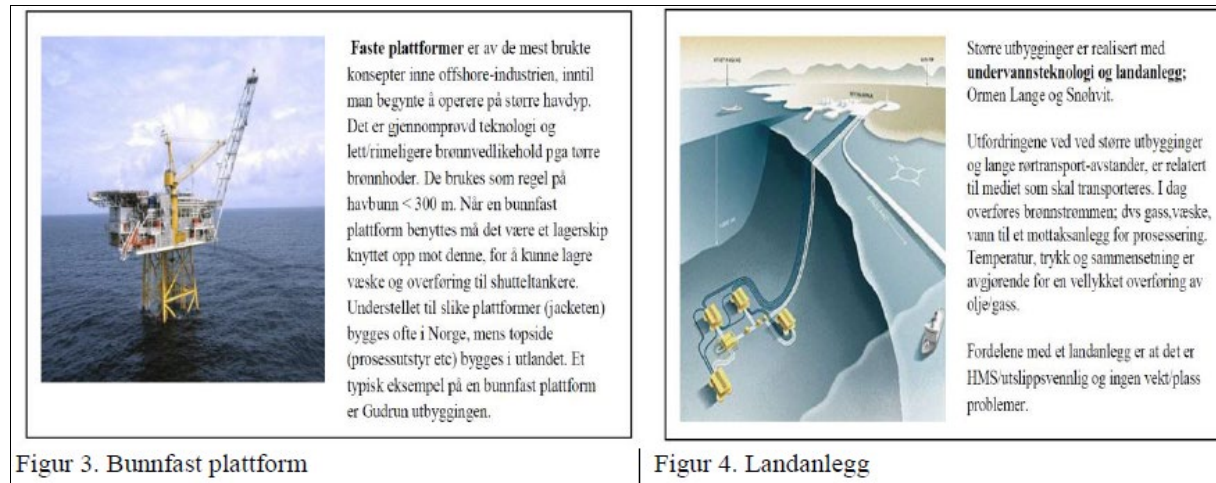
Av de forhold som er gjennomgått i rapporten gjelder det faktorer som lavere lufttemperaturer, lavere sjøtemperaturer, lengre periode med mørketid og polare lavtrykk. De forholdene som vil kunne sette nye rammer for tekniske løsninger i Barentshavet sørøst er i første rekke mulighet for havis i den nordlige delen. Selv om dette representerer noe nytt forhold til øvrig petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, vil det være betydelig erfaring fra andre petroleumsprovinser i verden der disse forholdene er tatt høyde for.

Store avstander til land vil ha betydning for hvordan logistikk og beredskap tilrettelegges for og eventuelt inkluderes i konseptutformingen. Teknisk lar dette seg løse, men vil kunne

³ Se Oljedirektoratet (2012a)

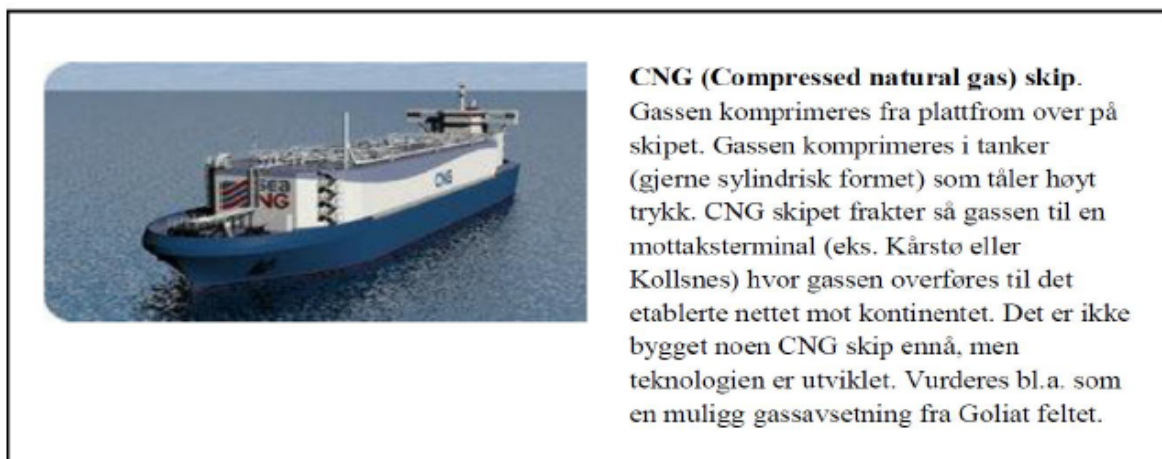
utgjøre en større andel av feltkostnadene enn for felt nær land eller øvrig infrastruktur. Kostnadesimatene som benyttes i beregningene er korrigert for disse forholdene.

Eksempler på mulige utbyggingsløsninger er gitt i Oljedirektoratet (2012b): «Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst», se figur 5 og 6.



Figur 3. Bunnfast plattform

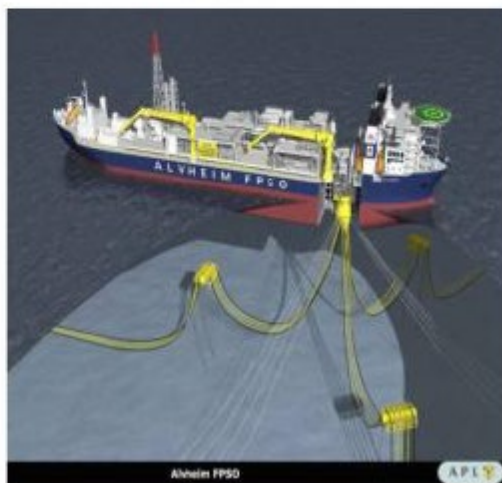
Figur 4. Landanlegg



Figur 5. Eksempler på mulige utbyggingsløsninger fra Oljedirektoratet (2012b).

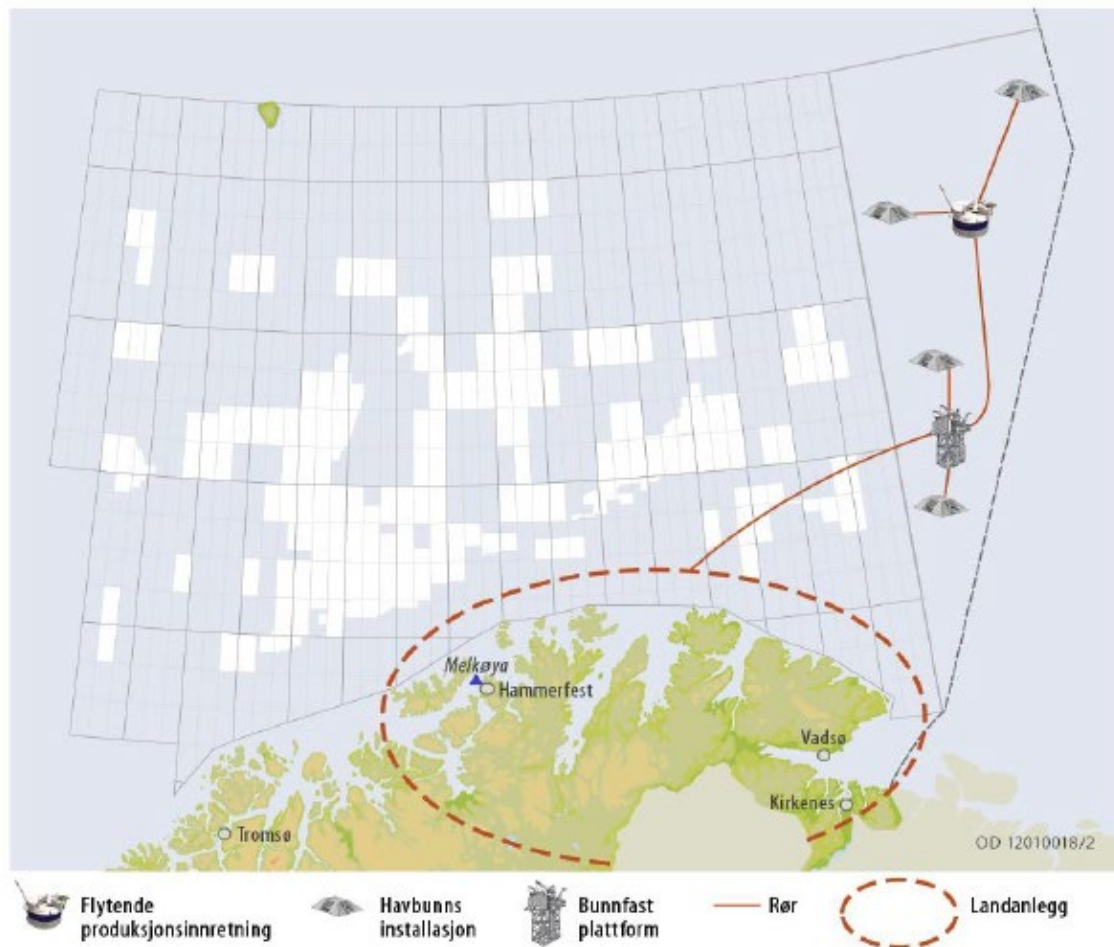
FPSO (Floating Production Storage and Offloading) kan være skipsformet eller rund. Den skipsformede er oppankret via en turren som gjør at den kan dreie i vær og vind. Den runde utgaven ligger fast forankret. FPSOer bygges stort sett i sin helhet i utlandet, med spesielle leveranser fra Norge (vinsjer, navigasjonsutstyr etc).

FPSO er gjennomprøvet teknologi både på Norsk sokkel og world wide. Disse innretningene beveger seg i sjø, og må derfor ha fleksible stigerør. De bygges normalt ut med flere havbunnsinstallasjoner. De har lagerkapasitet for olje/kondensat, men det er kostbart brønnvedlikehold, pga undervannsbrønner. Egne innretninger må inn å utføre intervensjon/vedlikehold av brønnene. De har ingen grense mht havdyp



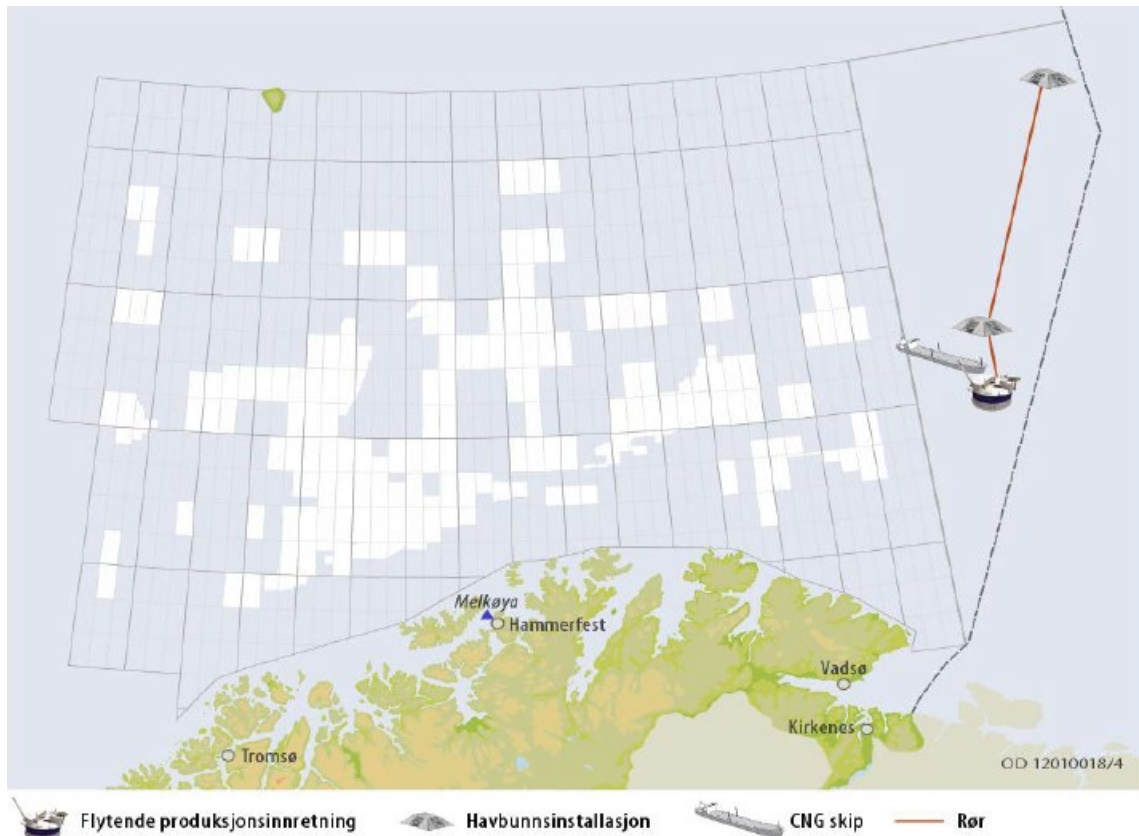
Figur 6. Eksempler på mulige utbyggingsløsninger fra Oljedirektoratet (2012b).

I rapporten skisseres mulige utbyggingsløsninger i et scenario med høyt ressursutfall og et med lavt ressursutfall. I scenarioet med høyt ressursutfall (Scenario1) legges det til grunn at det største oljefunnet bygges ut med en flytende produksjonsinnretning og det minste oljefunnet bygges ut med en bunnfast brønnhodeplattform. Oljen stabiliseres på innretningene før den transporteres videre med tankskip. Gassfunnene bygges ut med havbunnsløsninger som knyttes opp mot plattformene, der gassen behandles før den transporteres i rør til land. Landanlegget har en kapasitet på 5 milliarder Sm³ gass per år, se figur 7.



Figur 7. Utbyggingsløsninger i Scenario 1 for Barentshavet sørøst (Oljedirektoratet (2012b)).

I scenarioet med lavt ressursutfall (Scenario 2) legges det til grunn at oljefunnet bygges ut med en flytende eller bunnfast produksjonsinnretning der oljen stabiliseres på innretningene før den transporteres videre med tankskip. Gassfunnene bygges ut med havbunnsløsninger knyttet opp til plattformen, der den behandles for deretter å sendes med CNG-skip til markedet(se figur 8).



Figur 8. Utbyggingsløsninger i Scenario 2 for Barentshavet sørøst (Oljedirektoratet (2012b)).

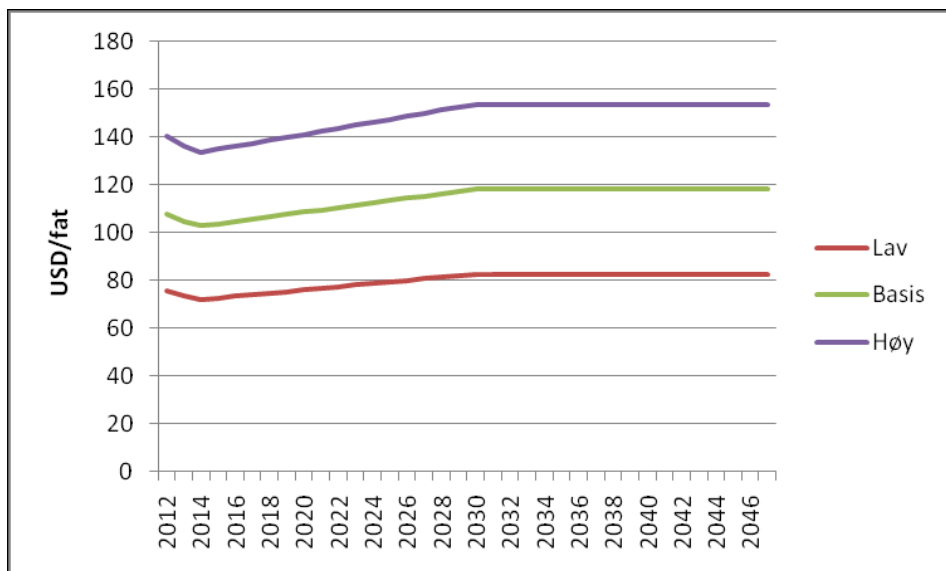
Utbyggingsløsningene som skisseres i de to scenariene er sammen med erfaringsdata fra norsk sokkel grunnlaget for de kostnadsestimatene som er benyttet i denne analysen. Utbyggingsløsningene er imidlertid basert på at letemodellanalysen forventer at 80 % av ressursene i området vil være gass. Det vil derfor ikke alltid være oljefunn som kan bidra til lønnsom utvinning av gassressursene. For å få lønnsomhet i utbygging av gassressurser uten olje kreves det at det blir funnet tilstrekkelige gassvolum til å bære kostnadene fram til Melkøya for videre transport. I de tilfeller der det ikke gjøres funn av tilstrekkelige volum til å etablere en infrastruktur, blir enhetskostnader for utbyggingsløsninger med CNG skip lagt til grunn.

Samordning av funn i Barentshavet sørøst opp mot framtidige funn i Barentshavet sør kan bidra til å få ned enhetskostnadene noe som er spesielt viktig for mindre funn. Samordning og bruk av felles infrastruktur kan gjøre lønnsomme funn enda mer lønnsomme, eller føre til utbygging av funn som isolert sett ville hatt marginal lønnsomhet. I forbindelse med nye feltutbygginger er det ODs jobb å etterspørre løsninger som kan gi samordningsgevinster. Mulighetene bl.a. i form av reduserte enhetskostnader som ligger i samordnede løsninger mellom Barentshavet sør og Barentshavet sørøst, er imidlertid ikke tatt med i denne analysen.

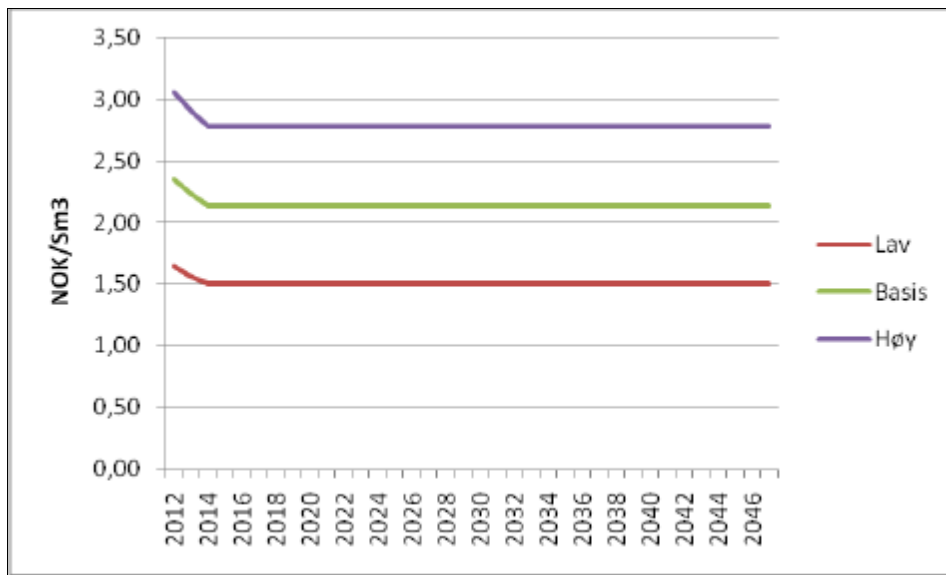
Enhetskostnadene er hovedsakelig basert på dagens teknologi. Teknologiutvikling innenfor avansert undervannsteknologi og flerfase transport kan imidlertid bidra til å redusere enhetskostnadene og øke lønnsomheten i eventuelle utbyggingsprosjekt i området. Disse mulighetene er det i denne analysen i liten grad tatt hensyn til.

4.7 Priser på olje- og gass.

Olje- og energidepartementets langsiktige prisprognoser for olje og gass er lagt til grunn for beregningene. På kort sikt ligger oljeprisprognosen på vel 100 USD/fat, stigende mot 120 USD/fat i 2030⁴ (se figur 9). Basert på denne oljeprisen er det lagt til grunn en gassprisprognose på 2,14 NOK/Sm³ for hele perioden (se figur 10). For å belyse usikkerhet i prisforutsetningene viser figurene to prissensitiviteter – høy (pluss 30 pst.) og lav (minus 30 pst.).



Figur 9. Oljeprisforutsetninger.



Figur 10. Gassprisforutsetninger.

⁴ Prisforutsetningene som er lagt til grunn i basis er litt lavere enn de som er lagt til grunn i basiscenarioet (New Politics Scenario) i IEAs World Energy Outlook 2012 (120 USD i 2020, 125 USD i 2035, gradvis stigende).

4.8 Diskonteringsrente

I forbindelse med letevirksomhet kan tidsforskjellen mellom når letingen starter opp og når gevinstene oppnås være store. Dermed vil valg av diskonteringsrente kunne ha stor betydning for verdsettingen av slike langsiktige prosjekter. I beregning av nettonåverdi er det brukt en reell diskonteringsrate på 4 prosent. Dette er i samsvar med anbefalingene fra Finansdepartementet (2005) og fra Hoel og Strøm (2012). Samme nivå på diskonteringsraten ble brukt i forbindelse med verdsettingen av mulige petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (Oljedirektoratet (2010)) og brukt av Vista Analyse i en samfunnsøkonomisk analyse av eventuell utvidet petroleumsvirksomhet i Lofoten – Vesterålen (Ibenholdt et al. (2010)).

5. Modellering av verdsettingen

5.1 Med utgangspunkt i geologien

Den økonomiske modelleringen av Barentshavet sørøst tar utgangspunkt i resultatene fra den geologiske kartleggingen. Denne viser blant annet en stor struktur på Bjarmelandsplattformen. På Bjarmelandsplattformen er sannsynligheten for at hydrokarbonfasen er gass svært stor. Gassfunn både på Norvargdomen og Shtokman underbygger denne antagelsen. Utsiktene for å ha en kildebergart som har dannet tilstrekkelige mengder gass er gode. Funnt her vil kunne få stor betydning for utviklingen av petroleumsvirksomheten i Barentshavet sørøst. Funnt her vil derfor være svært viktig for utvikling av gassinfrastruktur i området og dermed også for lønnsomheten til andre gassressurser i området.

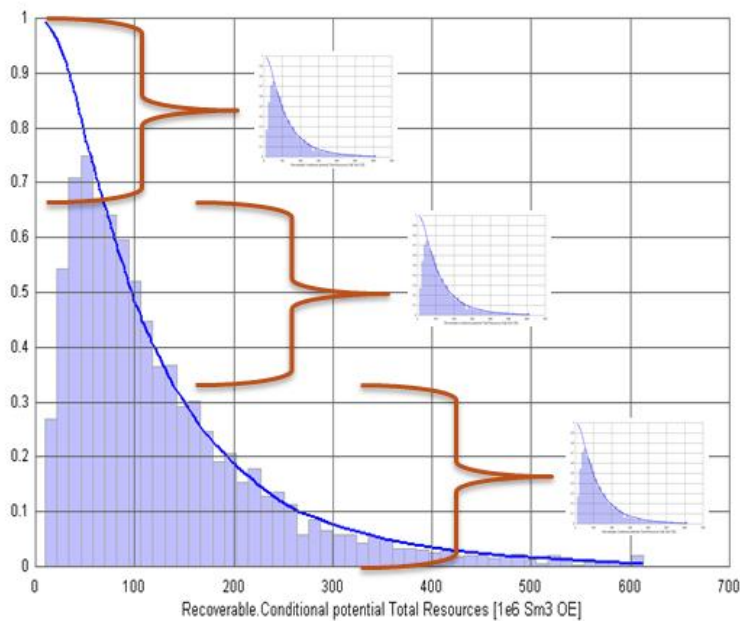
5.2 Utforskningshistorie

På bakgrunn av den geologiske forståelsen av området, vil verdien av ressursene i området være avhengig av om det gjøres et stort gassfunn på Bjarmelandsplattformen. Geologien tilsier at høye ressursutfall på Bjarmelandsplattformen betyr få og store gassfunn, mens lave ressursutfall tilsier mange og små gassfunn. Et stort gassfunn på Bjarmelandsplattformen vil være avgjørende for utvikling av gassinfrastruktur og derfor avgjørende for hvor store verdier som kan realiseres i området.

På denne bakgrunn antas det at beslutninger om utbygginger i Barentshavet sørøst ikke blir tatt før den store strukturen på Bjarmelandplattformen blir utforsket. Dersom utfallet av denne utforskningen gir høye ressursutfall vil dette legge grunnlag for utvikling av gassinfrastruktur i området fra Bjarmelandplattformen til land og videre mot Melkøya. Tilgang til slik infrastruktur vil øke lønnsomheten for mindre gassfunn i området og føre til at mange mindre og mellomstore gassfunn blir realisert.

Dersom utfallet av utforskningen på Bjarmelandsplattformen gir mindre ressursutfall vil det bli mer krevende å utvikle en felles infrastruktur og det vil bli mer krevende å få realisert små og mellomstore gassfunn.

For å fange opp viktigheten av utfallet på den store strukturen på Bjarmelandplattformen er det med utgangspunkt i ressursfordelingen for hver letemodell på Bjarmelandsplattformen laget tre ressursfordelinger – en for høye ressursutfall, en for middels ressursutfall og en for lave ressursutfall, som er illustrert i figur 11.



Figur 11. Ressursfordelingen for Bjarmelandsplattformen.

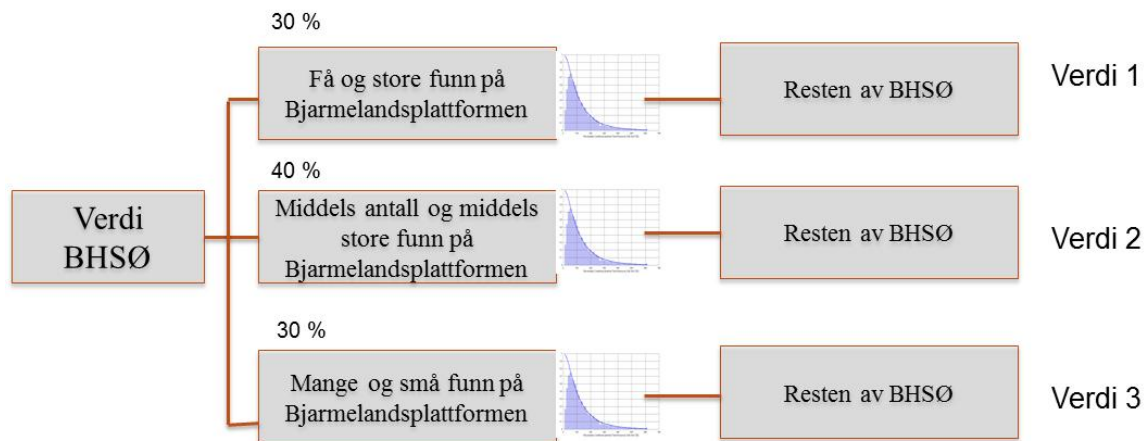
Høye ressursutfall tilsier få og store gassfunn. Gassfunnene vil gjøre det mulig å utvikle en gassinfrastruktur som vil få stor betydning for lønnsomheten for andre ressurser i området (resten BHSØ).

Middels og lave ressursutfall på Bjarmelandsplattformen vil ikke gjøre det mulig å utvikle en gassinfrastruktur for hele BHSØ. Dette vil påvirke lønnsomheten for andre ressurser i området (resten BHSØ).

5.3 Modellering av verdsettingen.

Utbyggingsløsningene og følgelig verdivurderingene av Barentshavet sørøst er avhengig av utfallet for leting på Bjarmelandsplattformen. Modelleringen av verdsettingen kan illustreres som i figur 12. Ved hjelp av prinsippene fra Swansons regel⁵ er de tre ressursfordelingene for Bjarmelandsplattformen sannsynlighetsveiet med henholdsvis 0.3, 0.4 og 0.3.

⁵ Se Hurst, A., G. C. Brown, R. I. Swanson.(2000). Det kan være utfordringer knyttet til bruk av denne metoden (se Bickel, Lake & Lehman (2011)), men gitt den betydelige usikkerheten vurderes den til å være en god nok tilnærming.



Figur 12. Verdsettingen av Barentshavet sørøst.

Modelleverktøyet GeoX⁶ er benyttet for å foreta Monte Carlo-simuleringer som tar hensyn til de ulike funnsannsynlighetene og ressursfordelingene samt avhengigheter i volum- og riskeparametre mellom letemodellene i Barentshavet Sørøst. Utbyggingsløsninger er avhengig av ressursutfall og alle kostnader og tidsangivelser er lagt inn med sannsynlighetsfordelinger.

Basert på ressursfordelingen til letemodellene og avhengigheter mellom disse blir det foretatt tilfeldige trekninger. For hver trekning beregnes en nettonåverdi basert på de angitte prisbaner for olje og gass og et sett av trekninger fra de øvrige usikkerhetsfordelingene (kostnader og tidsangivelser) med gitte betingelser knyttet til utbyggingskonsept (som illustrert i figur 12). Det utarbeides en usikkerhetsfordeling for nåverdien, i tillegg til forventet nåverdi. Denne fordelingen er følgelig betinget av modellspesifikasjoner, herunder fordelingene (type fordeling og spredning i fordelingene) som er angitt for inngangsvariable, avhengigheter mellom de underliggende parametre og variable samt betingelser knyttet til utbyggingskonsepter.

⁶ Utviklet av Geoknowledge.

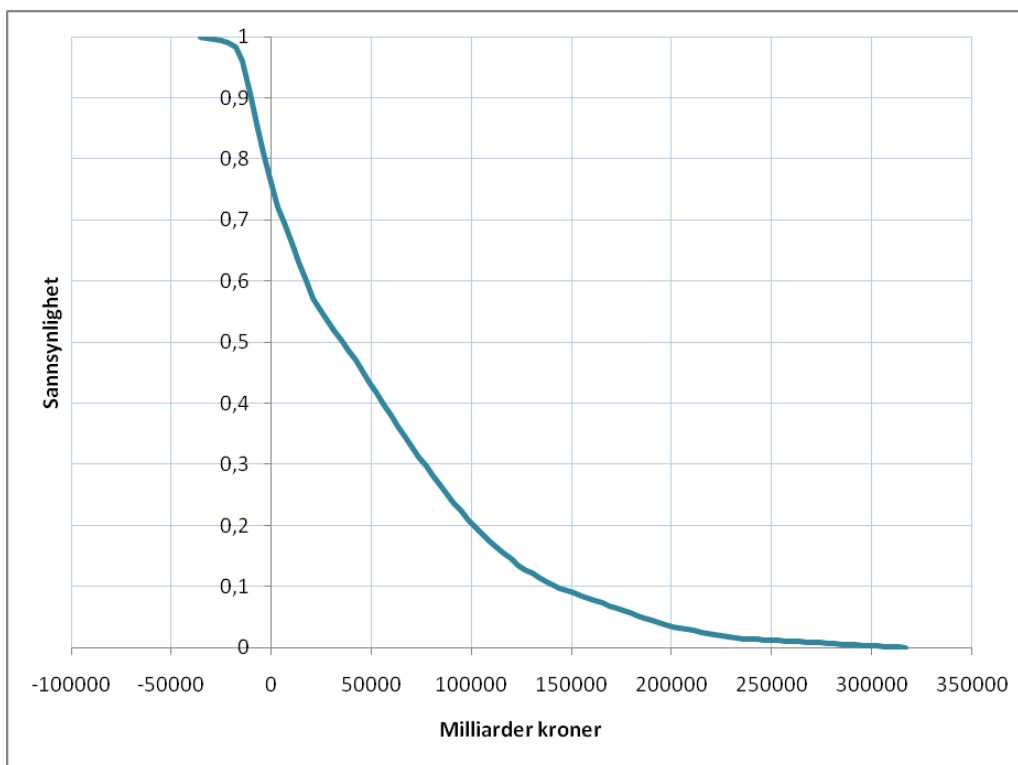
6. Resultater

Nettonåverdi

Basert på ressursfordelingene fra letemodellanalysen og de gitte forutsetningene, er forventet nåverdi med en 4 prosents reell diskonteringsrate beregnet til om lag 50 milliarder NOK (2013).

Basert på de gitte forutsetningene vil det være om lag 75 % sannsynlighet for at netto nåverdi er positiv og følgelig 25 % sannsynlighet for at nettonåverdi er negativ.

Det er imidlertid en betydelig verdimessig oppside. Det er fem prosent sannsynlig for at netto nåverdi er om lag 185 milliarder NOK eller mer, se figur 13⁷.



Figur 13: Kumulativ fordeling for netto nåverdi for ressursgrunnlaget fra letemodellene i Barentshavet sørøst.

Lønnsomheten uttrykt ved forventet nåverdi er svært prissensitiv. Med 30 prosent lavere priser på olje og gass, uten at enhetskostnadene justeres tilsvarende, vil forventet nåverdi være negativ. Med 30 prosent høyere priser vil forventet nåverdi være 310 milliarder NOK.

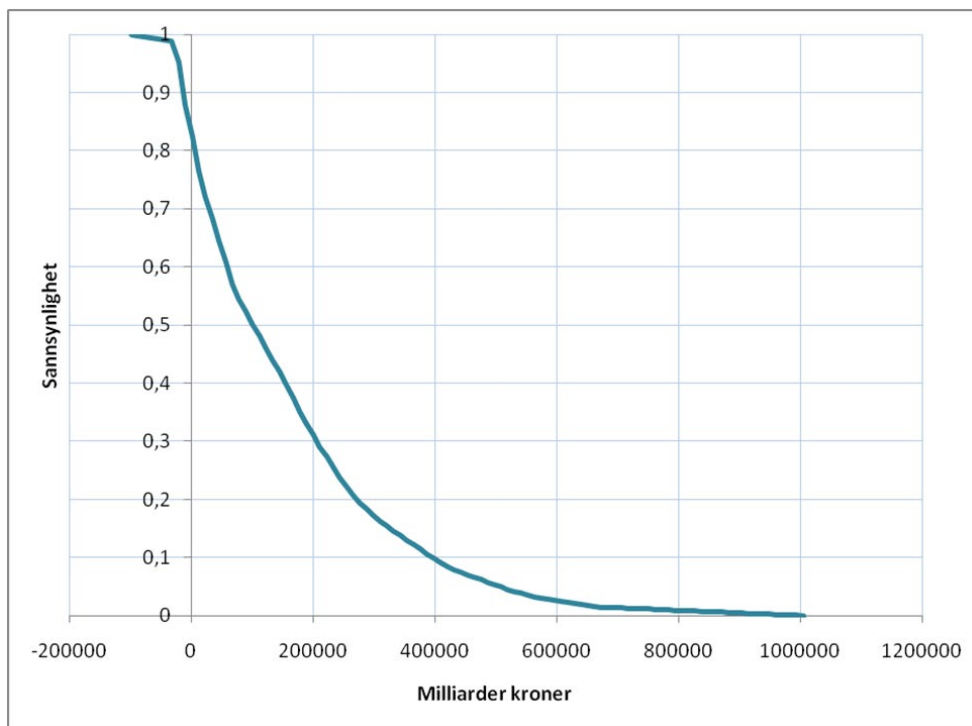
⁷ Dersom leting på Bjarmelandsplattformen gir få men store funn vil oppsiden, illustrert ved P5, være 235 milliarder NOK, se verdi 1 i figur 12.

Nettokontantstrøm – udiskontert

I forbindelse med letevirksomhet kan tidsforskjellen mellom når letingen starter opp og når gevinstene realiseres være store. Det er grunn til å tro at denne tidsperioden kan være lang i Barentshavet sørøst. Dermed vil valg av diskonteringsrente kunne ha stor betydning for verdsettingen av slike langsiktige prosjekter. I beregning av nettonåverdi er det brukt en reell diskonteringsrate på 4 prosent.

For å se bort fra denne tidsdimensjonen er det også foretatt en nåverdiberegning med en diskonteringsrente på 0 % (udiskontert kontantstrøm). Forventet verdi av udiskontert kontantstrøm er om lag 150 milliarder NOK.

Det er 80 % sannsynlig at netto kontantstrøm er positiv, og det er fem % sannsynlighet for at nettokontantstrøm er om lag 510 milliarder NOK eller mer, se figur 14.



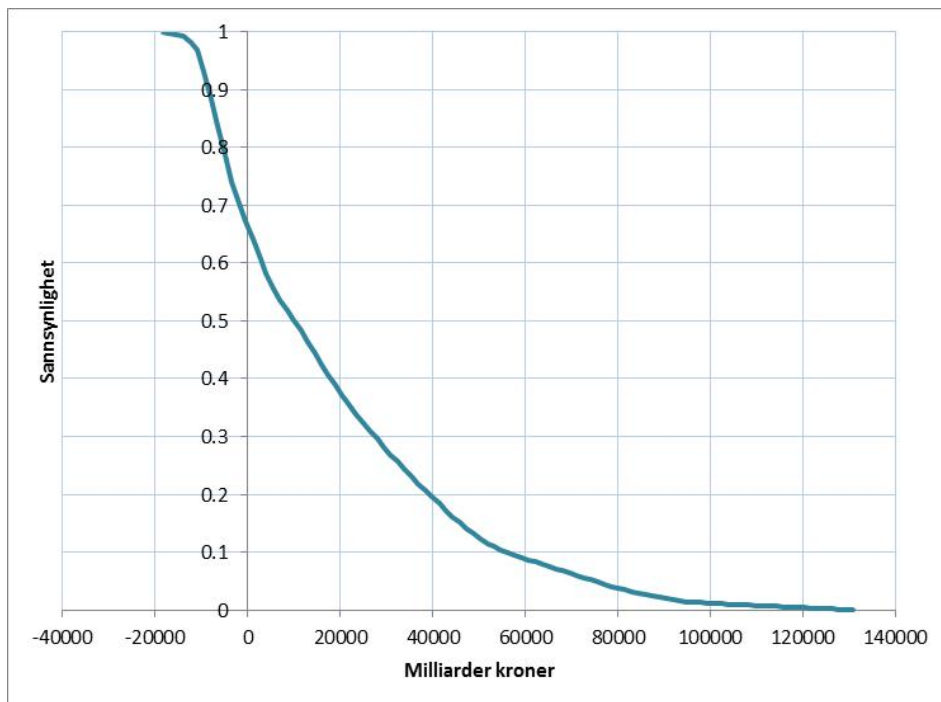
Figur 14: Kumulativ fordeling for netto kontantstrøm – udiskontert for ressursgrunnlaget fra letemodellene i Barentshavet sørøst.

Det er viktig at ressursene i området, i tillegg til å være samfunnsøkonomisk lønnsomme, også er kommersielt interessante for industrien. De store oljeselskapene vil i et nytt område være på jakt etter prosjekter med høy materialitet (Osmundsen, P., Emhjellen, K. og M. Halleraker (2001)).

Positiv lønnsomhet kombinert med noen store strukturer kan gi prosjekter med høy materialitet, noe som kan være interessant for store selskap på norsk sokkel. Store funn kan også være med og forme utviklingen i området, noe som vil være av interesse for store aktører.

For å vurdere hvorvidt området er kommersielt interessant for industrien er det foretatt en netto-nåverdiberegning før skatt med en diskonteringsrate på 8 % reelt. Beregningene er

foretatt med OEDs prisprognoser. Dette ga en nettonåverdi på i underkant av 20 milliarder NOK, se figur 15 for den kumulative fordelingen for netto nåverdi.



Figur 14: Kumulativ fordeling for netto nåverdi (8 prosent diskonteringsrate) av ressursgrunnlaget fra letemodellene i Barentshavet sørøst.

7. Oppsummering og konklusjon

Forventet nettokontantstrøm av mulige petroleumsressurser i området er beregnet til om lag 150 milliarder kroner. Med en 4 prosents diskonteringsrate er forventet nettonåverdi beregnet til om lag 50 milliarder kroner.

Verdianslagene er forbundet med stor grad av usikkerhet. Med 30 prosent lavere priser på olje og gass vil forventet lønnsomhet uttrykt ved nettonåverdi (4 % diskonteringsrate) være negativ.

Beregningene av forventet nåverdi er basert på en umiddelbar beslutning. Dette kan potensielt undervurdere beslutningsfleksibiliteten i et prosjekt og verdien av en stegvis utforskning gjennom gradvis avsløring av informasjon. Både myndighet og selskapene legger følgelig stor vekt på oppsidepotensialet når utforskning av våre minst kartlagte områder vurderes. Kostnadene knyttet til å avkrefte eller bekrefte ressurspotensialet i området kan begrenses, samtidig som det er mulighet for å oppnå en betydelig gevinst.

Analysen viser at det kan være en betydelig ressursmessig og verdimessig oppside knyttet til petroleumsvirksomhet i dette området. Det er fem prosent sannsynlig for at nettokontantstrøm er om lag 500 milliarder kroner og om lag 185 milliarder kroner i nettonåverdi med en 4 prosents reell diskonteringsrate.

Det er flere tilleggsverdier som ikke er inkludert i analysen, slik som verdi av informasjon som kan realiseres gjennom en stegvis utforskning av området. Analysen har heller ikke tatt med mulige

tilleggsverdier knyttet til samordning mot mulige funn i Barentshavet sør eller mot russisk side av grensen. Samordnet utbygging av flere funn på tvers av utvinningstillatelser kan redusere enhetskostnadene og gjøre lønnsomme funn enda mer lønnsomme, eller føre til utbygging av funn som isolert sett ville hatt marginal lønnsomhet. Samordnet utbygging av flere funn er ikke nødvendigvis noe oljeselskapene ønsker, og det kan føre til interessekonflikter. I forbindelse med nye feltutbygginger er det ODs jobb å etterspørre løsninger som kan gi samordningsgevinster.

Teknologiutvikling innenfor avansert undervannsteknologi og fler-fase transport kan bidra til å redusere enhetskostnadene og øke lønnsomheten i eventuelle utbyggingsprosjekt i området. Tilleggsverdier av framtidig teknologiutvikling er i liten grad inkludert i analysen. Disse tilleggsverdiene vil sannsynligvis øke verdien av petroleumsressursene i området.

Analysen bygger på en optimistisk forutsetning om at det de neste 10-15 årene blir funnet tilstrekkelig mengder gass i Barentshavet sør slik at det sammen med tidligere funn i området vil være tilstrekkelig gass volum til å etablere en gassrørledning fra Barentshavet ned til Norskehavet. Dersom denne forutsetningen ikke gjelder kan utbyggingsløsninger og tidsløp og dermed lønnsomhetsberegningene bli helt forskjellige.

De økonomiske beregningene er basert på et usikkert ressursestimat. Til nå er det hverken boret letebrønner eller gjennomført grunne vitenskapelige boringer i området. ODs beregninger av de uoppdagede ressursene i disse områdene og dermed verdisettingen vil derfor være beheftet med stor grad av usikkerhet. Størrelsen og antall mulige funn vil være svært usikkert. Basert på erfaring fra andre petroleumsprovinser kan synet på en petroleumprovins prospektivitet endre seg betydelig når letingen har startet opp i området.

Boring av letebrønner er fortsatt den eneste måten de geologiske modellene som ligger til grunn for ressursestimatene, kan bekreftes på. Letebrønner vil også kunne avklare om ressursene i området er nærmere de høye enn de lave ressursestimatene. Informasjon fra en brønn vil derfor kunne ha meget høy informasjonsverdi dersom den plasseres slik at den gir geologisk informasjon om de antatt viktigste bergartslagene samtidig som denne informasjonen kan ekstrapoleres over hele eller store deler av det kartlagte området.

Gjennom en stegvis utforskning av området kan kostnadene ved å avklare ressurspotensialet begrenses, mens oppsiden kan være betydelig.

I Barentshavet sørøst vil det være viktig å få avklart ressurspotensialet i de store strukturene. Dersom de store strukturene slår til med høye ressursanslag kan dette trolig legge grunnlag for utvikling av en gassprovins i området.

En stegvis utforskning av området som starter med å avklare ressurspotensialet i de store strukturene kan dermed være en rasjonell strategi for å avklare hvor mye petroleumsressurser som er i området, hvor store verdier som kan realiseres og hvordan disse ressursene og verdiene kan realiseres sammen med ressursene og verdiene i resten av Barentshavet.

8. Referanser

Bickel, J. Eric, Larry W. Lake, and John Lehman. 2011. "Discretization, Simulation, and Swanson's (Inaccurate) Mean." SPE Economics & Management 3(3) 128-140. SPE-148542-PA.

Finansdepartementet (2005): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Gassco (2012): «NCS2020 - En studie av fremtidens gassinfrastruktur», januar 2012.

Hoel, M. og Strøm, S. (2012): «Kalkulasjonsrenten», Rapport 2012/44, Vista Analyse AS

Hurst, A., G. C. Brown, R. I. Swanson. (2000): «Swanson's 30-40-30 Rule». AAPG Bulletin 84(12) 1883-1891.

Ibenholdt, K., Lindhjem, H., Skjelvik, J.M., Rasmussen, I., Vennemo, H. og Dypdahl, H. (2010): «Samfunnsøkonomisk analyse av eventuell utvidet petroleumsvirksomhet i Lofoten – Vesterålen», Rapport 2010/20, Vista Analyse AS.

IEA (2012): World Energy Outlook 2012.

Miljøverndepartementet (2011): Meld. St. 10 (2010–2011): Melding til Stortinget. Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

Newendorp, P.D (1984): «A Strategy for Implementing Risk Analysis», Journal of Petroleum Technology, october 1984.

Oljedirektoratet (2012a): «Tekniske forutsetninger for petroleumsvirksomhet – Barentshavet sørøst», september 2012.

Oljedirektoratet (2012b): «Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst», september 2012.

Oljedirektoratet (2010): «Økonomisk vurdering av uoppdagede petroleumssressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja», mai 2010.

Olje- og energidepartementet (2011): Meld. St. 28 (2010 – 2011) Melding til Stortinget: En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten).

Osmundsen, P., Emhjellen, K. og M. Halleraker (2001), "Investeringsallokering og valg av strategisk kjerne -Teori og praksis", Beta, Tidsskrift for Bedriftsøkonomi, 2, 1-12.

Snow, J. H., A. G. Doré og D. W. Dorn-Lopez (1996): "Risk analysis and full-cycle probabilistic modeling of prospects: a prototype system developed for the Norwegian shelf", i Doré, A. G og Sinding-Larsen, R. (1996): Quantification and Prediction of Petroleum Resources, NPF Special Publication 6, pp. 153-165., Elsevier, Amsterdam.