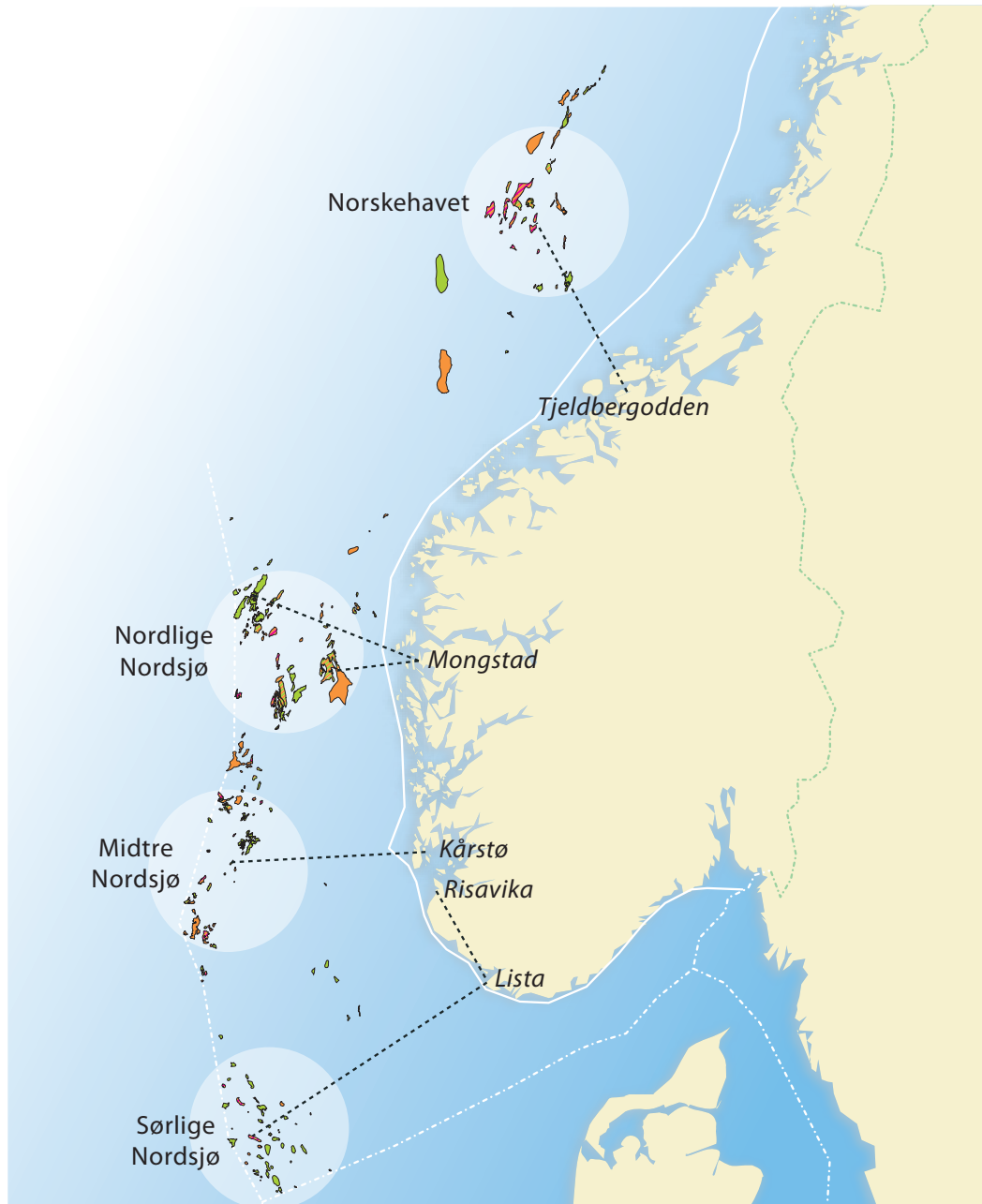


Kraft fra land til norsk sokkel

Sammendrag



Sammendrag

Nye beregninger viser at tiltakskostnaden ved å elektrifisere eksisterende innretninger på sokkelen ligger fra om lag 1 600 kroner per tonn CO₂ og oppover. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak kostnadsnivået, kompleksiteten i ombyggingsprosessene og feltenes levetid. Samtidig utvikles det ny teknologi som både kan bidra til at flere typer nye innretninger kan elektrifiseres, og at kraftinfrastruktur til havs kan utnyttes til andre formål i framtiden.

Innledning

Petroleumssektoren sto for om lag 25 prosent av de norske utslippene av klimagasser i 2006. Denne rapporten vurderer kostnadene og de tekniske mulighetene for å elektrifisere innretninger med kraft fra land, slik at CO₂-utslippene reduseres. De totale CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten var i 2006 på om lag 12 mill. tonn. Tiltakene som drøftes i denne rapporten ville, dersom de hadde vært gjennomført, redusert utslippene fra petroleumssektoren isolert sett i 2006 med om lag 4 mill. tonn CO₂. Resten av utslippene kommer i hovedsak fra drift av kompressorer og pumper, fakling, letevirksomhet og boreoperasjoner. Innretninger som ikke lar seg elektrifisere med dagens teknologi og innretninger med kort gjenværende levetid er ikke tatt med i beregningene. Grunnlaget for rapporten er utslippsprognoser fra 2006 (RNB2007). Tidligste gjennomførbare tidsplan er vurdert til byggestart i 2012 og oppstart av elektrifisering i 2015.

På innretningene benyttes gass og diesel både til produksjon av elektrisitet og til direkte drift av pumper og kompressorer. Tiltakskostnadene og CO₂-reduksjonen som er beregnet i rapporten gjelder deelektrifisering, det vil si at utstyr for produksjon av elektrisk kraft på innretningene blir erstattet med kraft fra land.

Det er også gjort en vurdering av helelektrifisering, dvs. at alt kraftforbruk til havs blir erstattet med kraft fra land. Det er imidlertid svært vanskelig å vurdere teknisk gjennomførbarhet og kostnader for slike ombygginger, fordi forholdene varierer mye fra innretning til innretning. For å danne seg et realistisk bilde av helelektrifisering, er det nødvendig med langt mer detaljerte studier av de enkelte innretningene. Helelektrifisering av eksisterende innretninger vil normalt innebære en betydelig høyere tiltakskostnad enn deelektrifisering.

For å beregne tiltakskostnader, er det gjennomført studier av nødvendig ombygging av innretninger, av infrastruktur til havs for kraftoverføring og av nødvendig forsterkning av kraftproduksjon og kraftnett på land. Fire områder på norsk kontinentalsokkel er med i studien: sørlige Nordsjø, midtre Nordsjø, nordlige Nordsjø og Norskehavet.

Studien beregner tiltakskostnader for deelektrifisering av sokkelen. Det samme ble gjort i NVE/OD-rapporten fra 2002 og i andre rapporter som er kommet senere. I det følgende omtales deelektrifisering som elektrifisering. Analysen omhandler elektrifisering av eksisterende innretninger, mens elektrifisering av framtidige nye utbygginger ikke er kostnadsestimert. Dette skyldes at elektrifisering vil bli utredet for alle nye utbygginger, og at de teknisk-økonomiske problemstillinger ved elektrifisering av nye innretninger er annerledes enn for eksisterende innretninger.

Forutsetninger for kraftproduksjon

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som er tilknyttet resten av kraftmarkedet i Europa. En økning av elektrisitetsforbruket i Norge vil på kort sikt medføre økt import, i all hovedsak fra fossile kraftverk, med tilsvarende økte CO₂-utslipp. En elektrifisering av samtlige av innretningene på sokkelen, som er inkludert i denne studien, vil kreve rundt 4 TWh elektrisk kraft i 2020 utover allerede forventet økning i kraftetterspørsel fra petroleumssektoren. Kraftbehovet reduseres imidlertid etter hvert som aktiviteten i petroleumssektoren avtar.

Det er mange aktører i markedene for elektrisk kraft og CO₂-kvoter. Derfor er det krevende å vurdere nettoeffekten av utslippsreduksjoner som følge av elektrifisering av sokkelen, spesielt langt fram i tid.

I rapporten er det derfor valgt å legge til grunn tre scenarier for hvor kraften kommer fra. Scenarioene er ulike med hensyn til hvordan CO₂-utslipp fra kraftproduksjon på land beregnes. Scenarioene er presentert i tabell 1.

I scenario 1 bygges det dedikerte gasskraftverk med CO₂-håndtering på land i Norge for å forsyne innretningene. Direkte forsyning fra et kraftverk med CO₂-håndtering på land (scenario 1), gjør det enkelt å anslå tiltakskostnader og CO₂-reduksjoner innenfor Norges grenser.

I scenario 2 og 3 forutsettes det at det hentes kraft fra markedet, og at kraften i hovedsak vil komme fra utlandet. I scenario 2 forutsettes dagens rammebetingelser i Norge og Europa, og det gjøres regnskap for økte utenlandske utslipp. I scenario 3 forutsettes en mer ambisiøs klimapolitikk med strengere europeiske utslippsforpliktelser. Kostnadene ved å hindre at økt kraftproduksjon gir økte CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import.

Tabell 1: Tre scenarier for kraftproduksjon

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
	Dedikert kraftproduksjon	Kraft fra markedet - fysiske effekter	Kraft fra markedet - med utslippsforpliktelser og kvotehandel
Kostnad kraftproduksjon	Gasskraft, fangst og lagring	-	-
Kraftpris	Ikke relevant	Markedspris ekskl. kvoter	Markedspris inkl. kvoter
CO ₂ -utslipp fra kraftmarkedet	Reelt utslipp	Gjennomsnittlig utslipp fra kraftproduksjon	-

Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjonen i hovedsak flyttes til utlandet. Hvor store utslippsreduksjonene fra kraftsektoren da blir, og hvordan øvrige CO₂-utslipp i Norge og utlandet påvirkes er usikkert og baseres i scenario 2 på relativt overordnede forutsetninger.

Tiltakskostnadene i scenario 1 og scenario 2 tar ikke hensyn til effektene av internasjonale klimavotesystemer og nasjonale utslippsforpliktelser, men sammensetningen av kraftproduksjonen i scenario 2 vil være påvirket av slike forpliktelser og kvotesystemene. Det er ikke gjort forsøk på å fjerne virkningen av dagens CO₂-regime i priser eller kostnader.

I praksis forutsetter elektrifisering av sokkelen et ønske om å redusere norske utslipp ved å bygge gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge eller ved hjelp av kraft fra et kraftmarked som er omfattet av et internasjonalt klimavotesystem. Når tiltakskostnad beregnes i scenario 3, er det ikke tatt hensyn til utslipp fra kraftproduksjon i utlandet, ettersom disse utslippene omfattes av kvotesystemer og utslippsforpliktelser. Dermed forutsettes det at utslippene av CO₂ i utlandet i hele beregningsperioden er gitt av landenes utslippsforpliktelser og at prising av CO₂-utslipp i Norge og i utlandet kan være forskjellig. Kostnadene ved CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import.

Scenarioene forutsetter at nødvendig kraftoppdekning lar seg gjennomføre, innenfor samme tidshorisont som elektrifisering, enten gjennom utbygging av nye, større overføringslinjer eller ny produksjonskapasitet. Konesjonsprosessen for nye kraftlinjer er erfaringsmessig krevende, og kraftlinjer innebærer betydelige naturinngrep. Dersom nødvendige kraftlinjer ikke kommer på plass som forutsatt, kan resultatet bli betydelig høyere regional kraftpris i perioder, og eventuelt også redusert forsyningssikkerhet. Slike kostnader er ikke inkludert i de beregnede tiltakskostnadene.

Hovedforutsetninger for tiltakskostnadsanalysen

Analysen tar for seg ombygging av eksisterende innretninger. Tiltakskostnadene er gyldige for elektrifisering av ett og ett område. Analysen er en før-skattanalyse, og det er lagt til grunn en diskonteringsrente på 5 prosent. Det forutsettes at oppstart for investeringene er 2012, og at elektrifisering skal være gjennomført til 2015. NO_x verdsettes til 50 kr/kg. Ny dedikert kraftproduksjon, unntatt for Norskehavet, forutsettes å bruke CO₂-infrastrukturen som allerede er til stede på Kårstø og Mongstad. Analysen gjelder ressurskategoriene 1-7. Kraftprisen i analysen er 30 øre/kWh i 2015 og stiger til 40 øre/kWh i 2030. Gassprisen er 1,31 kr/Sm³. I scenario 3 er det lagt til grunn en kvotepris på 800 kr/tonn CO₂ og en kraftpris på 67 øre/kWh.

Tiltakskostnader

Tiltakskostnaden for elektrifisering av eksisterende innretninger i stor skala vil i de to første scenarioene variere betydelig mellom de ulike områdene på sokkelen, fra om lag 1600 kr/tonn CO₂ og oppover, se tabell 2 og 3.

Tabell 2: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen med kraft fra dedikert produksjon (scenario 1)

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 600	6,2
Midtre Nordsjø	3 800	2,3
Nordlige Nordsjø 60Hz*	1 600	11,7
Norskehavet	1 900	7,9

* Ett av tre utbyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Tabell 3: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen der kraften hentes fra markedet (scenario 2)

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 850	2,9
Midtre Nordsjø	4 750	1,0
Nordlige Nordsjø 60Hz*	1 850	5,9
Norskehavet	1 750	4,5

* Ett av tre utbyggingsalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

Med de forutsetninger som ligger til grunn, kommer utbyggingsløsningene med dedikerte kraftverk bedre ut enn markedskraftsalternativene, med unntak av Norskehavet, hvor det ikke er antatt noen samlokaliseringsevner med eksisterende kraftverk. Tiltakskostnaden er betydelig høyere for midtre Nordsjø enn for de andre alternativene. Størst potensial for utslippsreduksjon finner vi i nordlige Nordsjø, men her er også nødvendige investeringer størst.

Det er gjort en rekke sensitivitetsberegninger for tiltakskostnad, der kostnadene varierer fra 1000 - 5000 kr/tonn CO₂. Konvensjonell gasskraft som dedikert kraftproduksjon gir høyere tiltakskostnad enn gasskraft med CO₂-håndtering på grunn av lavere netto utslippsreduksjon. Dersom tilstrekkelig kraft fra allerede vedtatte gasskraftverkutbygginger, eksempelvis Kårstø, ble dedikert til sokkelen, og investeringene i fangst og lagring holdes utenfor, vil tiltakskostnadene reduseres betydelig.

Scenarioene forutsetter elektrifisering fra 2015. Det er også beregnet tiltakskostnader for oppstart i 2017. Tiltakskostnadene stiger markant ved senere oppstart, fordi de største CO₂-besparelsene skjer de første årene.

Tiltakskostnadene ligger betydelig over markedets forventninger til kvotepriser i perioden 2008-2012. Dagens norske CO₂-avgift på sokkelen er 342 kr/tonn CO₂.

Dersom flere områder skal elektrifiseres samtidig, øker kompleksiteten i gjennomføringen. Nye utfordringer, blant annet leveringskapasitet på kabler, fartøykapasitet, eventuelt parallelle CO₂-håndteringsprosjekter og større behov for forsterkninger av kraftnettet, gjør det

vanskeligere å lage en realistisk analyse. En slik løsning vil kreve lengre gjennomføringstid, antakelig høyere pris på de enkelte elementene i prosjektet og medføre høyere tiltakskostnad

De beregnede tiltakskostnadene i rapporten er høyere enn tidligere publiserte estimater for elektrifisering av områder på sokkelen. Dette skyldes i hovedsak at forventet ombyggingsomfang, priser og kostnadsestimater har steget betydelig de senere årene, og at gjenstående levetid for feltene er redusert i forhold til det som lå til grunn i 2002-rapporten. Estimaterne som gjengis i denne rapporten er basert på dagens (2007) marked for materialer, utstyr og personell. Økt press i ulike delmarkeder vil medføre enda høyere kostnader for de ulike kostnadselementene og kan potensielt øke både investerings- og driftskostnadene betydelig. På samme måte kan en bevegelse i retning av lavkonjunktur medføre kostnadsbesparelser for prosjektene.

Beregningene av tiltakskostnad har fokusert på å etablere kostnadsdata for elektrifisering av eksisterende virksomhet i større områder. Det kan vise seg mulig å identifisere felt eller deler av områder der elektrifisering kan gjennomføres til lavere kostnader. Omfanget av elektrifiseringstiltak med lavere tiltakskostnader forventes imidlertid å være beskjedent i forhold til de samlede CO₂-utslippene fra sokkelen. Spesielt er det dyrere å bygge om eksisterende plattformer enn å sørge for at en innretning allerede i utgangspunktet får kraft fra land. Det vil normalt gi lavere tiltakskostnader å benytte kraft fra land ved nye utbygginger på eksisterende felt (f eks Valhall) og ved nye feltutbygginger.

Sammenliknet med rapporten fra NVE/OD i 2002, inkluderer beregningene i denne rapporten flere kostnads- og nytteelementer. Selv om det er lagt stor vekt på å prissette flest mulig konsekvenser av elektrifisering, er det identifisert både positive og negative faktorer som ikke har latt seg prissette, og det er også gjort enkelte fordelaktige forutsetninger, for eksempel regnes det med 5 prosents diskonteringsrente og en nytteverdi for NO_x på 50 kr/kg (dagens avgift er 15 kr/kg). Innspill underveis fra eksterne interessenter betoner sterkt svakheten ved elementer som ikke er prissatt. Dette gjelder for eksempel eventuell senere samordning med kraftproduksjon til havs og forlenget driftstid av innretningene som følge av elektrifisering.

En kvalitativ analyse av konsekvensene av elektrifisering på helse, miljø og sikkerhet viser at det å fjerne kraftproduksjon til havs, skaper utfordringer i ombyggingsfasen, mens det har en positiv effekt på innretningene i driftsfasen.

Tiltakskostnader for scenario 3, gitt høye kvotepriser i et strengt utslippsregime

Både Norge og EU har fastsatt ambisiøse klimamål for 2020 og senere. I forbindelse med scenario 3, er det ved beregning av tiltakskostnad forsøkt å inkludere effekten av at landene rundt oss er omfattet av utslippsforpliktelser. Det er gjort et forsøk på å vurdere effektene av at klimapolitikken i Europa og i resten av verden utvikler seg mot et strengere regime. Det er krevende å etablere konsistente forutsetninger for et slikt scenario, fordi en slik utvikling vil påvirke prisen på CO₂-kvoter, elektrisk kraft og petroleumsprodukter. Dermed påvirkes også kraftmarkedet, petroleumsvirksomheten og verdensøkonomien for øvrig. Rapporten presenterer likevel forenklete beregninger for å illustrere effekten av noen forutsetninger om framtidig klimapolitikk.

Ved beregning av tiltakskostnader for scenario 3, er det også gjort en forutsetning som skiller seg fra de to andre scenarioene ved at effekten av økt kraftproduksjon i utlandet er reflektert i økt kraftpris i stedet for gjennom økte utslipp.

Tiltakskostnadene ved disse forutsetningene ligger i intervallet 1300-2400 kr/tonn CO₂. Dette er noe lavere enn i de andre to scenarioene. Det er flere ikke-prissatte konsekvenser i scenario 3, da en ikke har vurdert markedsvirkninger av økte klimakvotekostnader i andre markeder enn kraftmarkedet. Felles for alle tre scenarioene er at usikkerheten rundt det framtidige klimaregimet i Europa også fører til usikkerhet om beregningene i rapporten bygger på fornuftige (riktige) forutsetninger.

Framtidige muligheter

Beregningene av tiltakskostnad for eksisterende innretninger er gjort med utgangspunkt i teknologi som vurderes tilgjengelig i dag. Rapporten beskriver også muligheter og teknologi som kan utvikles. Dette gjelder for eksempel kraft fra land til bruk på flytende ikke-vinddreierende innretninger. Dessuten arbeides det med videreutvikling av teknologi for overføring av større kraftmengder til produksjonsskip, vindkraft til havs på store havdyp og sentraliserte gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg på sokkelen.

Både for gasskraft med CO₂-fangstanlegg og andre teknologier med potensial til å bidra positivt ved elektrifisering av sokkelen, kan det ligge en gevinst i å utsette implementering for å kunne ta i bruk forbedret teknologi. Ulempen med dette er at det fortsatt vil bli sluppet ut CO₂ fra sokkelen i påvente av ny teknologi, og at prosjektet som helhet får færre år i drift og isolert sett økte tiltakskostnader. Dersom det stilles teknologidrivende krav fra myndighetene, forventes utviklingen innenfor miljørelevant teknologi å gå raskere.