

Lønnsomhet ved Goliatfeltet

Av Knut Einar Rosendahl, professor ved Handelshøyskolen, NMBU

Dette korte notatet gjør rede for beregninger av lønnsomheten ved Goliatfeltet, nærmere bestemt lønnsomhet før skatt. En slik beregning sier noe om den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved feltet, når man ser bort fra eksterne effekter (f.eks. miljøeffekter som ikke er internalisert i form av avgifter). Historiske og (anslag for) framtidige kostnader og inntekter er inkludert.

Data og forutsetninger for beregningene

Følgende data er lagt til grunn i beregningene:

- Årlige historiske kostnader tilbake til 2009 da utbyggingen startet. Årlige investeringskostnader for 2009-15, samt anslag for gjenværende investeringskostnader, er offentlig tilgjengelig på norskpetroleum.no. Totale investeringskostnader (løpende priser) er anslått til ca. 50 mrd. kroner (norskpetroleum.no). Kostnadstallene er supplert med mer detaljert informasjon fra SSB.
- Operatøren ENI oppgir på sin hjemmeside at årlige driftskostnader vil være ca. 1,5 mrd. kroner. Det er uklart om dette inkluderer CO₂-kostnader. I beregningene er det antatt at de er inkludert. Det er også uvisst om problemene ved feltet har medført økte driftskostnader. I beregningene er det lagt til grunn 1,5 mrd. kroner hvert år så lenge feltet er i drift.
- Månedlig produksjon fra feltet begynte å produsere mars 2016.
- Månedlige priser på Brent Blend og valutakurser siden mars 2016.

Følgende antakelser er lagt til grunn i beregningene:

- Produksjonen resten av 2017 antas å ha månedsproduksjon lik gjennomsnittet hittil i år. Det er antatt at feltet når maksimal årsproduksjon i 2018, som operatøren anslår til 5,4 mill. Sm³ olje. Dette er trolig optimistiske antakelser gitt den nåværende statusen til feltet. Deretter er det lagt til grunn en produksjonsprofil i tråd med informasjon fra operatøren, som bl.a. innebærer at produksjonen har falt til 1,7 mill. Sm³ i 2022. Produksjonen avsluttes i 2031. Samlet produksjon over tid er 32 mill. Sm³. Ifølge norskpetroleum.no er utvinnbare reserver anslått til 31 mill. Sm³. Den eksakte produksjonsprofilen er usikker, men moderate avvik fra den anvendte profilen påvirker ikke lønnsomheten i særlig grad.
- Oljeprisen framover er antatt å være \$55 per fat med en dollarkurs på 8 NOK/\$, målt i faste 2016-priser. Dette utgjør 2768 NOK per Sm³, som er rett over Regjeringens anslag for 2018-2019. Dagens oljepris er noe høyere (ca. 3000 NOK per Sm³ i 2016-priser), og betydningen av endrede oljeprisanslag blir testet nedenfor.
- Diskonteringsrenta er i utgangspunktet satt lik 7%, målt som realrente. I Stortingsproposisjonen om utbygging og drift av Goliatfeltet (St.prop. nr. 64 2008-2009) ble denne diskonteringsrenta lagt til grunn. I veiledningen for plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) som OED ga ut i år, står det også at «lønnsomheten skal vises som nåverdi med myndighetenes 7 pst. avkastningskrav». Hva som er riktig diskonteringsrente kan imidlertid diskuteres, og betydningen av andre diskonteringsrenter blir testet nedenfor.
- Det beregnes nåverdi tilbake til 2009 (målt i 2016-priser), som var første år med investeringskostnader. Dersom man i stedet beregner nåverdi i 2016, da produksjonen startet opp, blir naturlig nok nåverdien større i absoluttverdi (i praksis mer negativ).
- Det er ikke tatt hensyn til letetekostnader forbundet med å finne feltet i beregningene. Goliat ble funnet i år 2000, og nåverdien av letetekostnadene er betydelige. Det er heller ikke tatt

hensyn til kostnader ved framtidig avslutning/nedstenging av feltet. Disse er i St.prop. anslått til 2,9 mrd. kroner. Regnet om til nåverdi i 2009 utgjør det om lag 0,7 mrd. kroner (hvis feltet stenges ned kort tid etter avsluttet produksjon). Siden disse tallene er usikre, er de ikke inkludert i beregningene. Disse faktorene bidrar til at anslagene for nåverdi kan være på den optimistiske siden.

Resultater

Gitt dataene og forutsetningene nevnt over, kan den samlede nåverdien (for selskap og stat) av Goliatfeltet anslås til ca. -12 mrd. kroner (nåverdi 2009). Den negative lønnsomheten henger naturlig sammen med at investeringskostnadene har blitt vesentlig større enn antatt da utbyggingen ble besluttet og godkjent av Stortinget i 2009. I tillegg kommer forsinkelser i produksjonen, som gjør at inntektene ved feltet kommer flere år senere enn opprinnelig antatt. Oppstarten ble forsinket med tre år, og det første halvannet året har hatt mindre produksjon enn planlagt.

Lønnsomheten ved feltet avhenger naturligvis av oljeprisen framover. Et interessant spørsmål er hvor høy oljeprisen må være for at feltet skal gå i balanse. Med uendrede forutsetninger ellers må oljeprisen fra og med januar 2018 være litt over \$75 per fat, målt i faste 2016-priser (gitt dollarkurs lik 8). Alternativt at den er \$65 per fat i 2018 og så stiger med 5% (pluss inflasjon) hvert år fram til 2031. Dersom man inkluderer letetekostnader i regnestykket, må oljeprisen bli enda høyere for at feltet skal gå i balanse.

Valg av diskonteringsrente kan som nevnt diskuteres. Finansdepartementet anbefaler f.eks. generelt en diskonteringsrente på 4% (realrente) for offentlige prosjekter. Med en slik rente anslås nåverdien av Goliatfeltet til ca. -7 mrd. kroner (nåverdi 2009). Internrenta (dvs. realrenta som gjør at feltet akkurat går i balanse) kan beregnes til ca. 1,5% (gitt uendrede forutsetninger ellers). Med letetekostnader inkludert blir internrenta enda lavere.

Oppsummering

Lønnsomhetsberegningene for Goliatfeltet tyder på at feltet med stor sannsynlighet vil ha en negativ nåverdi når feltet er avsluttet. Unntaket er dersom oljeprisen skulle stige betydelig framover. Ettersom kostnadene trolig er undervurdert i beregningene, spesielt hvis man tar hensyn til letetekostnader, er lønnsomheten antakelig enda litt dårligere enn beregnet her.

Det er mer krevende å beregne netto skatteinntekter for staten. Men gitt den klart negative lønnsomheten ved feltet, og innretningen av petroleumsskatteregimet, er det stor sannsynlighet for at feltet er ulønnsomt for staten (målt som nåverdi av netto skatteinntekter). Det skyldes blant annet at skattleggingen skjer på selskapsnivå, og ikke for hvert enkelt felt. Begge de to rettighetshaverne (ENI og Statoil) har eierandeler i flere andre felt på norsk sokkel.