

# LoVe hurts: Verdsetting av Lofoten/Vesterålen/Senja

Klaus Mohn  
Handelshøgskolen ved Universitetet i Stavanger<sup>1</sup>

## *Samandrag*

Med stort økonomisk verdipotensial og regionale ringverknadar i form av næringsutvikling og sysselsetting kan dei delte meiningane rundt olje- og gassverksemd i Lofoten, Vesterålen og Senja kanskje fortone seg som gåtefulle. Basert på diskonterte kontantstraumer frå olje- og gassressursane i området konkluderer denne analysen med at opning for olje- og gassverksemd av Lofoten, Vesterålen og Senja er potensielt viktig for olje- og gassnæringa, medan implikasjonane for statsfinansar og kapasitet til offentleg tenesteyting er mindre. Analysen indikerer at vern av området kan innrømmast til ein årleg kostnad på om lag 700 kroner per innbyggjar.

Nøkkelord: Olje- og gassutvinning, makroøkonomi, modellering  
JEL-klassifisering: H27, Q35, Q38

---

<sup>1</sup> Takk til Kristoffer Wigestrands Eriksen, Gunnar Eskeland, Torfinn Harding, Finn Kinserdal, Gorm Kipperberg, Kjetil Lund, Bård Misund og Knut Einar Rosendahl for nyttige merknadar og innspel. Ingen av dei heftar for konklusjonar, feil eller manglar ved analysen.

## **Innleiing**

Havområda utanfor Lofoten, Vesterålen og Senja (LoVeSe) er venta å kunne by på eit stort ressurspotensial for olje- og gassverksemd, og trass i stor uvisse rundt geologiske, teknologiske og økonomiske faktorar, så er dei økonomiske verdiane etter alt å døme store. Ikkje minst gjeld dette om ein legg oljenæringa si interesse for området til grunn. Konsekvensutgreiing og opning av dette området for olje- og gassverksemd kan legge grunnlag for næringsutvikling og sysselsetting, og i tillegg bremse nedbygginga av olje- og gassnæringa på nasjonalt nivå. For olje- og gassnæringa er utbygging av infrastruktur i LoVeSe-området i tillegg viktig for å korte avstanden til havområda lenger nord, slik at kostnaden i neste omgang blir mindre for å bringe eventuell naturgass frå Barentshavet til marknaden i Europa.

Denne analysen gir ei vurdering av direkte økonomiske verdier knytt til utvinning av olje og naturgass i LoVeSe-området. Oljedirektoratet (2010) sine ressursestimat for området blir kombinert med økonomisk teori og data frå andre kjelder for å kalibrere ein kontantstraumsmodell for olje- og gassutvinning i LoVeSe-området. Generiske modellar for leiteaktivitet, feltutbygging og produksjon blir brukt for å etablere eit referansescenario for produksjon, inntekter og utgifter. Sensitiviteter for ulike nøkkelforvariablar blir deretter brukt for å kaste lys over uvissa i verdivurderinga, før resultata blir kobla mot staten sine finansar for å undersøkje nærmare kva opning av LoVeSe kan få å seie for offentlege budsjett og for fleksibiliteten i finanspolitikken. Til slutt følgjer ei kort drøfting og oppsummering.

## **Tilbakeblikk**

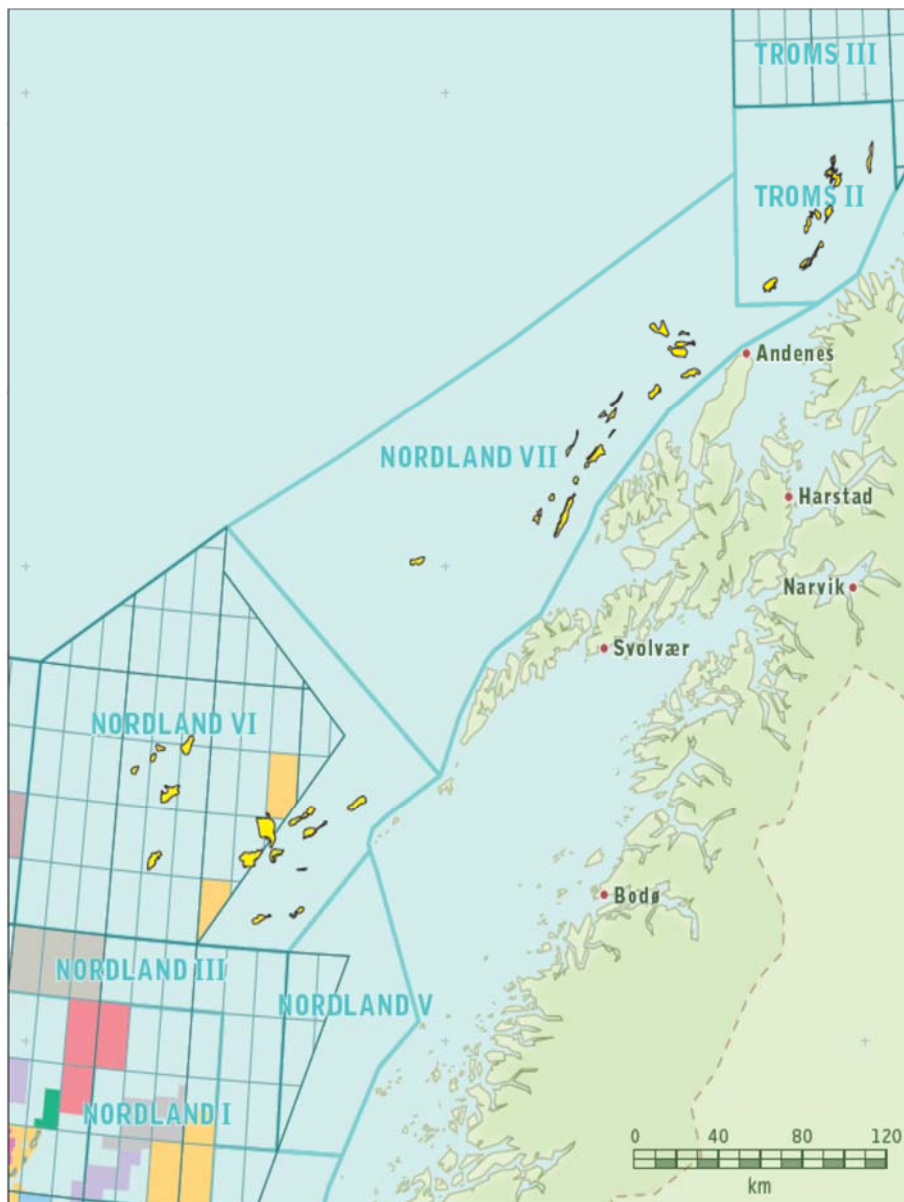
Ein gradvis marsj mot nord er eit av kjenneteikna ved utviklinga i norsk olje- og gassverksemd. Leiteaktiviteten starta i Nordsjøen i siste halvdel av 1960-talet, med gode funnresultat og store utbyggingar på 1970- og 1980-talet. Områda nord for 62. breiddegrad blei opna for leiteaktivitet i 1979, med ei gradvis tildeling av avgrensa leiteareal i Norskehavet og Barentshavet. I Norskehavet medførte dette ei rekke mellomstore utbyggingar på 1990- og 2000-talet. Leiteresultata frå Barentshavet gjennom 1980-åra innfridde ikkje forventningane, og la ein dempar både på tildeling av område og leiteaktivitet gjennom 1990-talet. Hittil er to felt satt i produksjon (Snøhvit og Goliat), medan nok eit felt (Johan Castberg) truleg er nær ei endeleg avgjerd om utbygging. Dei siste åra har leiteaktiviteten teke seg opp att i Barentshavet, med boring av ei rekke nye brønner i område som tidlegare ikkje har vore undersøkt. Men så langt er leiteresultata moderate og det store gjennombrotet let fortsatt vente på seg.

Men eitt område har olje- og gassnæringa fortsatt ikkje fått tilgang til, og det er havområda utanfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Det har ikkje skorta på engasjement frå næringslivet si side, men kvar gong saka om opning for leiteaktivitet har vore oppe til avgjerd, så har politikarane endt opp med å la tvilen kome natur-, miljø- og fiskeriinteressene til gode.

Arbeidet med den første samla forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten blei sett i gong av Stoltenberg II-regjeringa for 15 år sidan, og munna ut i Stortingsmelding nr 8 (2005-2006) (Miljøverndepartementet, 2006). For LoVeSe blei det her slått fast at: «Området anses i miljø- og ressurssammenheng som et av de aller viktigste områdene langs Norskekysten. Området er særlig verdifullt og sårbart for ulike arter gjennom hele året». Vidare understreka forvaltningsplanen at «Særlig verdifulle og sårbare områder krever særskilt aktsomhet». Resultatet blei at området blei gitt midlertidig vern mot olje- og gassverksemd gjennom heile den følgjande stortingsperioden, fram til forvaltningsplanen skulle reviderast i 2010.

### Figur 1. Lofoten-Vesterålen-Senja

Prospekt (i gult) i Nordland VI, Nordland VII og Troms II



Kjelde: Oljedirektoratet (2010).

Og slik har prosessen halde fram når det gjeld konsekvensutgreiing og eventuell opning av LoVeSe-området for olje- og gassverksemd, med fire nye år på is etter framlegginga av den reviderte forvaltningsplanen i 2011, og ytterlegare fire års utsetting etter at Høyre og FrP måtte forhandle med Venstre og KrF for å etablere parlamentarisk grunnlag for Solberg-regjeringa etter stortingsvalet i 2013.<sup>2</sup>

Etter årtusenskiftet har i tillegg klimautfordringa med aukande styrke sigla opp som moment i debatten om vern av LoVeSe-området versus vidareutvikling av olje- og gassverksemda, mellom anna med stød i generelle og spesifikke forskingsresultat knytt til tilbodssidetiltak i klimapolitikken (sjå td. Harstad, 2012; Fæhn mfl, 2016).<sup>3</sup> Utan internasjonal samordning av klimapolitikken blir det meir nærliggande å argumentere for spesifikke klimapolitiske tiltak på tilbodssida av energimarknaden, samt nasjonale særordningar for enkelt næringer og sektorar. I tillegg vil klimapolitisk suksess med naudsyn måtte føresette ei markant demping av forbruket av olje og gass verda over, eit utvikling som igjen skal bli fasilitert gjennom høgare prisar for forbrukarane og lågare prisar til produsentane (IEA og IRENA, 2017). Suksess i klimapolitikken vil dermed svekke grunnlaget for fortsatt vekst og lønsemd for heile olje- og gassnæringa. Korleis ei slik utvikling skal reflekterast i norsk olje- og gasspolitikk er fortsatt uavklart.

Aktualiteten rundt opning av LoVeSe for olje- og gassverksemd har dermed ei viktig politisk side, etter som saka splittar det politiske Noreg i forkant av Stortingsvalet 2017. Rett nok har opning av LoVeSe i realiteten hatt politisk fleirtal på Stortinget i mange år, men utan at dei aktuelle partia har lykkast i å slutte troppene og tromme gjennom ei konsensutgreiing i Stortinget. Samstundes er det lite ved meiningsmålingane som tyder på at ei forkjemparane for konsekvensutgreiing har vind i segla. Snarare tvert om. Arbeiderpartiet har til dømes teke konsekvensen av aukande intern skepsis, og innstilt på eit kompromiss som kombinerer delvis vern av kystnære og spesielt sensitive areal med forslag om konsekvensutgreiing for andre delar av området. Utfallet av stortingsval og regjeringssamarbeid kan dermed bli avgjerande for spørsmålet om full konsekvensutgreiing av LoVeSe-området nok ein gong, og heller ikkje denne gong kan ein utelukke at konsekvensutgreiinga blir utsett gjennom nok ein stortingsperiode.

Tilgang til leiteareal av høg kvalitet vil alltid være viktig for oljeselskap som er under stadig press for å levere lønsemd og vekst til eigarane sine. Men dei seinaste åra har striden rundt konsekvensutgreiing av LoVeSe blitt stimulert av at utfordringane har tårna seg opp for olje- og gassnæringa. Oljeselskapa har kutta kostnadar og investeringsaktivitet i etterkant av fallet i olje- og gassprisane. Sparekniven har råka leverandørnæringa gjennom kutt i oljeinvesteringane på om lag 30 prosent i løpet av ein to-årsperiode, som i sin tur har dempa den økonomiske aktiviteten, sysselsettinga og bustadprisutviklinga i dei oljeeksponerte regionane i Noreg.

---

<sup>2</sup> Sjø Ryggvik (2017) for eit kortfatta oversyn over historia om striden rundt oljeboring i nord.

<sup>3</sup> Lahn (2017) gir en politikk-orientert oppsummering av denne forskningen, med potensielle implikasjoner for energi- og petroleumpolitikk i Norge.

Samstundes som resultatene frå leiteaktiviteten i Barentshavet så langt ikkje har svart til forventningane. Utan nye tilskot til porteføljen av olje- og gassfunn risikerer ein dermed eit nytt fall i aktiviteten på norsk sokkel tidleg på 2020-talet, og eit fortsatt fall i produksjon og inntekter gjennom tiåra etterpå. Utsiktene for investeringar, vekst og vidareutvikling av den norske olje- og gassverksemda er dermed ikkje dei beste. I tillegg argumenterer næringsinteressene for at tildeling av nye leiteområde er viktig for staten sine inntekter, for handlingsrommet i finanspolitikken og for nivå og kvalitet i offentlege velferdstenester.<sup>4</sup>

## Verdsetting av ressursane

For å kome nærmare dei økonomiske verdiane knytt til framtidig olje- og gassverksemd i havområda utanfor LoVeSe kan ein studere sannsynlege forløp for leiting, utbygging og produksjon basert på Oljedirektoratet sine estimat for olje- og gassressursar i området. Med tilleggsføresetnadar for prisar og kostnader kan ein talfeste mulege utviklingsbanar for inntekter, utgifter og kontantstraumar gjennom ein 40-årsperiode frå 2021-2060, samt korleis økonomiske verdiar kan tenkast å bli fordelt mellom staten og oljeselskapa. Med passande diskonteringsrenter kan ein til slutt rekne ut kva dei framtidige kontantstraumane vil representere målt i dagens pengeverdi, og kva slike verdiar kan få av betydning for Statens Pensjonsfond Utland, for statsbudsjettet og for handlingsrommet for finanspolitikken. Det som følgjer er ein analyse langs slike banar, med utgangspunkt i forventningar til ressursar under havbotnen.

Denne analysen er avgrensa til direkte inntekter og kostnader ved olje- og gassverksemd i LoVeSe-området. Det vil seie alle økonomiske variablar som normalt vil inngå i avgjerder blant oljeselskapa som legg planar og tek avgjerder for investeringar i området. Indirekte og eksterne kostnader og gevinstar er dermed ikkje ein del av verddivurderinga. Ein fullstendig samfunnsøkonomisk analyse vil måtte legge til nettoverdiar knytt til ringverknadar på regionalt (Fjose mfl, 2012) og nasjonalt nivå (Cappelen mfl, 2012), verknadar av olje- og gassverksemd på andre næringer (til dømes fiskeri, havbruk og reiseliv), samt kostnader knytt til ulykkes- og skaderisiko for natur, økosystem og samfunnet for øvrig (td. Abrahamsen mfl, 2010). Ei fordjuping i eksterne kostnader og gevinstar fell utanfor ramma for denne analysen. For eit døme på ein meir fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av olje- og gassverksemd i LoVeSe-området, sjå Ibenholt mfl (2010).<sup>5</sup>

Utgangspunktet for denne analysen er Oljedirektoratet (2010) si kartlegging av ressurspotensialet for olje og naturgass i LoVeSe-området. Hovudtala er illustrerte i Figur 2, med forventa ressursar, samt eit lågt og eit høgt estimat for å vise spennet av

---

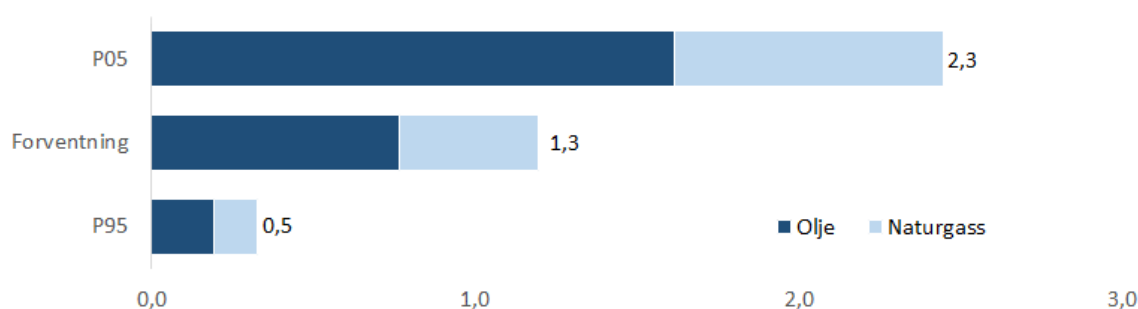
<sup>4</sup> «[Nytt areal avgjørende for sysselsetting og velferd](#)», heiter det til dømes i overskrifta på pressemeldinga frå Norsk Olje og Gass til opninga av 24. konsesjonsrunde på norsk sokkel.

<sup>5</sup> Sluttrapporten for Olje- og energidepartementet (2012) si «Kunnskapsinnhenting om virkningar av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Barentshavet» gir ei framstilling som handterer dei fleste av desse problemstillingane, og bringer i tillegg ei rik referanseliste til tidlegare analyser.

uvisse rundt dei estimerte ressursane. Oljedirektoratet si forventning er dermed at olje- og gassressursane i LoVeSe er i området 1,3 milliardar fat oljeekvivalenter, og at innslaget av olje er om lag dobbelt så stort som ressurspotensialet for naturgass. Figuren reflekterer elles ei vurdering av at det er 95 prosent sannsynleg at petroleumsressursane i LoVeSe-området er høgare enn 480 millionar fat oljeekvivalentar, medan sannsynet for at ressursvolumet samla er større enn 2,3 milliardar fat oljeekvivalenter er avgrensa til 5 prosent.

**Figur 2. LoVeSe: Estimat for utvinnbare olje- og gassressursar**

Milliardar fat oljeekvivalentar



Kjelde: Oljedirektoratet (2010).

Neste skritt er å utvikle eit referansescenario for leiting, utbygging og produksjon. Med gradvise skritt mot konsekvensutgreiing og lisenstildeling i perioden 2018-2020, er det rimeleg å sjå for seg at leiteaktiviteten kan kome i gang for fullt frå 2021. Ledig kapasitet i leverandørmarknaden kan gi høgare tempo mot utbygging, og difor legg ein her til grunn at oljefunn kan bli sett i produksjon allereie frå 2028, som er litt raskare enn det historiske mønsteret for olje- og gassverksemda på norsk sokkel. Med større behov for planlegging, investeringer og utviking av verdikjeder er tida frå funn til feltutbygging normalt lenger for gassfunn. Basert på historiske erfaring er det her føreset at eventuelle gassfunn ikkje kan kome i produksjon før i 2032.

Detaljerte utbyggingsløysingar basert på ulike scenario for funnresultat og samansetting av ressursar er skissert av Oljedirektoratet (2012a). Med dette som grunnlag er målet for denne framstillinga å skissere eit generisk scenario for utbygging og produksjon av olje og naturgass basert på bestemte føresetnadar for ressurspotensial og økonomiske variablar. Modelleringa av to aggregerte typefelt for olje og naturgass siktar mot eit referansescenario i tråd med forventa olje- og gassressursar i området, som i tillegg tålar samanlikning med dei meir finkorna analysane frå Oljedirektoratet (2012a).

Samla utgifter til leiteverksemda er drivne av ein føresetnad for funnkostnaden. For referansescenarioet er denne satt til 5 dollar (40 kroner) per fat oljeekvivalent. Dette er i tråd med historiske utviklingstrekk for næringa, og føyer seg godt til oppgitte selskapsdata frå dei seinaste åra (td UBS Warburg, 2013). For eit ressursanslag i

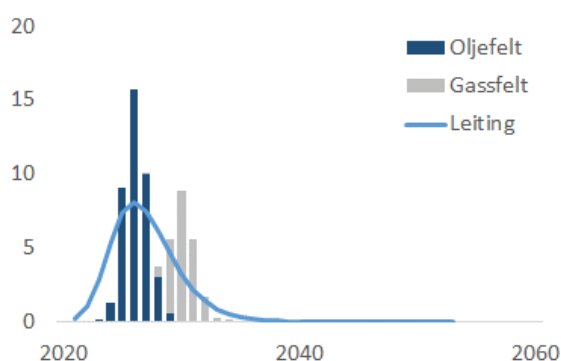
referanse-scenariet på 1,3 mrd fat og gir dette eit samla behov for leiteutgifter på 52 milliardar kroner. Med ein kostnad per leitebrønn på 500 millionar kroner, vil referanse-scenariet såleis innebære eit samla omfang for leiteaktiviteten som tilsvare i overkant av 100 leitebrønner over perioden. I praksis vil leiteaktivitet og funnresultat avhenge av kunnskapen om det aktuelle området, tilgjengelege leiteprospekt, tilgang på kontantar (mao oljepris), samt risikoviljen i oljeselskapa.<sup>6</sup>

Lognormal-fordelingar er brukt for modellere innfasinga av kostnader til leiting, feltutbygging og produksjon over tid, med trunkering ved utgangen av framskrivingsperioden i 2060. Forløpet for utgifter og produksjon er vidare tilpassa slik at overordna utviklingstrekk er i tråd med mønsteret frå Oljedirektoratet (2012a).<sup>7</sup> Kostnader til feltutbygging er elles kopla til produksjonskapasitet, med høgare kostnader ved gassfelt enn for oljefelt, som følgje av større investeringsbehov knytt til infrastruktur for prosessering og transport.<sup>8</sup> Med dette settet av føresetnadar kan Oljedirektoratet sitt estimat for olje- og gassressursar i LoVeSe-området omsettast til eit referanse-scenariet for investeringar og produksjon som i Figur 3.

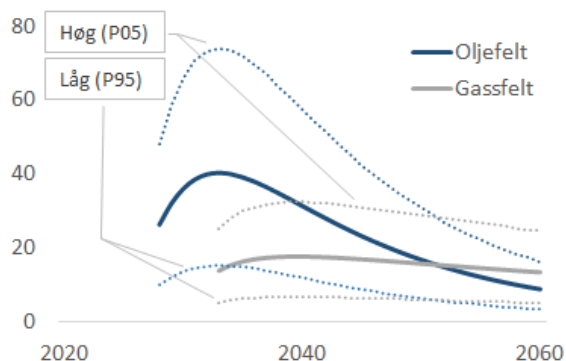
**Figur 3. LoVeSe: Framskriving av investeringar og produksjon**

Referanse-scenariet

*Investeringar (mrd 2017-kroner)*



*Produksjon (mill fat oe per dag)*



Som ein ser av det venstre panelet i Figur 3, så vil leiteinvesteringane kome i forkant av investeringar til feltutbygging, og vil i tillegg strekke seg lenger utover i tid. Eit oljefunn

<sup>6</sup> I tillegg til sjølve leiteaktiviteten vil tilveksten av påviste ressursar bli påverka av sannsynet for funn (funnrate), samt av storleiken på funna. Alle desse komponentane vil igjen ha samanheng med ulike variablar knytt til geologi, teknologi, økonomi og politikk. Sjå Mohn (2008) for ein dynamisk tidsserieanalyse av leiteverksemda på norsk kontinentalsokkel.

<sup>7</sup> Sjå Mauritzen (2017) for ein økonomisk analyse av feltspesifikke forløp for oljeproduksjon på norsk sokkel.

<sup>8</sup> For det typiske oljefeltet i referansescenariet er føresetnaden eit investeringsbehov på 350 000 kroner per 'fag/dag' produksjonskapasitet. Dette er på nivå med representative utbyggingsprosjekt for oljefelt gjennom dei siste åra (td Skarv, Edvard Grieg og Valhall). Tilsvarande føresetnad for gassfelt er på 450 000 kroner per 'fat/dag' produksjonskapasitet.

tidleg på 2020-talet er føresett å utløyse investeringsstart for feltutbygging i 2024, med produksjonsstart i 2028. Merk at både leiteaktivitet og investeringsbehov til feltutbygging vil bli større om ressursvoluma skulle bli større enn i referansescenarioet. For olje- og gassproduksjonen er dette illustrert i det høgre panelet i Figur 3, der dei heiltrukne linjene for olje- og gassproduksjon er supplert med stipla kurver som illustrerer implikasjonane for produksjonsutviklinga av Oljedirektoratet sine vurderingar av uvisse rundt det totale ressursvolumet (jfr Figur 2). Den modellmessige tilnærminga vil dermed innebære ei skalering av både investeringar og produksjon i tråd med nivå og samansetting for det totale volumet av olje- og gassressursar.

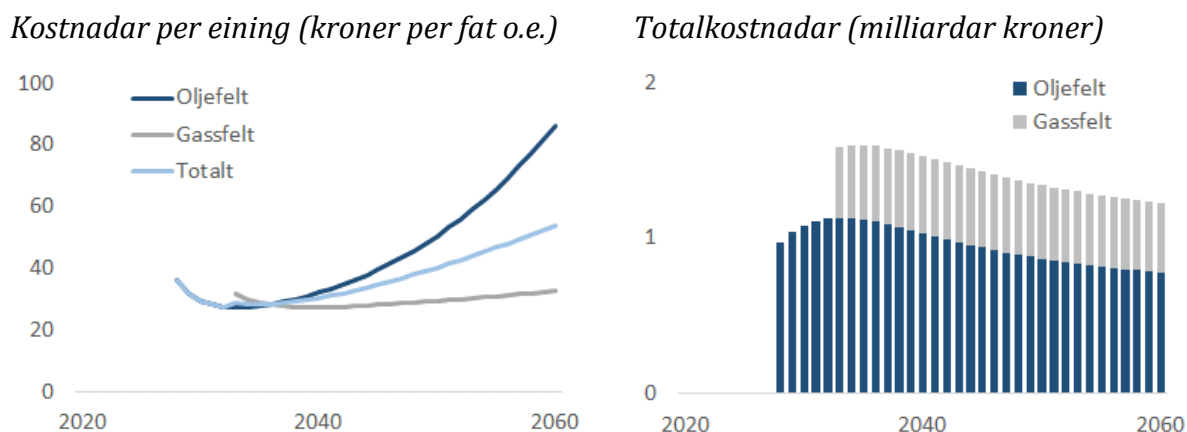
Merk elles at oljeproduksjonen i Referansescenarioet er karakterisert ved ei rask oppbygging mot platåproduksjon, som blir halden ved lagt i om lag fem år, før produksjonen av olje går inn ei fase med årleg nedgang på om lag seks prosent fram til slutten av framskrivingsperioden. Dette mønsteret har stød i historiske data og tidlegare analysar både på norske (Höök og Aleklett, 2008; Mauritzen, 2017) og internasjonale data (IEA, 2013). Med gass tek det meste lengre tid, og referansescenarioet legg difor til grunn at investeringane startar 10 år etter at leiteaktiviteten kjem i gong, med produksjonsstart frå 2033. Gassen har eit anna forløp enn oljeproduksjonen, etter som produksjonskapasiteten normalt er ein viktigare avgrensande faktor for gassproduksjonen enn reservoartrykket. Langvarige flate produksjonsprofilar er difor det vanlege for naturgass.

For referansescenarioet er oljeprisen satt til 60 USD/fat, i tråd med framtidskontraktar i dagens marknad. Med utgangspunkt i framtidskontraktar for gassmarknaden er gassprisen på tilsvarende vis satt til to kroner per standard kubikkmeter i referansescenarioet. For referansescenarioet gir dette brutto salsverdiar på 390 milliardar kroner for olja og 130 milliardar kroner for gassen. Desse tala er på nivå med tilsvarende informasjon frå Oljedirektoratet og næringa sine organisasjonar, og tyder dermed på at den enkle framskrivingsmodellen bak denne analysen så langt er rimeleg godt kalibrert. Samstundes gir brutto salsverdi eit lite dekkande bilete for verdiskapinga frå området. For dette formålet må ein trekke inn kostnadane ved verksemda.

Eit typisk mønsteret for kostnadar ved olje- og gassutvinning er at produksjonskostnaden per eining vil falle i tråd med den første oppbygginga av produksjonen, halde seg stabil så lenge platåproduksjonen blir halde ved lag, for deretter å bli pressa opp etter som produksjonen går tilbake og felta modnast. Som følgje av større variasjon over tid for oljefelt enn for gassfelt, så vil kostnaden per eining og variere meir over levetida for oljefelt enn for gassfelt. Kostnadar ved produksjonen er difor tilpassa med eit fast element knytt til installert produksjonskapasitet og eit variabelt element knytt til faktisk produksjon.

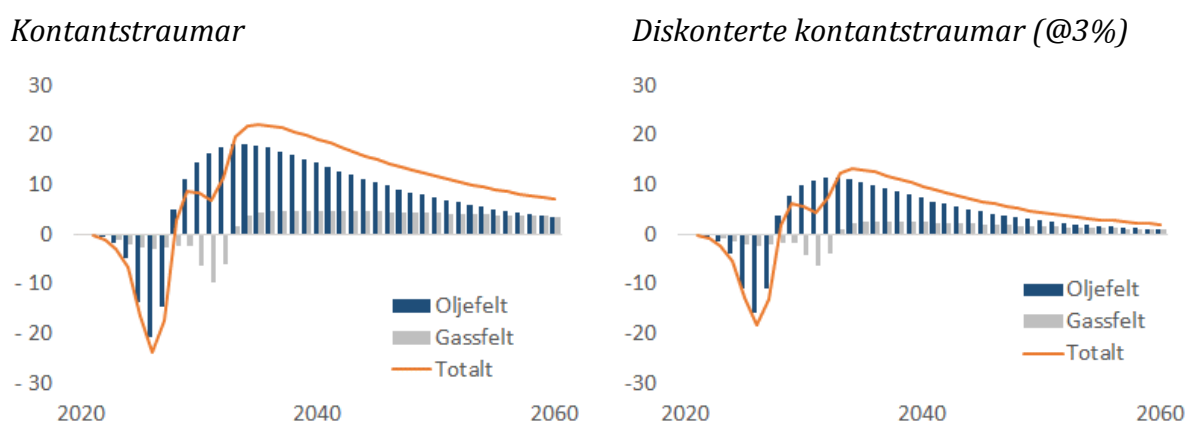


**Figur 4. LoVeSe: Driftskostnader ved olje- og gassproduksjon**  
Referanse-scenariot



Basert på framskrivingar av inntekter og utgifter kan ein no studere framtidige kontantstraumar frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området under føresetnadane som definerer referansescenariot. Kontantstraumar før og etter diskontering er illustrerte i Figur 5. Her er produksjonsprofilane for olje og naturgass multiplisert med respektive prisføresetnadar (480 kroner per fat og 2 kroner per standardkubikkmeter), før ein har trukket frå utgifter til leting, utbygging og drift. For seinare å kunne fordele kontantstraumar og nåverdiar på olje og naturgass har ein her allokert leiteutgifter til olje og naturgass i tråd i tråd med samansettinga av Oljedirektoratet sitt estimat for samla ressursar (dvs 36 prosent vs 34 prosent i referansescenariot).

**Figur 5. Kontantstraumar frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området**  
Referanse-scenariot (milliardar 2017-kroner)

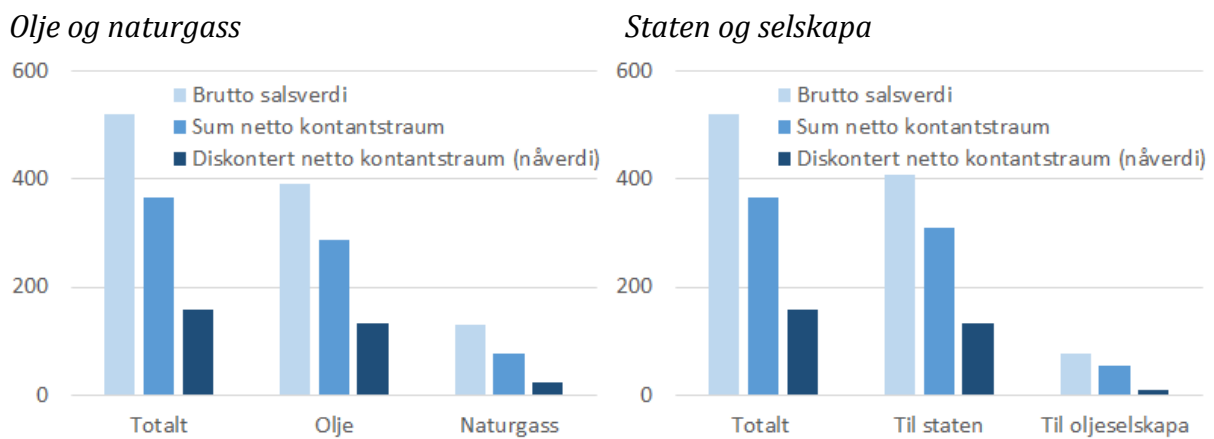


Negative kontantstraumar tidleg i perioden skyldast store utlegg til leiting og feltutbygging, men totalsummen vender opp i positivt terreng så snart oljeproduksjonen kjem i gong frå 2028. Deretter legg utbygginga av gassressursane ein forbigåande

dempar på kontantstraumen fram til 2032, før aukande produksjon og bortfall av utbyggingskostnader gjer at kontantstraumen skyt i være utover 2030-talet. Med gradvis fall i oljeproduksjonen går deretter kontantstraumen inn i ein varig nedgangsfase mot slutten av framskrivingsperioden.

Før diskontering er summen av kontantstraumar i referansescenarioet om lag 375 milliardar kroner, med 295 knytt til olje og 80 knytt til naturgass. Dette er til saman 160 milliardar kroner lågare enn bruttoinntektene frå salet, og indikerer dermed at samla kostnader vil utgjere om lag 30 prosent av brutto salsinntekt. Dette samsvarer godt med illustrasjonane frå Oljedirektoratet (2012).

**Figur 6. Frå brutto salsverdi til netto nåverdi**  
Referanse-scenarioet



Figur 6 viser vegen frå brutto salsverdi til netto nåverdi frå kontantstraumsanalysen av referansescenarioet. Med prisutsikter i dagens marknad ender samla brutto salsverdi opp på 520 milliardar kroner, med 75 prosent av inntektene frå olja og 25 prosent frå naturgass. Kostnader tek bort 155 milliardar kroner og gir ein sum av nettokontantstraumar på 365 milliardar kroner. Med 85 prosent 'government take' tek staten 310 milliardar, medan tilsvarande sum blir 55 milliardar til oljeselskapa.<sup>9</sup> Diskontering med tre prosent realrente gir ein nåverdi for staten på 133 milliardar kroner. For oljeselskapa er kontantstraumar frå olje diskontert med 7 prosent realrente, medan kontantstraumar frå naturgass er diskontert med 5 prosent realrente.<sup>10</sup> For

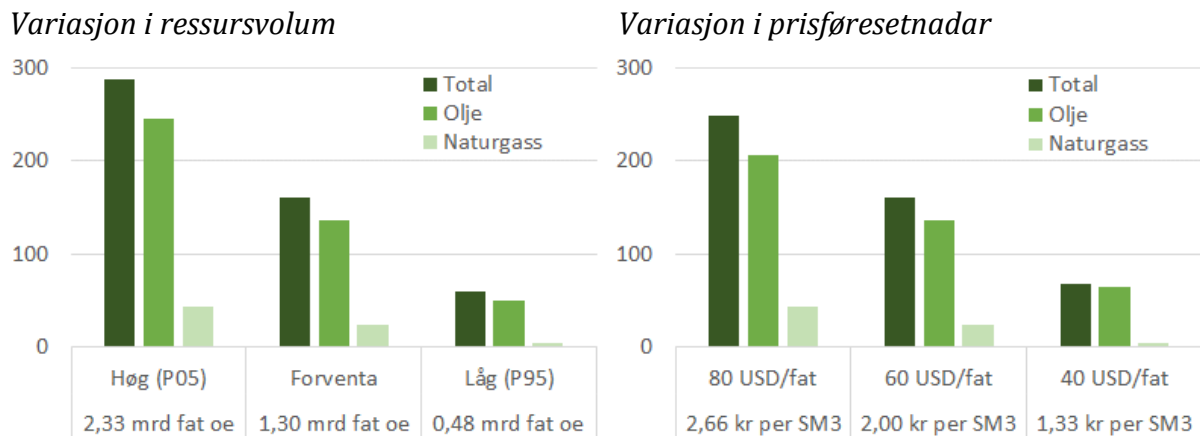
<sup>9</sup> Føresetnaden på dette punktet er i tråd med Oljedirektoratet (2012b) sine analyser. 'Government take' representerer staten sin del av den totale kontantstraumen frå olje- og gassverksemda, med skatteinntekter frå oljeselskapa, inntekter frå SDØE-engasjement og utbytte frå Statoil som dei viktigaste komponentane.

<sup>10</sup> Gassfelt er karakterisert ved lengre levetider og mindre svingningar i innteninga enn oljefelt, og difor er diskonteringsrenta satt to prosentpoeng lågare for gassprosjekt. Med 64 prosent olje, 36 prosent naturgass og 2 prosent inflasjon gir dette eit vektta gjennomsnitt for nominell kapitalkostnad på 8,3 prosent for oljeselskapa i denne analysen. Til samanlikning er kapitalkostnaden for amerikanske oljeselskapa som er orienterte mot leiting og utvinning estimert til 8 prosent, medan tilsvarande estimat for europeiske oljeselskapa for tida er på 8,6 prosent. Aswath Damodaran ved Stern School of Business

kontantstraumen til oljeselskapa gir dette ein netto nåverdi på 8,7 milliardar kroner, der det aller meste (86 prosent) kjem frå oljeproduksjonen.

### Figur 7. Sensitivitetar for ressursvolum, olje- og gassprisar

Samla netto nåverdi, milliardar kroner



For å undersøke sensitiviteten i verdivurderinga overfor sentrale verdidrivarar, presenterer Figur 7 resultatata ved isolert og uavhengig variasjon i ressursvolum og olje- og gassprisar.<sup>11</sup> Det venstre panelet illustrerer netto nåverdi for Oljedirektoratet sine tre scenarior for samla volum av olje- og gassressursar (jfr Figur 2). Her innebærer resultatata at ei dobling (halvering) av ressursvolumet i grove trekk vil gi ei dobling (halvering) av netto nåverdi. Med andre ord er elastisiteten i nåverdien med omsyn til ressursvolum nær 1. Til høgre i Figur 7 er olje- og gassprisane variert med +/- 33 prosent målt mot referansescenariot. Her er det grunn til å merke seg at prosentvise endringa i nettonåverdi mellom dei tre alternative er større enn dei prosentvise variasjonane i olje- og gassprisane, noko som tyder på at elastisiteten i nåverdien med omsyn til eit parallellt skift i olje- og gassprisane er større enn ein. Ei forklaring på denne forskjellen mellom dei to sensitivitetane er at ei auke i ressursvoluma vil gi høgare kostnader, medan kostnadsnivået i denne analysen er lausrive frå olje- og gassprisane. Tilfeldig observasjon og tidlegare forskning kan tyde på at dette ikkje alltid er tilfelle (Toews og Naumov, 2015), og i så fall kan prissensitivitetane i Figur 7 være overvurderte.<sup>12</sup>

(New York University) samlar og oppdaterer denne type data på nettstaden <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

<sup>11</sup> I praksis vil voluma av utvinnbare ressursar neppe være uavhengige av olje- og gassprisane. Høge prisar vil gi meir leiteverksemd, fleire og større funn (Mohn, 2008), betre lønsemd i utbyggingsprosjekta og meir aktivitet for å heve produksjonspotensialet (Watkins, 2002; Mohn, 2009). I korte trekk betyr dette at ressurspotensialet vil være knytt til markedsmessige rammevilkår, slik at ressursane vil bli større ved høge prisar enn ved låge prisar. Oljedirektoratet sitt nedside-scenarior (P95) vil dermed være meir sannsynleg om olje- og gassprisane blir låge enn om dei blir høge. Og motsatt vil Oljedirektoratet sitt oppside-scenarior (P05) truleg bli krevjande å realisere om olje- og gassprisane skulle bli låge.

<sup>12</sup> Ein sensitivitet som ikkje er nemnt her er verknaden av framskynding og utsetting av feltutbyggingsaktivitet, som naturleg nok og har samanheng med tidsverdien av pengar, eller

Resultata så langt avstanden er stor frå brutto salsverdi til netto nåverdi. Vidare etterlet analysen eit inntrykk av at oljeressursane har høgare verdi enn naturgass, fordi dei blir prisa høgare, fordi kostnadane ved utbygging er mindre og fordi inntektene frå olje har ein mindre langsiktig profil, og difor er mindre utsatt for verdireduksjon som følgje av diskontering. Før diskontering visar resultata så langt at kontantstraumane til staten av olje- og gassverksemd i LoVeSe-området er over 5 gonger høgare enn til oljeselskapa, medan nåverdien til staten er heile 8 gonger høgare enn til oljeselskapa, som følgje av tre prosentpoeng høgare reell diskonteringsrente for oljeselskapa. Neste skritt er å sette desse verdiane inn i ein statsfinansiell kontekst, og undersøkje kva implikasjonar dei kan ha for Statens Pensjonsfond Utland (SPU), for statsbudsjettet og for det finanspolitiske handlingsrommet.

**Tabell 1. Implikasjonar for finanspolitisk handlingsrom**

Tilskot frå LoVeSe til SPU ved ulike føresetnadar (sensitivitetsanalyse)

	<i>Totalverdiar</i>			<i>Per capita</i>	
	<i>Tilskot til SPU (mrd kroner)</i>	<i>Tilskot til SPU (i prosent)</i>	<i>Auke i fin. pol. handlingsrom (mrd kroner)</i>	<i>Tilskot til SPU (kroner)</i>	<i>Auke i fin. pol. handlingsrom (kroner)</i>
Referanse	133	1,7	4,0	25 388	728
<i>Ressursvolum</i>					
Høgt (P05)	245	3,2	7,3	46 542	1 335
Lågt (P95)	50	0,7	1,5	9 588	275
<i>Olje- og gassprisar</i>					
80 USD/fat	207	2,7	6,2	39 333	1 128
40 USD/fat	60	0,8	1,8	11 398	327
<i>Kostnadar</i>					
+ 33 prosent	105	1,3	3,1	19 881	570
- 33 prosent	162	2,1	4,9	30 889	884
<i>Diskontering</i>					
0 prosent	311	4,0	9,3	59 096	1695
5 prosent	76	1,0	2,3	14 354	417
7 prosent	43	0,6	1,3	8 211	236

Note: Første kolonna gir nettonåverdien for statens kontantstraum frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-regionen målt i milliardar 2017-kroner. I kolonne to finn me den same nettonåverdien, men no målt i prosent av totalverdien av SPU i dag. I kolonne tre er tilskotet til SPU omsatt til auke i årlege utgifter når bruken av oljepengar er avgrensa til tre prosent av verdiane i SPU. Deretter følgjer verknadar på netto nåverdi av partielle skift i ulike føresetnadar.

diskonteringsrenta. Med utgangspunkt i referansescenarioet og ei diskonteringsrente på tre prosent vil ei utsetning på fem år redusere nåverdien med 14 prosent – frå 133 milliardar kroner til 115 milliardar kroner. Til samanlikning vil reduksjonen av ei utsetning på fem år nærme seg 30 prosent ved ei diskonteringsrente på åtte prosent, som truleg ligg nærmare det som oljeselskapa opplever som kostnaden ved kapital.

## Implikasjonar for staten sine finansar

Brutto salsverdi for olje og naturgass er ein upresis og ufullstendig indikator på det økonomiske potensialet ved olje- og gassverksemd i LoVeSe-området. For å undersøkje implikasjonane for statsfinansar og finanspolitikk gir diskonterte kontantstraumar eit vesentleg betre utgangspunkt. Tabell 1 viser korleis tilskotet til Statens Pensjonsfond Utland (SPU) frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området er påverka av ulike føresetnadar for ressursvolum og prisføresetnadar for olje og naturgass.

Verdivurderinga som følgjer av referansescenarioet gir ein netto nåverdi for staten på 133 mrd kroner, og vil dermed reflektere verdien som står att for innskot i SPU. Per dags dato representerer dette om lag 1,7 prosent av fondsverdien. For referansescenarioet innebærer dette at tilskotet til SPU frå olje- og gassverksemd i LoVeSe-området ikkje utgjer meir enn normale verdisvingningar i fondet frå veke til veke. Målt per innbyggjar vil referansescenarioet innebære at kvar og ein av oss får ei auke i formuen me har plassert i SPU på 25 000 kroner, som i så fall vil representere ei auke på 1,7 prosent i på toppen av dei 1,5 millionar kronene kvar og ein av oss har på fondet per i dag.

Om Oljedirektoratet sitt (P05) scenario for store ressursvolum skulle slå til, så aukar innskotet til SPU til 245 milliardar kroner (3,2 prosent av fondsverdien), medan nedsidescenarioet på ressursida (P95) vil redusere beløpet til 50 milliardar kroner (0,6 prosent av SPU). Tabell 1 visar tilsvarende utfallsrom ved +/- 33 prosent i olje- og gassprisane, kostnadsnivået, samt sensitivitetar for ulike diskonteringsrenter.

I praksis kan ikkje uvissa isolerast til enkelt-variablar, og difor vil partielle sensitivitetar gi eit avgrensa og stilisert bilete av kva som faktisk kan skje.<sup>8,9</sup> Ei fullstendig kartlegging av uvissa i nettonåverdiar bør ideelt sett undersøkje eigenskapene for alle dei stokastiske variablane som inngår, og i tillegg ta høgd for samvariasjonen mellom ulike verdidrivarar. Med utgangspunkt i Tabell 1 kan ein eksempelvis tenke seg at både leiteresultat og prisar ender i den høge enden av fordelinga, og i så fall er oppsida større enn illustrasjonane i denne framstillinga kan tyde på. Ei klarare avgrensing av uvissa finn me på nedsida, etter som utbygging av olje- eller gassfelt i LoVeSe-området neppe vil bli sett i verk med mindre forventa nåverdiar er positive. Dette avgrensar nedsida til summen av leiteutgiftene.

Sjølv om olje- og gassverksemd i LoVeSe-området potensielt kan gi eit tilskot til SPU på 133 milliardar kroner, så innebærer handlingsregelen for finanspolitikken at berre tre prosent av dette innskotet kan brukast over statsbudsjettet. Som illustrert i Tabell 1 vil dette medføre at det finanspolitiske handlingsrommet kan aukast med fire milliardar kroner per år. For Statsbudsjettet 2017 tilsvarar dette 0,3 prosent av dei samla utgiftene, som dermed kunne gitt ein budsjettmessig impuls til BNP Fastlands-Noreg på om lag 0,15 prosent. På sett og vis er dette tale om ein eingongseffekt, etter som det finanspolitiske tilleggsintensialet i realiteten er teke ut så snart ein har auka utgiftene ein gong. Med andre ord vil tilskotet til det finanspolitiske handlingsrommet være uttømt så snart dei fire nye milliardane eventuelt er fasa inn over statsbudsjettet.

Om Oljedirektoratet sitt oppsidescenario (P05) for olje- og gassressursar blir lagt til grunn, så vil verknaden på handlingsrommet for finanspolitikken bli nær dobbelt så stor som i referansescenarioet, medan Oljedirektoratet sitt mest forsiktige scenario på ressursida (P95) vil avgrense auka i det finanspolitiske handlingsrommet til om lag 1,5 milliardar kroner (eller 0,1 prosent av utgiftene på Statsbudsjettet 2017). Det høgre panelet i Figur 8 visar tilsvarande utfallsrom ved variasjon i olje- og gassprisar, kostnader og diskonteringsrenter, igjen med implikasjonar for det finanspolitiske handlingsrommet tilsvarande som for uvisse rundt ressursituasjonen.

Til slutt viser Tabell 1 kva auka i det finanspolitiske handlingsrommet medfører av ekstra budsjettkapasitet per innbyggjar. For referansescenarioet ser ein dermed at det utgiftene kan aukast med 728 kroner per innbyggjar, med oppsider og nedsider knytt til høge og låge utfall for ressursvolum og olje- og gassprisar. Ei parallell tolking er at regjeringa kunne senke skattenivået tilsvarande 728 kroner per innbyggjar og halde velferdsnivået ved lag, om ein tillet olje- og gassverksemd i LoVeSe-området.

Å la være å utvikle LoVeSe-området for olje- og gassverksemd kan dermed innebære at ein må gi slepp på vesentlege økonomiske verdiar. Dette utelukkar på ingen måte at ikkje-økonomiske faktorar kan ha ein betalingsvilje som ikkje berre forsvarer motstand mot opning av området, men til og med skepsis mot konsekvensutgreiing.

### **Kva kan skepsisen skyldast?**

Utover dei direkte verknadane på statsbudsjett og finanspolitisk handlingsrom gir verdivurderinga innsikt som potensielt kan kaste lys over skepsisen i delar av opinionen mot konsekvensutgreiing og opning av LoVeSe-området for olje- og gassverksemd.

Resultata i Tabell 1 kan til dømes tolkast som krav til gjennomsnittleg betalingsvilje for å la være å opne LoVeSe-området for olje- gassutvinning. Om norske veljarar er villege til å avstå frå velferdstenester og/eller skatteletter til ein samla verdi av 759 kroner per år, så kan ein ta seg råd til å verne LoVeSe-området mot olje- og gassverksemd. Samstundes får ein understreke at denne analysen ikkje gir svar på kva som faktisk kunne være betalingsviljen blant norske innbyggjarar for å la LoVeSe-området i fred for olje- og gassverksemd.

Her finst det likevel tidlegare analyser som kan gi indikasjonar når det gjeld betalingsviljen i norske hushald for å unngå oljeutslepp i LoVeSe-området. Lindhjem mfl (2014) estimerer til dømes velferdstap i form av redusert rekreasjonsverdi og andre ikkje-bruksverdiar ved akutte oljeutslepp frå skip i norske farvatn, og finn at den årlege betalingsviljen for å unngå skade i Lofoten varierer frå 1300 til 2400 kroner per hushald, avhengig av skadepotensialet. I ein liknande studie av betalingsvilje for å sleppe unna akutte oljeutslepp i Vestfjorden konkluderer Frøystein og Egeland (2016) med at norske hushald i gjennomsnitt er villege til å ofre i 1300-1400 kroner i året for å unngå naturskader av denne typen.

Med eit gjennomsnitt på 2,2 personar i kvart hushald vil estimata frå Lindhjem mfl (2014) tilsvare ein årleg betalingsvilje i området 600-1100 kroner per innbyggjar, medan Frøystein og Egeland (2016) sine resultat vil tilsvare ein årleg betalingsvilje på rundt 600 kroner per innbyggjar. Krava til betalingsvilje som følgjer av denne analysen ligg dermed innfor intervallet for desse to tidlegare analysane.

Dei to tidlegare analysane av betalingsvilje er avgrensa til spesifikk risiko for oljeutslepp. Om andre eksterne ulemper blir tillagt vekt, kan betalingsviljen for å verne LoVeSe-området mot olje- og gassverksemd gjerne bli høgare. Eksempel er ulemper knytt til seismiske undersøkingar, utslepp av produsert vatn, forstyrring av fiskeriverksemd, skjemming av estetiske verdiar osv. Potensielt kan vern mot slike ulemper innebære betalingsvilje både i regionen og i resten av landet.

Ulemper knytt til risiko for natur og miljø kan i tillegg medføre betalingsvilje sjølv utanfor landegrensene. Spesielt gjeld dette om skadepotensialet er stort og om naturverdiene er allment aksepterte. Lofoten er ført opp på den tentative lista for FNs verdensarvkommissjon over område Norge kan kome til å nominere for verdsarvlista. I tillegg er LoVeSe-området eit velkjent mål for turistar både frå Europa og resten av verda. Denne posisjonen talar for at internasjonal betalingsvilje bør vurderast som ein del av slike analyser (jfr. Loureiro og Loomis, 2012).

Etter årtusenskiftet har i tillegg klimautfordringa med aukande styrke sigla opp som moment i debatten om vern av LoVeSe-området versus vidareutvikling av olje- og gassverksemda, mellom anna med stød i generelle og spesifikke forskingsresultat knytt til tilbodssidetiltak i klimapolitikken (sjå td Harstad, 2012; Lazarus mfl, 2015; Fæhn mfl, 2016; Lahn, 2017). Utan internasjonal samordning av klimapolitikken blir det meir nærliggande å argumentere for spesifikke klimapolitiske tiltak på tilbodssida av energimarknaden, samt nasjonale særordningar for enkelt næringer og sektorar. I tillegg vil klimapolitisk suksess med naudsyn måtte føresette ei markant demping av forbruket av olje og gass verda over, etter som ei politikk-driven auke i kostnadane ved utslepp skal heve prisane for forbrukarane og redusere prisane til produsentane (IEA og IRENA, 2017). Mykje tyder dermed på at suksess i klimapolitikken vil svekke grunnlaget for fortsatt vekst og lønsemd for olje- og gassnæringa.

Ein kan ikkje utelukke at motstandarar av olje- og gassverksemd i LoVeSe-området er innforstått med at dei vil måtte akseptere eit økonomisk offer av ein viss storleik for å la LoVeSe-området ligge urørt. Denne analysen tyder på at dette offeret tolar samanlikning med resultatata frå tidlegare analyser av betalingsvilje for å unngå risiko rundt natur og miljø. Men det mest aktuelle politiske spørsmålet i dag er om ein skal gå vidare med innhenting av kunnskap og konsekvensutgreiing av olje- og gassverksemd i LoVeSe-området, medan avgjerda om faktisk opning uansett ligg lenger fram i tid. Næringsinteressene i saka argumenterer med at kunnskap alltid vil betre grunnlaget for ei opplyst, at informasjon aldri kan ha negativ verdi og at motstanden mot

konsekvensutgreiing ikkje let seg sameine med faktabasert utforming av petroleumpolitikken.

Avkall på kunnskap er eit klassisk tema i informasjonslitteraturen. Sidan Schelling (1960) har det vore kjent at uvit gjerne kan være eit nyttig reiskap i strategiske konflikhtar, etter som fåkunne ofte kan styrke bindinga til ein bestemt forhandlingsposisjon. Seinare forskning innan åtferdsøkonomi har lært oss at kunnskap og informasjon kan ha dimensjonar av verdi som går utover den reine instrumentelle nytten som ofte vil være avgrensa gjennom bidraget til konkrete avgjerder.

Golman mfl (2017) gir ein oversikt over denne litteraturen, og tek for seg ei rekke arbeid der informasjon har eit element av meir uavhengig hedonistisk nytte. Her peikar ein på at avkall på kunnskap kan ha strategisk verdi i eit spel mellom interessemotsetnadar. Men i tillegg kan ein vise til arbeid der avkall på informasjon oppstår som rasjonelt i situasjonar som ikkje involverer andre partar. Refleksjonar hos enkeltmenneske omfattar til dømes motiv og mekanismar knytt til (flukt frå) freisting, (dyrking av) motivasjon og (oppgjeving av) ansvar. I slike tilfelle kan avkall på informasjon ha ein verknad på nytten hos den enkelte sjølv utan at andre parter er involverte.

Verdivurderinga i denne analysen opnar for at varig vern av LoVeSe-området gjerne medføre eit økonomisk offer. Uansett kan det tenkast at den enkelte ikkje kjenner seg tent med å kjenne detaljane rundt dette offeret. Ei muleg forklaring kan altså være at meir informasjon kan løyse bindinga til posisjonen ein allereie har teke, og dermed redusere den forhandlingsmakta i den strategiske konflikten. Ei anna muleg forklaring er at meir kunnskap om alternativkostnaden ved opning av LoVeSe-området for olje- og gassutvinning kan gjere at ein blir frista til å endre standpunkt.

## **Oppsummering**

Analysen har etablert eit rammeverk for vurdering av direkte økonomiske verdier knytt til olje- og gassverksemd i LoVeSe-området, med utgangspunkt i Oljedirektoratet sine ressursestimat, nøkterne prisføresetnadar og kalibrerte kostnadar til leiting, feltutbygging og produksjon. Analysen er avgrensa til direkte gevinstar og kostnadar, og kan difor ikkje sjåast som ein fullstendig analyse av samfunnsøkonomisk netto nytte. Til dette ville ein trenge estimat for eksterne gevinstar og kostnadar, med ein sum som potensielt kan være positiv eller negativ. Det same gjeld betalingsviljen for ikkje-økonomiske og fordelingsmessige verknadar. Med dette som avgrensing gir analysen likevel resultat og innsikt som det kan være verdt å reflektere over.

For ei olje- og gassnæring i beit for lønsame vekstposisjonar representerer LoVeSe-området fortsatt ei sær interessant opning for vekst og vidareutvikling, og kan i tillegg potensielt tene som ei strategisk bruhovud mot infrastrukturutvikling for Barentshavet. I tillegg handlar saka om olje- og gassnæringa sitt omdøme og om tillit og truverdet til historia om at petroleumsverksemd kan gå hand i hand med fiskeri- og miljøinteresser.



Dette er naturleg nok ein skanse det er viktig å forsvare, etter som eit tap her potensielt kan legge band på handlingsrommet for næringa i åra som kjem.

Samanlikna med historisk verdiskaping og petroleumsinntektene som allereie er akkumulert på SPU, så er tillegget frå eventuell olje- og gassaktivitet i LoVeSe-området likevel ikkje like viktig. Forventa volum av utvinnbare olje- og gassressursar utgjer knapt 1,5 prosent av dei samla olje- og gassressursane på norsk kontinentalsokkel, og rundt syv prosent av ressursane som fortsatt ikkje er oppdaga. Nåverdien av tilskotet til statsbudsjettet utgjer 1,7 prosent av fondsverdien i SPU under referansescenarioet. Under dagens praktisering av handlingsregelen medfører dette at det årlege forbruket av petroleumsinntekter over statsbudsjettet kan aukast med fire milliardar kroner, eller knapt 800 kroner per innbyggjar. Dette tilsvarer 20 prosent av gjennomsnittleg skattelette under Solberg-regjeringa. Dermed blir det krevjande å argumentere for at vern av LoVeSe-området er eit trugsmål mot det norske velferdssamfunnet.

Ei muleg forklaring på den observerte skepsisen mot opning av LoVeSe-området for olje- og gassverksemd kan dermed være at folk har forstått at kostnaden ved å la være er til å leve med. Denne analysen etterlet vidare signal om krav til betalingsvilje for å avstå frå opning av LoVeSe-området. Med ei slik tolking må betalingsviljen for utsetting eller vern overstige 759 kroner per innbyggjar. Tidlegare studier av betalingsvilje for oljeutslipp tyder på at den gjennomsnittlege betalingsviljen for å avstå frå opning av LoVeSe-området gjerne kan være høgare enn dette. Om dette er karakteristisk for skeptikarane, så finst det i tillegg ei rekke mekanismar frå forskinga på informasjonsøkonomi som kan forklare den kritiske mistrua i delar av opinionen mot vidare innhenting av kunnskap og konsekvensutgreiing. Med dette er kanskje dei delte meiningane rundt opning av LoVeSe-området eit grann mindre gåtefulle.

## Referansar

Abrahamsen, Erik B., Kristensen, Vidar, Wiencke, Herman Steen og Ingrid Årstad (2010). Verdien av samfunnsmessige konsekvenser av akutt forurensing. Rapport ProActima/Petroleumstilsynet.

Cappelen, Ådne, Eika, Torbjørn og Joachim Prestmo (2012). Nasjonale sysselsettingsvirkninger av petroleumsaktivitet i det nordøstlige Barentshavet. Notat utarbeidet for Olje- og energidepartementet. 17. september 2012.

Egeland, Ingrid og Ingrid Nilsen Frøystein (2016). Willingness to pay for preventing an oil spill in Vestfjorden: The role of use versus non-use values. *Master's Thesis*. University of Stavanger Business School.

Fjose, Sveinung, Grünfeld, Leo, Ovesen, Sissel, Iversen, Lisbeth og Christian Mellbye (2012). Lokale og regionale samfunns- og næringsmessige ringvirkninger av petroleumsvirksomhet i uåpnede deler av det nordøstlige Norskehavet. *Menon-rapport* 32/2012.

Fæhn T., Hagem C., Lindholt L., Mæland, S. og K. E. Rosendahl K.E. (2016). Climate policies in a fossil fuel producing country: Demand versus supply side policies. *Energy Journal* 38 (1), 77-102.

Golman, Russell, Hagmann, David og George Loewenstein (2017). Information avoidance. *Journal of Economic Literature* 55 (1), 96-135.

Harstad, B. (2012). Buy coal! A case for supply-side environmental policy. *Journal of Political Economy* 120 (1), 77-115.

IEA (2013). *World Energy Outlook*. International Energy Agency. Paris.

IEA og IRENA (2017). *Perspectives for the Energy Transition: Investment needs for a low-carbon energy system*. Report. International Energy Agency and The International Renewable Energy Agency.

Ibenholt, Karin, Lindhjem, Henrik, Skjelvik, John Magne, Rasmussen, Ingeborg, Vennemo, Haakon og Hanne Dybdahl (2010). Samfunnsøkonomisk analyse av eventuell utvidet petroleumsvirksomhet i Barentshavet-Lofoten. *Rapport* 2010/20. Vista Analyse AS.

Lahn, Bård (2017). Redusert oljeutvinning som klimatiltak: Faglige og politiske perspektiver. *Policy Note* 2017:01. CICERO Senter for klimaforskning.

Lazarus, Michael, Erickson, Peter og Kevin Tempest (2015). Supply-side climate policy: The road less taken. *Working paper* 2015-13. Stockholm Environment Institute.

Lindhjem, Henrik, Magnussen, Kristin og Ståle Navrud (2014). Verdsetting av velferdstap ved oljeutslipp frå skip – frå storm til smulere farvann. *Samfunnsøkonomen* 6/2014, 25-39.

- Loureiro, Maria L., og John B. Loomis (2012). International public preferences and provision of public goods: Assessment of passive use values in large oil spills. *Environmental and Resource Economics* 56, 521-534.
- Mauritzen, Johannes (2017). The effect of oil prices on field production: Evidence from the Norwegian Continental Shelf. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* 79 (1), 124-144.
- Miljøverndepartementet (2006). Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan). Stortingsmelding nr 8 (2005-2006).
- Mohn, K. (2008). Efforts and Efficiency in Oil Exploration: A Vector Error-Correction Approach. *The Energy Journal* 30 (4), 53-78.
- Mohn, K. (2009). Elastic Oil: A primer on the economics of exploration and production. I Bjørndal E. and Bjørndal, M. (red.) *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*. London: Springer.
- Oljedirektoratet (2010). Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja. Rapport.
- Oljedirektoratet (2012a). Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Rapport utarbeidet for Olje- og energidepartementet.
- Oljedirektoratet (2012b). Inntekter frå petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Rapport utarbeidet for Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet (2012). Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet. Rapport. 23. november 2012.
- Schelling, Thomas (1960). *The strategy of conflict*. Cambridge, MA. Harvard University Press.
- Toews, Gerhard og Alexander Naumov (2015). The relationship between oil price and costs in the oil and gas industry. *The Energy Journal* 36 (SI1), 237-254.
- Union Bank of Switzerland (2014). Global oil and gas analyser. Rapport. Global Resarch. Equities. 14. september 2014.
- Watkins, G. C. (2002). Characteristics of North Sea reserve appreciation. *The Quarterly Review of Economics and Finance* 42, 335-372.