

# Klima for investeringer

Artikkelen drøfter om norsk petroleumsvirksomhet er spesielt utsatt for klimarisiko, og om norske myndigheter bør redusere denne. Videre diskuteres det om det er fare for overinvestering på sokkelen og om Barentshavet representerer en særlig risiko knyttet til klima.

| Petter Osmundsen, Professor i petroleumsokonomi ved Universitetet i Stavanger

**O**ljeetterspørselen fortsetter å stige. I Det internasjonale energibyråets (IEA) nylig framlagte basisscenario fortsetter etterspørselsøkningen på grunn av befolkningsvekst, økende

etterspørsel i u-land og økende etterspørsel til petrokjemi, lastebiler, skipsfart og luftfart. Byrået anslår oljeprisen til 88 dollar per fat i 2025 og 112 dollar per fat i 2040.

Produksjonen på norsk sokkel har lang over tid en økende andel

av gass og her forventes sterk etterspørselsvekst. Selv i et scenario med dramatiske klimatiltak, som svært få anser som sannsynlig, blir det et betydelig behov for økte investeringer i petroleumssektoren. Og norsk sokkel har bra konkurransekraft. Nedsiden

knyttet til klima synes dermed begrenset. Men om nedsiden allikevel skulle slå til, hvordan vil det slå ut for Norge?

## Ekspertise

I utgangspunktet er klimarisiko, definert som økonomisk risiko knyttet til klimaendringer, som enhver annen type risiko. Den håndteres av selskapene på vanlig måte. Den direkte kostnaden ved klimagassutslippene blir internalisert gjennom kvoter og avgifter. I det norske reguleringsregimet for petroleumsnæringen er det delegert til oljeselskapene å vurdere prisrisiko.

Oljeselskapene jobber med dette på daglig basis, har ansatt eksperter, og sitter etter hvert også med investeringer i ny energi. Det er vanskelig å se at myndighetene skal kunne vurdere dette på en bedre måte og samtidig klare å overstyre selskapene på et presis og kontinuerlig vis som ikke medfører effektivitetstap.

Klimarisiko går ikke bare en vei. Risikoen må vurderes opp mot selskapenes forventninger, og klimapolitikken kan bli mindre inngripende enn forventet, og tilbudet av olje kan bli knappere enn forventet. Det kan være

at prisene blir lavere og tiltakskostnadene høyere enn selskapenes forventning, men det motsatte kan også være tilfelle.

I meldingene fra IEA går det klart fram at byrået er bekymret for forsynings situasjonen. Oljeselskapene rasjonerer kapital, og det har resultert i få nye funn, få utbygginger og rekordlav reserveerstatning. IEA er bekymret for forsyningskrise for olje det neste tiåret. Sannsynligheten for at oljeprisen blir betraktelig høyere enn basisestimatet, er derfor betydelig.

## Underinvesterer

Riksrevisjonen (2015) undersøkte avkastningskrav og investeringsatferd på norsk sokkel. Den rapporterte at selskapene har høyere avkastningskrav enn staten. Riksrevisjonen beskriver også en virkelighet der norsk sokkel i stadig større grad konkurrerer med prosjekter i utlandet, og at bare de mest lønnsomme prosjektene blir realisert.

Sammenholdt med selskapenes begrensede tilgang på kapital innebærer dette, ifølge Riksrevisjonen, at prosjekter som har positiv nåverdi med selskapenes egne avkastningskrav, ikke nødvendigvis blir realisert.

Riksrevisjonen uttrykker bekymring for manglende satsing på samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltak for å øke produksjonen fra modne felt. Underinvestering på norsk sokkel er også konklusjonen i *Wood Mackenzie (2018a)*.

Vi kan dele årsaken underinvesteringen inn i flere uavhengige faktorer: Oljeselskapene har mye høyere avkastningskrav enn den norske staten. En fersk undersøkelse av *Wood Mackenzie (2018b)* indikerer et representativt avkastningskrav for oljeselskaper på mellom 11 og 13 prosent reelt, mot 7 prosent for staten.

I tillegg til høye avkastningskrav praktiserer oljeselskapene kapitalrasjonering, det vil si at de krever at nåverdien må være av en viss størrelse, se *Emhjellen og Osmundsen (2017)*; *Emhjellen m.fl. (2017)*. Dette illustreres best ved at oljeselskapene har en oljeprisforventning på 70 dollar per fat og oppover, mens de krever at prosjektene skal være lønnsomme (gitt høyt avkastningskrav) på oljepris rundt 35 dollar per fat, såkalt balansepris.

En ytterligere buffer ligger i petroleumsskattesystemet, der selskapenes etter skatt-avkastning er betydelig lavere enn avkastningen før skatt, se *Osmundsen m.fl. (2015)*, *Wood Mackenzie (2018a)*, og *Lund (2018)*. Det



“Riksrevisjonen uttrykker bekymring for manglende satsing på samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltak for å øke produksjonen fra modne felt. Underinvestering på norsk sokkel er også konklusjonen i Wood Mackenzie (2018a).”

betyr at for å oppnå et gitt avkastningskrav etter skatt, må internrenten være flere prosent høyere før skatt.

Disse tre punktene innebærer at avkastningskravet som et prosjekt må levere før skatt på norsk sokkel for å bli sanksjonert, er mye høyere enn statens avkastningskrav. Det er en kile mellom de to kravene, og dette gir effektivitetstap for økonomien.

Det betyr at problemet på norsk sokkel ikke er «stranded assets», men underinvestering. Prosjekter som før skatt leverer rentabilitet langt over det som kan oppnås i andre næringer, blir ikke vedtatt.

### Ikke pris alene

Det er differansen mellom oljepris og kostnader som teller, ikke oljeprisen alene. Enkle analyser brukt til å illustrere nedsiderisiko på norsk sokkel, reduserer typisk oljeprisen, men holder kostnadene konstante. Når oljeprisen faller, skjer det imidlertid en reduksjon i de fleste kostnadselementene:

- Riggratene faller, se *Skjerpene m. fl. (2018)*
- Borehastigheten går opp, se *Osmundsen m. fl. (2010, 2012)*
- Oljeservicerater faller
- Rater for innleie av personell går ned
- Fabrikasjonskostnader faller
- Kostnadsoverskridelser reduseres, se *Dahl et. al (2017)*

Listen kan forlenges. Petroleumsbransjen er sterkt preget av outsourcing og at rater settes i et marked som responderer på aktivitetsnivået. Man har ikke stive priser nedover som samfunnsøkonomer gjerne legger til grunn. Når aktiviteten faller, faller også faktorprisene.

Gjennomsnittskvaliteten på innsatsfaktorene øker og prosjektkontrollen bedres slik at produktiviteten

øker. Når aktiviteten faller, er det bare de mest egnede riggene og de mest kompetente fagpersonene og prosjektlederne som er engasjert. Kombinasjonen av økt produktivitet og reduserte inputpriser gir sterk kostnadsreduksjon.

Artiklene det henvises til, gir lokale elastisiteter som ikke uten videre kan benyttes ved store prisreduksjoner. Store prisreduksjoner, slik vi så fra 2014, har den tilleggseffekten at det initierer systemforbedringer, eksempelvis kostnadsforbedringer i utbyggingskonseptene.

Equinor opplyser at selskapet i 2013 regnet med å trenge en oljepris på 70 dollar per fat for at prosjektene de da jobbet med, skulle være lønnsomme. For tilsvarende portefølje må de i dag bare ha en pris på 21 dollar per fat for at prosjektene skal være lønnsomme.<sup>1</sup>

Dette betyr at en del analyser som er laget for nedsiderisiko i norsk oljebransje, ikke har faglig gyldighet. Bransjen viser en rask og omfattende justering til lavere prisnivå som betyr at lønnsomheten er mye mindre avhengig av oljeprisen enn mange tror. Det klareste utslag av dette er at oljeaksjer er mer korrelert med markedsindeksen enn med oljeprisen.

### Barentshavet

Som følge av grunt vann, reservoarer som ligger grunt, samt Golfstrømmen, skiller Barentshavet seg økonomisk sett positivt ut blant arktiske farvann. Golfstrømmen gjør at Barentshavet stor sett er isfritt, noe som gjør det vesentlig enklere å drive petroleumsvirksomhet. Tilsvarende bidrar grunt vann og grunne reservoarer til at det er vesentlig enklere og rimeligere å bore. Letebrønner koster nå bare 200 millioner, ifølge oppslag i *Dagens Næringsliv* 24. april 2017.<sup>2</sup>

Norske og russiske kilder uttaler til avisen at kombinasjonen av billig boring og relativt sett store funn

(dobbelte så store som i Nordsjøen) gjør at funnkostnadene er lave, og utbyggingskostnadene oppgis å være konkurransedyktige. På grunn av manglende infrastruktur kan det innledningsvis være høyere utbyggingskostnader enn i Nordsjøen for felt av mindre størrelse.

Barentshavet omtales ofte som et arktisk område med høy risiko. Oljeprosjekter i Barentshavet anses ofte som lønnsomme, men det stilles spørsmål ved lønnsomheten i utvinning av gass i dette havområdet. Oljeprosjekter har kort tilbakebetalingstid, ofte bare noen få år, mens gassprosjekter kan ha en ekstra avstand til markedet samtidig som tilbakebetalingstiden er lang.

På den annen side gir gass mindre utslipp og er dermed forventet å være mindre utsatt i forhold til klimatilpassing. I en fagartikkel fra SSB og Cicero - *Lindholt og Glomsrød (2018)* - påpekes det at gass er et lavkarbon-alternativ til kull i kraftproduksjon, og de finner at selv ved et to-graders scenario blir arktisk gassproduksjon høyere enn i dag.

Modellkjøringer viser at den gassproduksjonen fra arktisk del av norsk sokkel som bidrar til utfasing av kull, kommer til å stige jevnt. I 2050 blir produksjonen av gass tre ganger så høy som i 2012-referansescenarioet.

Norge gjøre det bedre enn andre regioner som følge av lavere kostnader og raskere oppstart.

Johan Castberg-feltet forventes nedbetalt på to år. I henhold til konsekvensutredningen fra juni 2017, forventes det at feltet har en samfunnsøkonomisk nåverdi på 85 milliarder 2016-kroner, hvorav 62 milliarder tilfaller staten i form av skatter og avgifter.

Balanseprisen før skatt er beregnet til 31 dollar per fat.<sup>3</sup> Johan Castberg-feltet er alene er nok til å betale for mer enn 400 av dagens letebrønner. Det er boret 130 letebrønner i Barentshavet så langt. For alle praktiske formål er derfor lønnsom-

heten for leting i den norske delen av Barentshavet allerede sikret bare med ett felt, forutsatt at prosjektgjennomføringen av Castberg-feltet følger planen.

### Konklusjon

I de nye scenarioene fra IEA fremstår nedsiderisikoen liten for olje. Byråets basisforventning for oljeprisen er 88 dollar per fat i 2015 og 112 dollar per fat i 2040. Det tegnes et entydig positivt bilde for gass, som utgjør en økende andel av norsk utvinning.

Men hva om verdens nasjoner, mot forventning, skulle bli enige om drastiske klimatilpassingstiltak, hvordan blir Norge påvirket? Vi har mest gass, og her øker etterspørselen også ved strenge klimatilpassingstiltak. Oljeprisen, ved streng klimapolitikk globalt, gir fortsatt rom for betydelig oljevirkosomhet på norsk sokkel.

Nedbetalning over få år reduserer risikoen for oljeprosjekter og gassprosjekter, og det vinner antakelig på en strengere klimapolitikk.

Man kan argumentere med at vi i nedgangskonjunkturen vi har vært gjennom er et naturlig eksperiment på hvordan oljevirkosomheten i Norge tåler prisfall. Prisfallet vi har hatt, var mye raskere og større enn det som ventes å inntre ved streng klimapolitikk.

Norsk petroleumssektor har vist seg svært fleksibel. Kostnadene er blitt redusert drastisk og sterk lønnsomhet er gjenopprettet. Oljefondet muliggjorde motkonjunkturtiltak som reduserte makroøkonomisk effekt.

Bransjen har i praksis tilbakevist krisescenarier for sokkelen der forskere, mot bedre vitende, reduserer oljeprisen og samtidig holder kostnadene konstante. Fall i aktivitet medfører kraftig reduserte rater og en betydelig produktivitetssoppgang, som sammen demper den økonomiske effekten av prisfallet.

Oljeselskapene krever at prosjekter skal være lønnsomme dersom oljeprisen skulle falle til 35 dollar per fat. I likhet

med andre anser de dette som usannsynlig, de tror i henhold til egne regnskaper, på oljepriser fra 70 og oppover, men stiller denne typen krav siden de rasjonerer knappe investeringsmidler.

Med oljeprisforventning på minst det dobbelte av kriteriet for prosjektsanksjonering, må vi bare si at det er imponerende å holde levende en debatt om ulønnsomme oljeprosjekter. Det er underinvestering som er problemet. Det er prosjekter med rentabilitet før skatt betydelig over samfunnsøkonomisk avkastningskrav som ikke blir vedtatt, og prosjekter som vedtas, er underdimensjonert.

Kilen mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk avkastningskrav består av høyere avkastningskrav hos selskapene, selskapenes kapitalrasjonering, og et vridende skattesystem.

Virksomheten i Barentshavet blir ofte sammenliknet med andre arktiske farvann, som typisk er karakterisert ved dyr utvinning. Sammenlikningen er ikke dekkende. Barentshavet gjør det bedre enn andre slike regioner på grunn av lavere kostnader og raskere oppstart. Området er tilnærmet isfritt, det blåser lite. Grunt vann og grunne reservoarer medfører at det er relativt sett rimeligere å bore og bygge ut.

### Litteratur

Emhjellen, M. og P. Osmundsen (2017), «Capital Rationing by Project Metrics», in Mjøs, A., Gjesdal F. og M.H. Bjørndal, eds., (2017), *Finance and Society. An Anthology in Honour of Thore Johnsen*, pg. 359-376, Cappelen Damm Akademisk.

Emhjellen, M., Løvås, K. og P. Osmundsen (2017), «Petroleum Tax Competition Subject to Capital Rationing», CESifo working paper No. 6390; [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2951056](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2951056)

IEA (2018), *The world energy outlook*.

Lindholt, L. og S. Glomsrød (2018), «Phasing out coal and phasing in renewables. Good or bad news for arctic producers?», *Energy Economics* 70, 1-11.

Lund, D. (2018), «Increasing resource rent taxation when the corporate income tax is reduced?», Memorandum 03/2018, Department of Economics, University of Oslo.

Osmundsen, P., Emhjellen, M., Johnsen, T., Kemp, A. and C. Riis (2015), «Petroleum taxation contingent on counter-factual investment behavior», *Energy Journal* 36, 1-20.

PL532 Johan Castberg PUD del II – Konsekvensutredning, Juni 2017, <https://www.equinor.com/content/dam/Equinor/documents/impact-assessment/johan-castberg/Equinor-pl532-johan-castberg-pud-del-ii-konsekvensutredning-30-juni-2017.pdf>

Riksrevisjonen (2015), *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel*, Dokument 3:6 (2014-2015).

Wood Mackenzie (2018a), «Norway's petroleum tax system. Is it time for change?», rapport.

Wood Mackenzie (2018b), «State of the upstream industry», survey.

“Johan Castberg-feltet er alene er nok til å betale for mer enn 400 av dagens letebrønner. Det er boret 130 letebrønner i Barentshavet så langt.”

<sup>1</sup> Dn.no, 04.08.2018 - 08:42; <https://www.dn.no/nyheter/2018/08/04/0842/Olje/analytiker-spar-ekstrem-lonnsomhet-for-equinor>

<sup>2</sup> <https://www.dn.no/myheter/2017/04/25/1325/Olje/-bare-mosambik-billigere-enn-barentshavet>

<sup>3</sup> Prop. 80 S, Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten.