



UiT Norges arktiske universitet

SOK2014 – Nytte- og kostnadsanalyse i teori og praksis

Prosjektoppgave, Høst 2024

Oppdragsgiver: UiT



Fakultet for biovitenskap, fiskeri og økonomi

Elektrifisering av Troll B og C – En lønnsomhetsvurdering

Kandidatnr; 86
SOK2014, Høst 2024



Sammendrag

Denne oppgaven vil utforske elektrifiseringen av sokkelen med et spesielt fokus på plattformene Troll B og C. Hovedmålet er å evaluere om elektrifiseringen av disse plattformene er lønnsom fra et bedriftsøkonomisk perspektiv. Oppgaven vil gjennomføre en lønnsomhetsvurdering basert på ulike strømpris- og karbonprisbaner, for å vurdere den økonomiske levedyktigheten av elektrifiseringen. Gjennom denne analysen skal man bedre kunne forstå hvilke forutsetninger som kreves for en vellykket implementering. Målet er å bistå beslutningstakere med å ta informerte valg som leder oss mot en mer bærekraftig fremtid samtidig som det opprettholder økonomisk lønnsomhet.

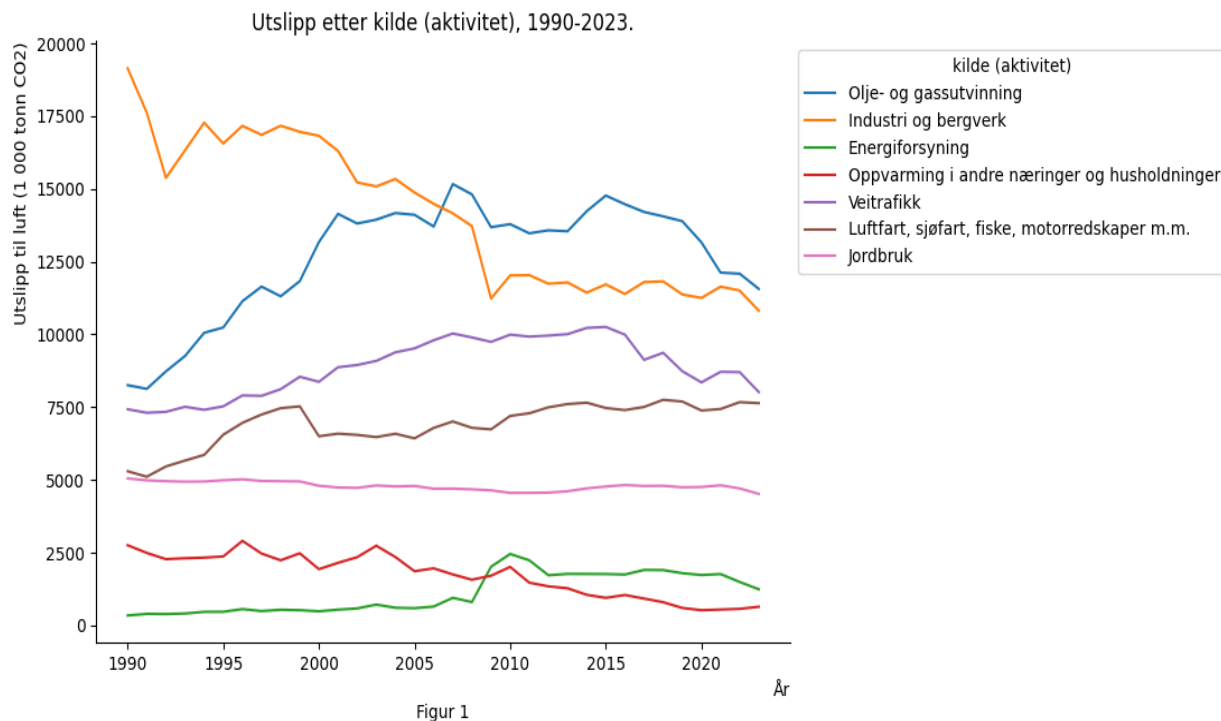
Resultatene viser at lønnsomheten ved elektrifiseringen av Troll B og C med en investeringskostnad på 8,1 milliarder kroner og et strømbehov på 116MW, er særlig avhengig av tre faktorer; Prosjektets levetid, karbonprisbanen og strømpriser. Under den forventede karbonprisbanen vil prosjektet bli lønnsomt etter 23 år i drift, og har etter 30 år en nettonåverdi på 1,6 milliarder (med en diskonteringsrente på 4%). Da legger vurderingen til grunn en avtagende strømpris, noe som er i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse 2022-2055 (2023). Hvorvidt en avtagende strømpris er realistisk kan diskuteres, og for å kompensere for dette man også anvendt en økende strømpris frem mot 2035, som deretter stabiliserer seg frem til 2055. Ved bruk av en økende strømpris har prosjektet utelukkende negative nåverdier ved levetider på 30, 20 og 10 år. Dette indikerer at prosjektet ikke blir lønnsomt og at prosjektet under disse rammene ikke bør gjennomføres. Ved en høy karbonprisbane ser man positive nettonåverdier med levetider på 30 og 20 år, mens det er en negativ nåverdi med en levetid på 10 år. Dette gjelder for både økende og avtagende strømpris. Ved en lav karbonprisbane ser man utelukkende negative nåverdier, også i begge strømpris scenarioene.

Resultatene indikerer at lønnsomheten ved gjennomføringen avhenger av fordelaktige strømpriser og, ideelt sett, en høy CO_2 -kvotepris for å oppveie de økte kostnadene som oppstår ved å unnlate elektrifisering.

Bakgrunn

En økende bevissthet angående global oppvarmning har drevet beslutningstakere til implementere tiltak som reduserer de nasjonale utslippene. Selv om det er en hyppig økning i fornybare energi kilder, er det en generell oppfatning om at fossile energi kilder skal fortsette å spille en viktig rolle også i fremtiden. Det er derfor naturlig å undersøke tiltak som reduserer CO_2 utslipp assosiert olje- og gassutvinning for å sikre en bærekraftig overgang til renere energi. Norge er i en spesiell posisjon. Olje og gass sektoren er den største industrien i Norge, og var i 2017 den åttende største produsenten av olje, og den tredje største av gass i verden (Olje- og energidepartementet). Mesteparten av oljen og gassen blir eksportert, som betyr at utslippene som forekommer ved utnyttelsen av energien ikke er direkte knyttet til Norge. Utvinningen er likevel en energi intensiv prosess, som fører til CO_2 -utslipp i atmosfæren. Sektoren var ansvarlig for 14.8 Mt CO_2 ekvivalenter i 2016 (SSB), som representerer 28% av nasjonale utslipp. Det er derfor tydelig at tiltak som omhandler reduksjon av utslipp bør sikte mot petroleum sektoren. Den største

andelen av utslipp kommer fra gass som brukes til drivstoff i gass turbinene. Bruken av gass turbiner offshore er godt etablert. Likevel, er gass turbinene ofte lite effektive og mange studier indikerer at eksosgassen er den største kilden til energi tap (Nord, L.O et al, 2014).



Figur 1 viser utslipp til luft etter kilde (1 000 tonn CO_2 -ekvivalenter), i en tidsserie fra 1990 til 2023. Olje- og gassutvinning er den største utslippskilden i Norge, men har siden 2015 har det vært en nedgående trend i utslipp fra olje- og gass sektoren, mye takket være elektrifisering av flere offshore plattformer. Flere prosjekter har blitt gjennomført med hensikt i gå fra bruk av gass-turbiner, som har høye CO_2 -utslipp, til elektrisitet levert via kabler fra land . Denne overgangen er en del av en bredere innsats for å redusere CO_2 utslipp og oppnå Norges klimamål.

Norge har forpliktet seg til å redusere sine klimagassutslipp med minst 50% og opp mot 55% sammenlignet med 1990-nivåer innen 2030. Dette målet er i tråd med Parisavtalen og er delvis integrert gjennom EUS klimarammeverk, ettersom Norge er tilknyttet EU gjennom EØS-avtalen. I tillegg til dette har Norge som mål redusere klimagassutslippene med 90-95% sammenlignet med 1990-nivåer innen 2050 (Miljodirektoratet).

Utslippskjeden

Utslippene fra offshore-plattformene skal primært reduseres ved å erstatte gassturbiner med kraft fra land. Denne elektrifiseringen krever betydelige mengder elektrisk kraft og kan påvirke både tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Det europeiske strømmarkedet styres av flere faktorer, og det norske kraftmarkedet, særlig i Sør-Norge, er tett koblet til det europeiske gjennom eksport- og importkabler. En elektrifisering av sokkelen vil sannsynligvis føre til at markedet justerer forventningene om fremtidig etterspørsel etter

kraft. Økt etterspørsel kan resultere i høyere strømpriser både på kontinentet og nasjonalt. Samtidig kan forventninger om økt forbruk stimulere til økte investeringer i eksisterende kraftproduksjon og utbygging av ny kapasitet.

Gassen som frigjøres ved elektrifisering kan enten eksporteres til Europa eller brukes nasjonalt. Økt gasstilbud til Europa kan brukes til ulike formål og vil påvirke gassprisene, noe som fører til justeringer i tilbud og etterspørsel. Prisdannelsen i det europeiske kraftmarkedet styres av en felles algoritme som gjør at endringer i én del av markedet kan ha ringvirkninger i hele systemet.

På grunn av disse koblingene gir det liten mening å analysere effektene av elektrifisering av norsk sokkel utelukkende fra et nasjonalt perspektiv. Endringene må vurderes i en bredere, europeisk sammenheng for å forstå de fulle konsekvensene for energimarkedene.

Kvotesystemet

Norge er en del av det europeiske kvotesystemet (EU ETS). EUs kvotesystem fungerer ved at det setter et tak på den totale mengden klimagasser som kan slippes ut av anlegg som er omfattet av systemet. Dette taket reduseres over tid, slik at de samlede utslippene faller.

Anlegg i kraftsektoren og industrien må ha en utslippskvote for hvert tonn CO_2 de slipper ut. Kvoter kan kjøpes og selges på kvotemarkedet. Dette gir selskaper fleksibilitet til å kutte utslipp der det koster minst. Bedrifter må handle kvoter for å dekke sine utslipp, eller redusere utslippene for å unngå kjøp av kvoter. Siden det samlede taket på kvoter ligger fast vil reduksjoner i utslipp fra en aktivitet (bedrift) bli motsvart med en tilsvarende økning i utslipp fra en annen aktivitet. Siden petroleumssektoren og all el-produksjon i Europa er inne i EU vil elektrifiseringen i utgangspunktet ikke kunne påvirke CO_2 -utslipp i europa (Torvanger & Ericson, 2013, s.11).

Karbonlekkasje

Økninger i kvotepriser påvirker konkurranse evnen til EU med resten av verden, økt pris kan gi opphav til karbonlekkasje. Dette oppstår ved at varer som er produsert i Europa utkonkurreres av varer produsert utenfor Europa. Lekkassen skjer ved enten ved at produksjonen flytter ut av Europa, eller ved at forbruket vris mot importvarer som blir relativt billigere på grunn, av strengere reguleringer av klima gassutslipp i Europa. I verste fall fører karbonlekkasje til økte globale utslipp (Tennbakk et al, 2023, s. 19)

Elektrifisering av plattformene Troll B og C - lønnsomhetsvurdering

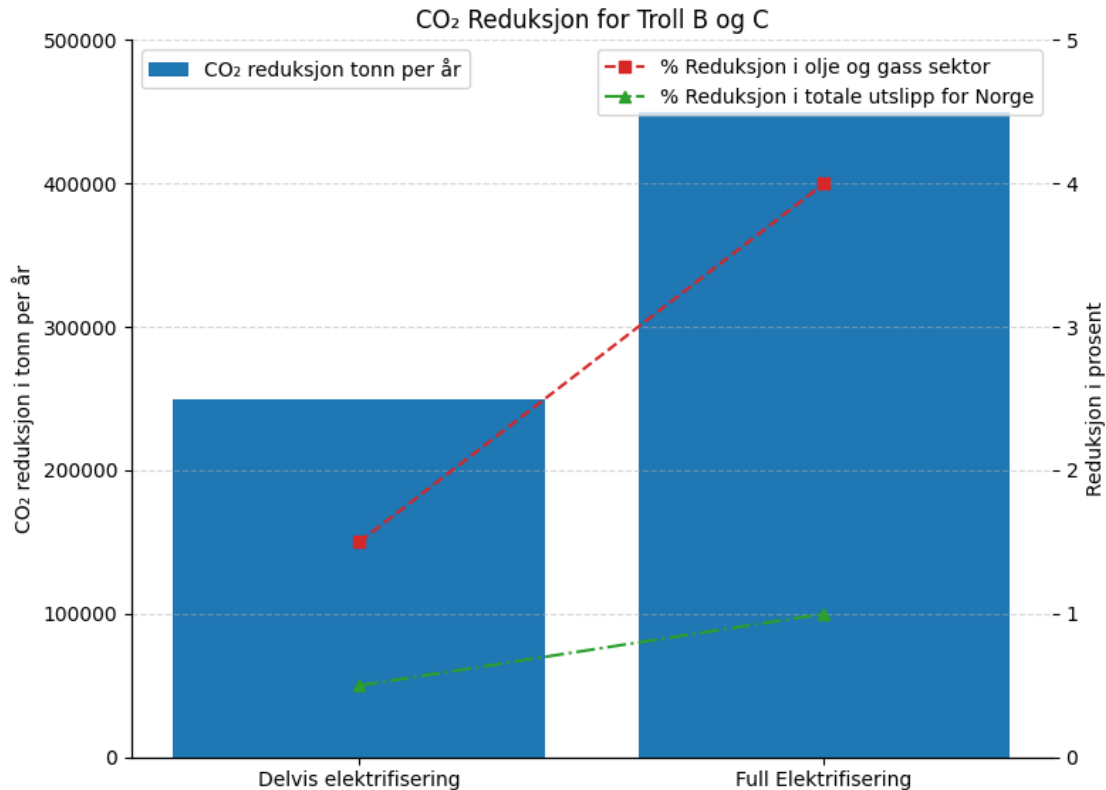
I denne analysen vil jeg se nærmere på lønnsomheten ved elektrifiseringen av Troll B og Troll C. Per nå er Troll B og C delvis elektrifisert, mens Troll C er planlagt en full elektrifisering innen 2026.

I 2021 ble de årlige utslippsreduksjonene som følge av TWEL-prosjektet anslått til å utgjøre ca. 450 000 tonn CO_2 per år, tilsvarende tre prosent av de totale utslippene fra olje- og gassutvinning (Equinor, 2021). I september 2024 kunngjorde Equinor at plattformene B og

C nå delvis drives av strøm fra land. Dette har reduserte utslippene på sokkelen med 250 000 tonn CO_2 , som reduserer Norge sitt totale årlige utslipp med omtrent en halv prosent. TWEL-prosjektet har som mål å fortsette elektrifiseringen, slik at Troll C blir fullt elektrifisert. Ved ferdigstilling av Troll C skal de årlige utslippene reduseres med ytterligere 200 000 tonn CO_2 . Den totale årlige reduksjonen i CO_2 -utslipp er dermed beregnet til å være omtrent 450 000 tonn CO_2 , som samsvarer med estimatet fra 2021. Totalt vil dette redusere Norges årlige utslipp med rundt én prosent og utslippene fra olje- og gassutvinning med nesten fire prosent. Infrastruktur på Kollsnes og kabelen til plattformen er designet for en eventuell full elektrifisering av Troll B på et senere tidspunkt (Equinor, 2024). Troll B skal bare delvis elektrifiseres på grunn av at plattformen også skal kunne fungere som en sikkerhetsventil i tilfelle det oppstår strømbrudd.

De viktigste antakelsene og avgrensningene for lønnsomhetsvurderingen kan kort oppsummeres med følgende punkter:

- CO_2 utslipp og investeringskostander på Troll B og C: Her er det blitt anvendt tall oppgitt av Equinor (2024).
- Karbonpriser er hentet fra regjeringen sin karbonpris bane for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2024.
- Lønnsomhetsvurderingen anvender to strømpris prognoser. En strømpris bane er beregnet ved en lineær prognose basert på Statnett sin langsiktige markedsanalyse 2022-2050 (2023), den andre prisbanen antar at strømprisene vil øke i takt med karbonprisene.
- For å finne mengde frigjort gass er reduksjonen i CO_2 – *utslipp* regnet tilbake til mengde naturgass ved å bruke gjennomsnittlige utslippsfaktorer.
- Gasspris er hentet fra den danske gassbørsen, Gaspoint Nordic. Disse prisene representerer markedsprisen på naturgass før nasjonale skatter, avgifter og karbonkostnader legges til. Gass prisutviklingen er regnet ved å anvende samme stigningstall som i karbonprisbanen fra regjeringen.
- Analysen har sett bort i fra CO_2 utslipp som kommer fra stålproduksjon.
- På grunn av manglende informasjon har oppgaven sett bort i fra vedlikeholdskostnader, og andre kostnader knyttet til driften av plattformene.



Figur 2

Figur 2 illustrerer hvilken effekt en delvis elektrifisering og en full elektrifisering har på utslipp i olje og gass sektoren, og hvilken effekt det har på totale utslipp i Norge.

En full elektrifisering vil redusere de totale utslippene med 1%, mens en delvis elektrifisering reduserer utslippene med ca. 0.5%. Dette tilsvarer henholdsvis 4% og 1,5% av utslippene fra olje og gass sektoren.

Gjennomføring av analysen

Equinor har beregnet at investeringene knyttet til elektrifiseringen av Troll B og C vil beløpe seg til om lag 8.1 milliarder nok (Equinor, 2021). Prosjektet har fått tilegnet støtte ifra næringslivets NOx-fond på totalt 520 millioner norske kroner (Equinor, 2024). Investeringskostnaden sammen med strøm- og karbonpriser er de største komponentene i lønnsomhetsvurderingen, og er naturligvis avgjørende for prosjektets lønnsomhet. Analysen har anvendt investeringskostnaden oppgitt av Equinor.

Elektrifiseringen krever store mengder elektrisitet, og for å beregne driftskostnadene for plattformene etter elektrifisering, trenger man fremtidige strømprisestimater. Det samlede strømforbruket for Troll B og C er anslått til 116 MW etter full elektrifisering (Equinor, 2024). Elektrisiteten vil bli overført til plattformene via en kabel fra Kollsnes til Troll B og videre fra Troll B til Troll C. Strømpriser i Norge og Norden påvirkes av lokale forhold, som vannkraft produksjon, vindkraftkapasitet, og overføringskapasitet mellom prisområder (Statnett, 2023). Internasjonalt er det ofte en sterkere sammenheng mellom gasspriser og strømpriser i land der gasskraftverk utgjør en betydelig del av kraftproduksjonen, fordi

marginalkostnaden for gasskraft ofte setter strømprisen. I Norge er denne sammenhengen betydelig svakere, vannkraft står for 90% av total elektrisitetsproduksjonen (SSB, 2024), og dominerer derfor kraftproduksjonen. I lys av dette har lønnsomhetsvurderingen anvendt to strømpris prognoser; en prognose som forventer en avtagende strømpris frem mot 2055, og en som forventer en økende strømpris.

Strømpris

Lønnsomhetsvurderingen har anvendt to ulike strømpris prognoser. I Statnetts langsiktige markedsanalyse er det en forventning om lavere strømpriser frem mot 2055, estimatene bygger på lavere gasspriser og et økt tilbud ny elektrisk kraft. Denne prognosen kan fremstå som noe optimistisk, og vurderingen har derfor i tillegg anvendt en prognose for å kompensere for dette. I den andre prognosen er det lagt inn en forventning om økte gasspriser, og ettersom behovet for elektrisk kraft øker som følge av overgangen til mer klimavennlig energi, at gass- og strømprisene øker.

Statnett prognose

Strømprisprognosen baserer seg på langsiktige priser hentet fra Statnetts markedsanalyse. Det er vanlig praksis i slik analyser at kraftprisene beregnes med bakgrunn i marginal kostnader, som inkluderer CO2-kvoter for fossile kraftverk. I denne analysen er ikke dette tatt hensyn til, ettersom at den norske el-miksen består av 90% vannkraft (SSB, 2024), på den andre siden har likevel strømprisene fulgt gassprisene, dette er fordi på Europa er helt avhengig av gasskraft, ettersom det frie gassmarkedet er betydelig større enn det frie el-markedet. Ved hjelp av en lineær prognose er de fremtidige strømprisene beregnet frem til 2055. Ifølge rapporten forventes et markant fall i strømprisene i hele Europa, inkludert Norge, som vil bli påvirket av tilknytningen til det europeiske kontinentet. Fallet i strømprisene drives av forventede lavere gasspriser og økt produksjon av fornybar energi. I tillegg forventes det at strømprisene i Sør-Norge vil nærme seg prisnivåene i resten av landet, noe som vil føre til mer ensartede priser over hele Norge (Statnett, 2023).

I Statnetts basisscenario estimeres kraftprisen i Sør-Norge til å ligge mellom 50-70 euro per MWh fra 2025 til 2030, 45-55 euro per MWh i 2030 og 2035, og rundt 40 euro per MWh i 2040 og 2050. Disse prisene er omtrent på nivå med det historiske gjennomsnittet for perioden 2010-2020 (Statnett, 2023, s. 58). I denne analysen har disse tallene blitt brukt som et utgangspunkt (prognosen har brukt gjennomsnittet for de oppgitte periodene 2025-2030 og 2030-2050), det er også anvendt en lineær prognose for å estimere den årlige prisen i intervallene mellom disse. Rapporten oppgir ikke regional pris for sone N05 (Kollsnes), derfor har analysen sett bort fra regionale forskjeller, og anvendt en strømpris som gjelder for hele Sør-Norge. Statnetts rapport diskuterer også en forventet volatilitet i fremtidige strømpriser. Rapporten legger frem prognoser i både basisscenario, høy- og lavpris scenario. Volatilitet er en risiko for prosjekter som er avhengig av stabile energikostnader. Denne lønnsomhetsvurdering har bare anvendt prisbanen som følger basisscenarioet.

Alternativ prognose

Statnetts strømprisprognoser har en optimistisk tilnærming til fremtidige priser der den antar fallende strømpriser frem til 2055. Selv om disse estimatene er en del av vurderingen, bør de behandles med forsiktighet. For å kompensere, har vurderingen også inkludert en alternativ prognose basert på antagelser om en økning i fremtidige gasspriser.

I denne overgangsperioden, der vi gradvis faser ut olje og gass til fordel for fornybar energi, forventes det at både gasspriser og strømpriser vil stige. Prognosen forutser en økning i strømprisene fram til 2035, hvorefter de forventes å stabilisere seg på et nivå som er 0,10 øre høyere enn dagens pris på tilnærmet 0,70 NOK/kWh. Denne prognosen reflekterer påvirkningen fra stigende gasspriser på strømprisene, men forutsetter en moderat prisvekst på grunn av regionale forskjeller. Dette tar særlig hensyn til det norske energimarkedet, som primært er basert på vannkraft. Her er det lagt inn en forventet årlig prisstigning på 2,2 prosent fram til 2035.

Strømbehov

Plattformene vil sannsynligvis være i drift hele året. Med 8760 timer i året: 365 dager \times 24 timer, kan man beregne det årlige strømforbruket.

$$\text{Strømkostnad} = \text{strømforbruk}(kWh) \times \text{Årlige timer} \times \text{Årligstrømpris per kWh}$$

$$mWh \text{ Årlig timer} = 116mWh \times 8760 = 1\,016\,160 \text{ Årlige mWh}$$

$$mWh \rightarrow kWh = 1016160 \times 1000 = 1\,016\,160\,000 \text{ Årlige kWh}$$

$$\text{Strømkostnad} = 1\,016\,160\,000 \times \text{Årlig strømpris prognose}$$

Andre driftskostnader

Selv om mye av den nye infrastrukturen er elektrisk, vil det fortsatt være behov for vedlikehold. Elektriske systemer krever mindre vedlikehold enn gassturbiner, det vil likevel være nødvendig med inspeksjoner, utskiftninger av komponenter og generelt vedlikehold. Dette vil også inkludere vedlikehold av kabelinfrastrukturen.

Plattformene vil fortsatt bruke gass til de store eksportkompressorene inntil full elektrifisering av Troll C er fullført. Disse kostnadene vil reduseres over tid når gassen kan eksporteres i stedet for å brukes til kraftproduksjon.

På grunn av manglende informasjon har lønnsomhetsvurderingen sett bort i fra vedlikeholdskostnader.

Frigjort gass

Equinor (2024) oppgir at elektrifiseringen vil redusere utslippene med 450 000 tonn CO₂. Dette kan brukes til å regne ut mengden frigjort gass ved elektrifisering av Troll B og C, ved å se på sammenhengen mellom CO₂-utslipp og gassforbruk. Når naturgass forbrennes, produserer den CO₂. Mengden CO₂ produsert per kubikkmeter naturgass kan estimeres basert på gjennomsnittlige utslippsfaktorer. For naturgass er denne faktoren omtrent 2,34

kg CO₂ per kubikkmeter naturgass forbrent (avhengig av gassens sammensetning)(Miljodirektoratet).

Basert på tallene fra Equinor kan vi estimere hvor mye gass som frigøres ved å konvertere CO₂-reduksjonen til gassvolum:

$$\text{Redusert gassforbruk}(m^3) = \frac{\text{Reduksjon i CO}_2 - \text{utslipp (tonn)}}{\text{CO}_2 \text{ per } m^3 \text{ av gass}}$$
$$\frac{450\,000 \text{ tonn} \times 1000 \text{ kg}}{2,34 \text{ m}^3} = 192\,307\,692 \text{ m}^3/\text{år}$$

En typisk verdi som ofte brukes er at en kubikkmeter naturgass inneholder omtrent 35,315 British Thermal UNits. Hvis vi bruker 35,315 per kubikkmeter som en standard verdi, og man har ca. 166 millioner kubikkmeter (m^3), ser regnestykket slik ut:

$$MMBtu = 192\,307\,692 \text{ m}^3 \times 35\,315 BTU \times \frac{1}{1\,000\,000} = 6\,786\,002,15 MMBtu.$$

Den frigjorte gassen kan selges i gassmarkedet og generere inntekter. Her vil det oppstå en sammenheng mellom prisen på elektrisitet og prisen på gass, som kan påvirke hverandre i motsatt eller samme retning avhengig av hvilken strømprgnose som anvendes. En høy gasspris vil øke verdien av den frigjorte gassen, samtidig som tilknytningen til kontinentet vil presse opp prisen på elektrisitet. Denne lønnsomhetsvurderingen har en to delt tilnærming til dette. I Statnetts prognose er det lagt inn en forventning om lavere gasspris som smitter over på en lavere pris på elektrisitet. Vurdering som foretas i denne analysen utforsker to scenarioer: en tilnærming der strømprisene øker, og en der strømprisene reduseres. Begge scenarioene i denne analysen antar en økning i salgsprisen på den frigjorte gassen, selv om Statnetts prognose ville tilsi en lavere pris på eksportert gass. Dette kan virke motsigende, men ettersom den totale mengden frigjort gass er relativt liten, er dens innvirkning på det samlede resultatet begrenset. Likevel er en antatt økning i salgsprisen på den frigjorte gassen inkludert i begge scenarioene, dette vil påvirke prosjektets lønnsomhet positivt, selv om disse effektene samlet sett er små.

I lønnsomhets vurderingen er gassprisen estimert basert på et gjennomsnitt av gasspriser fra den danske gassbørsen, Gaspoint Nordic. Disse prisene representerer markedsprisen på naturgass før nasjonale skatter, avgifter og karbonkostnader legges til. Dette gjøres for å unngå dobbelttelling. Prisutviklingen er regnet ved å anvende samme stigningstall som i karbonpris banen fra regjeringen. Det er sannsynlig at gassprisene kan øke som en konsekvens av stigende karbonpriser, ettersom gass er et fossilt brennstoff og er underlagt karbonavgifter. Imidlertid er det flere faktorer som spiller inn på forholdet mellom gasspriser og karbonpriser.

- Energimarkedets struktur og dynamikk.
- Endringer i tilbud og etterspørsel etter naturgass.
- Politiske beslutninger og reguleringer.
- Utviklingen og adopsjon av alternative, renere energikilder.

Karbonprisen kan likevel på sikt føre til en gradvis økning i gassprisene, spesielt dersom man legger vekt på miljøvennlige tiltak. Men dette er ingen garanti, og prisbanen vil være avhengig av mange variabler og usikkerhet i markedet. Effekten frigjort gass har på lønnsomheten til prosjektet er liten, nesten ubetydelig. Årlig frigjøres det 6 786 002 MMBtu gass som konsekvens av elektrifiseringen av Troll B og C, og dersom denne gassen selges til en pris på 0,16 NOK per MMBtu (gjennomsnitt for 2023), vil det generere inntekter på omtrent 1,1 millioner kroner per år. På det meste vil den frigjorte gassen fra Troll B og C generere inntekter tilnærmet 4 millioner kroner.

Reduksjonen i behovet for CO_2 -kvoter

Elektrifiseringen av Troll B og C vil redusere CO_2 -utslippene med 450 000 tonn per år. For å finne de årlige økonomiske besparelsene som oppstår som følge av de reduserte CO_2 -utslippene må man bruke de gjeldene prisene per tonn CO_2 kvoter.

$$\text{Besparelser} = \text{Reduksjon i } CO_2 - \text{utslipp} \times \text{Pris per tonn } CO_2$$

I denne lønnsomhetsvurderingen er regjeringens karbonprisbane for samfunnsøkonomiske analyser i 2024 benyttet. Karbonprisen inneholder tre forskjellige baner: en høy, en forventet, og en lav prisbane. Lønnsomhetsvurderingen tar i betraktning alle disse prisbaner, og for hver av dem utforsker den to ulike scenarioer for strømprisutviklingen: ett hvor strømprisen øker og ett hvor den avtar. Dette tilrettelegger for en analyse av hvordan ulike kombinasjoner av strøm- og karbonpriser kan påvirke prosjektets lønnsomhet.

Nettonåverdi og internrente - differanse kontantstrøm

Når man har estimerer for de relevante kostnadene og inntektene for prosjektet, kan man gå videre til å beregne nettonåverdi. Denne beregningen vil gi en helhetlig vurdering av lønnsomheten til elektrifiseringen av Troll B og C. NNV tar hensyn til tidsverdien av penger ved å diskontere fremtidige kontantstrømmer. Det er brukt en diskonteringsrente på 4%, som er satt sammen et inflasjonsmål og realrente på 2%.

En nettonåverdi vurdering gir en klar indikasjon på om prosjektet skaper nettoverdi over tid. Det er blitt anvendt en differanse kontantstrøm, der besparelsene ved en elektrifisering, som unngåtte kostnader knyttet til CO_2 -kvoter og NO_x -avgift er lagt inn som inntekter. Ved anvendelse av differanse kontantstrøm er cash-flown til nullalternativet likt som for tiltaket (med motsatt fortegn), derfor behøver man ikke en lønnsomhets kalkyle for nullalternativet.

Det er lagt inn tre levetider til prosjektet, med en maksimal levetid på 30 år (regnet fra 2025), som vil si frem til 2050. Troll C hadde en opprinnelig forventet levetid til rundt 2020, men videre investeringer og oppgraderinger gjorde at Equinor utvidet driftsperioden. I senere år har det vært planer om å forlenge levetiden til 2030, og sannsynligvis utover dette, avhengig av investeringer og vedlikehold. Levetiden er viktig for økonomien i et tiltak. Lønnsomhetsvurdering vil være ulik dersom man forventer en lang levetid sammenlignet med en forventning med nedstengning allerede i 2030. Erfaringen er at mange felt får en forlenget levetid fordi man modner frem egne ressurser og/eller at det knyttes nye felt til (Tennbakk et al, 2023, s. 32).

Forventet prisbane (karbonpris) - økende strømpriser

Tabell 1 viser tallene fra lønnsomhetsvurderingen med økende strømpriser. Vurderingen viser en negativ nettonåverdi for alle levetidene. Med en NNV på henholdsvis -3,3, -4 og -5,2 milliarder for 30, 20 og 10 års levetid. Dette betyr at prosjektet ikke blir lønnsomt i et tidsperspektiv under rammen som er gitt, og at prosjektet ikke burde gjennomføres. Videre viser negative internrenter at man ikke oppnår avkastningen på investeringen.

Selv om det er en negativ NNV så reduseres denne utover levetiden, dette viser at prosjektet får har en positiv kontantstrøm, men at investeringen og kostnadene er for høye relativt til inntektene.

Tabell 1: Forventet prisbane (karbonpriser) - økende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NNV	-kr 3 136 235 920	-kr 4 021 551 591	-kr 5 275 151 579
Internrente	-0,03%	-3,6%	-14,8%

Forventet prisbane - avtagende strømpriser

Tabell 2 viser tallene fra lønnsomhetsvurderingen med avtagende strømpriser over tid. Disse er i tråd med Statnetts markedsanalyse. Her observeres det at ved en 30-års levetid vil prosjektet ha en positiv nåverdi på ca. 1,6 milliarder og en internrente på 5,5 %. Kortere levetid gir imidlertid negative resultater: en NNV på -733 millioner NOK for en 20-års periode og -4,1 milliarder NOK for 10 år, med tilhørende internrenter på henholdsvis 3,0 % og -8,1 %. Dette skyldes høy investeringskostnad ved oppstart, som ikke kompenseres raskt nok av driftsinntektene.

Tilbakebetalingstiden for prosjektet er beregnet til 15,3 år, men det tar 23 år før den diskonterte kontantstrømmen blir positiv som bedre reflekterer prosjektets lønnsomhet. Med andre ord må prosjektet ha en levetid på over 23 år for å bli lønnsomt i et nåverdi-perspektiv.

Tabell 2: Forventet prisbane (karbonpriser) - avtagende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NPV	kr 1 666 499 194,00	-kr 733 188 355,39	-kr 4 124 637 741,12
Internrente	5,5%	3,0%	-8,1%

Vurdering - forventet prisbane

Basert på forventede prisbaner for karbonpriser, understreker analysen viktigheten av prosjektets levetid og strømpriser. For scenarioet med økende strømpriser viser resultatene en konsekvent negativ nettonåverdi på alle beregnede levetider, med verdiene -3,3, -4 og -5,2 milliarder for henholdsvis 30, 20 og 10 års levetid. Dette indikerer at prosjektet ikke blir lønnsomt, og at det sannsynligvis ikke bør gjennomføres.

I scenarioet med avtagende strømpriser, i tråd med Statnetts markedsanalyse, viser resultatene at prosjektet har en positiv nåverdi (NNV) på omtrent 1,6 milliarder og en internrente på 5,5 % ved en levetid på 30 år. Kortere levetider resulterer imidlertid i negative NNV-verdier og internrenter, noe som reflekterer den høye investeringskostnaden som ikke kompenseres raskt nok av driftsinntektene.

Samlet viser analysene at lengre levetider forbedrer lønnsomheten. Tilbakebetalingstiden og tidspunktet for når den diskonterte kontantstrømmen blir positiv, ved avtagende strømpriser, understreker behovet for en levetid på over 23 år for å realisere en lønnsom investering. Det er svært usikkert om strømprisene faktisk vil falle frem mot 2055, og om plattformene vil kunne opprettholde driften i ytterligere 23 år. Disse funnene bør veilede beslutningstakere i deres vurderinger av investeringsbeslutninger, spesielt i lys av strømpriser og prosjektets avhengighet av lange driftsperioder for å oppnå lønnsomhet.

Høy prisbane - økende strømpriser

Tabell 3 viser resultater under høyprisbane, med en økende strømpris. Fordi prisen på CO_2 -kvoter er lagt inn som en inntekt, viser nettonåverdien signifikante besparelser, som dermed gir positiv netto nåverdi ved lengre driftsperioder. Driftsperioder på 30 og 20 år har en netto nåverdi på henholdsvis 14,9 og 4,5 milliarder. Disse resultatene indikerer at dersom karbonprisene øker utover dagens forventninger, vil elektrifiseringen av Troll B og C representere en lønnsom investering som bør gjennomføres.

Tabell 3: Høy prisbane - økende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NPV	kr 14 920 138 181	kr 4 570 173 712 202	-kr 3 403 059 316
Internrente	11,1%	8,1%	-4,9%

Høy prisbane - avtagende strømpriser

Tabell 4 viser resultater med høy karbonpris, og avtagende strømpris. Med en driftsperiode på henholdsvis 30 og 20 år viser nettonåverdien 19,7 og 7,8 milliarder, med tilhørende internrenter på 12,8 % og 10,5 %. Prosjektet er naturligvis mer lønnsomt under avtagende strømpriser, og resultatene tyder på en solid avkastning på investeringen.

Tabell 4: Høy prisbane - avtagende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NPV	kr 19 738 844 482	kr 7 866 464 202	-kr -2 250 244 369
Internrente	12,88%	10,5%	-1,0%

Lav prisbane - økende strømpriser

Tabell 5 viser resultatene med en lav karbonprisbane, ved en økende strømpris. Dette scenarioet er det minst lønnsomme, ettersom lav karbonpris gir en lav besparelse (inntekt), og en økende strømpris gjør driften av plattformene dyrere. Observerer negative nåverdier

for alle levetider, internrenter er ikke tilgjengelige ettersom netto nåverdi ikke kan bli null, dette indikerer en negativ kontantstrøm, som betyr at driften ikke er lønnsom.

Tabell 5: Lav prisbane - økende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NPV	-kr 12 946 694 785	-kr 12 645 797 718	-kr 10 800 892 488
Internrente	N/A	N/A	N/A

Lav prisbane - avtagende strømpriser

Tabell 6 viser lav karbonpris, med en avtagende strømpris. Her ser man at kontantstrømmen igjen blir positiv i løpet av driften. Når karbonprisene øker og strømprisene avtar vil kontantstrømmen på sikt igjen bli positiv. Nettonåverdien er likevel negativ for alle levetidene, som viser at prosjektet er helt avhengig av høye nok karbonpriser for at lønnsomheten ved elektrifiseringen skal kompensere for den høye investeringskostnaden.

Tabell 6: Lav prisbane - avtagende strømpriser

Lønnsomhetsvurdering	30 år	20 år	10 år
NPV	-kr 8 127 484 785	-kr 9 349 507 228	-kr 9 648 077 541
Internrente	-3,71%	-14,8%	N/A

Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

For å sikre at elektrifiseringen av Troll B og C er vellykket, må visse forutsetninger oppfylles.

1. Langsiktighet i prosjektet: Prosjektets levetid må være tilstrekkelig langt til å dekke investeringskostnadene og genere positiv nettonåverdi. Dette er spesielt viktig gitt store investeringskostnader, og at det tar tid før de diskonterte kontantstrømmene blir positive. I lys av dette bør prosjekter elektrifiseres ved oppstart, for å forsikre langsiktighet.
2. Gunstige strøm- og karbonpriser: Som vist i analysen, er prosjektets lønnsomhet sterkt avhengig av strøm- og karbonpriser. Stabile eller forutsigbar prisutvikling vil være avgjørende for å sikre at inntektene (besparelsene) overgår driftskostnadene.
3. Teknologisk effektivitet og driftssikkerhet: Analysen har sett bort ifra andre vedlikeholdskostnader, men en effektiv drift og påliteligheten av de elektriske systemene er likevel nødvendig for å minimere kostnader og driftsstans.

4. Regulatoriske og politiske rammebetingelser: Et stabilt og politisk regulatorisk miljø som støtter investeringer i fornybar energi og CO_2 -reduksjonstiltak vil være essensielt.

Anbefaling

Prosjektet bør bare gjennomføres dersom det kan forsikre en lang nok levetid og gunstige betingelser for strøm- og karbonpriser. Det er kritisk at prosjektets forutsetninger kontinuerlig vurderes mot CO_2 -kvote- og strømmarkedet.

Det bør fokuseres på å redusere initialkostnadene, da disse gjør tiltaket for dyrt i flere av scenarioene. Det bør også fokuseres på kostnadsreduksjoner knyttet til drift, i gjennom teknologisk innovasjon og/eller effektivisering.

Arbeid for å sikre politisk og regulatorisk støtte bør bidra ved at det skapes incentiver til videre utvikling av grønn fornybar energi, dette vil redusere risiko forbundet med investeringer i fornybar infrastruktur.

Prosjektet bør ha mekanismer på plass for å tilpasse seg endringer i energimarkedet, særlig knyttet til strøm- og karbonpriserisiko.

Disse anbefalingene tar utgangspunkt i nødvendigheten av å oppnå en bærekraftig og økonomisk levedyktig implementering av elektrifiseringen av Troll B og C, og skal sikre at prosjektet bidrar positivt økonomisk, samtidig som det hjelper med oppnå klimamålene.

Litteraturhenvising

Direktoratet for forvaltning og økonomistyring (DFØ), u.å. Veileder i samfunnsøkonomiske analyser: En innføring i hvordan statlige tiltak skal utredes. Tilgjengelig fra: <https://dfo.no/fagomrader/utredning-og-analyse-av-statlige-tiltak/samfunnsokonomiske-analyser/veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser/1-en-innforing-i-hvordan-statlige-tiltak-skal-utredes> (02.09.2024).

Equinor. (2021, 21. April). "Utbyggingsplaner for elektrifisering av Troll Vest overleveres myndighetene". Hentet 21.09.2024 fra <https://www.equinor.com/no/news/archive/20210423-development-plans-troll-west-electrification>

Equinor. (2024, 11. September). "Reducing emissions from the troll field". Hentet 21.09.2024 fra: <https://www.equinor.com/news/20240911-reducing-emissions-troll-field>

International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024. IEA. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024#downloads>

Miljodirektoratet. Sist oppdatert 20.06.2022. Tilgjengelig fra: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/utslippsfaktorer-klimagassregnskap/>

Nord, L.O, Martelli, E., Bolland, O (2014). "Weight and power optimization of steam bottoming cycle for offshore oil and gas installations". Energy. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421401055X?via%3DiHub>

NOx fondet. "Forventet kraftig økning i innbetalingssatsene". Hentet 25.10.2024 fra: <https://www.noxfondet.no/nyheter/forventet-kraftig-okning-i-innbetalingssatsene/>

Regjeringen. "Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2024". Hentet 22.10.2024 fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-i-2024/id3020031/>

Olje- og energidepartementet (ED). Hentet 07.12.2024. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/oil-and-gas/id1003/>

SSB (2024). Elektrisitet. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

SSB (2024). Forurensning og klima. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima>

SSB. Figur 1. Data tilgjengelig fra: <https://data.ssb.no/api/v0/no/table/13931/>

Statnett (2022). Langsiktig markedsanalyse 2022–2050. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>

Statistisk sentralbyrå. (2023). Klar nedgang i utslipp av klimagasser i 2023. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft/artikler/klar-nedgang-i-utslipp-av-klimagasser-i-2023>

Sodir (2020). Ti ekstra år for Troll B. Oppdatert: 23.07.2024. Tilgjengelig fra: <https://www.sodir.no/aktuelt/nyheter/generelle-nyheter/2020/ti-ekstra-ar-for-troll-b/>

Tennbakk, B., Næss Jebsen, S. H., Kirchner, B., & Eiksrud, A. L. (2023). Elektrifisering av olje- og gasssektoren – har det global klimaeffekt? Rapportnummer 2022-23. Offshore Norge. Tilgjengelig fra: https://uit-sok-2014-h24.github.io/articles/thema-rapport-2022-23_elektrifisering.pdf

Tjøland, M. (2022). Market potential for offshore hydrogen production in Norway (Masteroppgave, Universitetet i Stavanger). Brage. Tilgjengelig fra: <https://hdl.handle.net/11250/3022371>

Torvanger, Asbjørn & B. Ericson Torgeir (2013). CICERO Report 2013:03. Tilgjengelig fra: https://pub.cicero.oslo.no/cicero-xmlui/bitstream/handle/11250/191958/CICERO_Report_2013-03.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Trading Economics. "Natural-Gass - Futureskontrakt - Priser". Hentet 17.10.2024. Tilgjengelig fra: <https://no.tradingeconomics.com/commodity/natural-gas>