

Elektrifisering som klimatiltak?

En samfunnsøkonomisk analyse

PETTER OSMUNDSEN
Professor, Universitetet i Stavanger

Oljeselskapene foretar bedriftsøkonomiske kalkyler av å benytte strøm fra det europeiske nettet versus fra egne gassgeneratorer. CO₂-avgiften og kvoteplikt gir selskapene ekstrainsentiver i retning av elektrifisering. bør myndighetene gjennomføre ytterligere tiltak i favør av elektrifisering ut fra klimahensyn? Nei, tiltakene er dyre og elektrifisering vil ikke redusere globale utslipp. Man kan se dette på to måter. utslippene er omfattet av EUs kvoteavtale og samlet utslipp er dermed uendret. Om man ser på fysiske strømmer får man samme konklusjon: tiltaket vil primært medføre en flytting av utslipp.

1. INNLEDNING

Elektrifisering vil si å erstatte gassgeneratorer med kraft fra land. **Kraft fra land** er derfor et bedre begrep enn elektrifisering, ettersom plattformene også i dag drives av elektrisitet. gitt at vi har et integrert kraftmarked, er et enda mer presist begrep **kraft fra europeisk nett**. jeg velger allikevel å benytte begrepet elektrifisering da dette er godt innarbeidet.

Energiebehovet på norsk sokkel dekkes i hovedsak av gassturbiner som produserer strøm og ved gjenvinning av varme fra turbinenes avgass. Klimautslippene er en funksjon av virkningsgraden. Turbinene som brukes er relativt effektive. OD, NVE, Ptil og SFT (2008), i en studie av mulig elektrifisering av **eksisterende** petroleumsvirksomhet, la etter innspill fra NVE til grunn utslipp på 340 tonn/gWh i importert kraft. Varmekraftverk på kontinentet i og ved byer har virkningsgrad over 70 %. Tilsvarende for eksisterende norske offshore gassgeneratorer la de til grunn en virkningsgrad på ca 30 %-35 % (dvs. at 30-35 % av energien i gassen blir nyttiggjort), med tilsvarende utslippstall på mellom 500 og 800 tonn/gWh. Elektrifisering er imidlertid primært aktuelt for **nye** utbygginger, der utslippene kan være noe lavere.

Enkelte turbiner benytter varmegjenvinning til å drive en damp turbin i tillegg til den gassfyrte. Dette hever effektiviteten av kraftgenereringen fra ca 33 - 35 % til ca det dobbelte. Slike turbiner finnes tre steder på norsk sokkel. De andre turbinene er konvensjonelle, såkalte flyderiverte, med begrenset vekt og plassbehov. Mange av disse har også varmegjenvinning, men der går varmen til å dekke et varmebehov om bord, ikke til å lage mer kraft. Denne oppvarmingskapasiteten kommer ikke med i effektivitetsberegningen. Store turbiner er generelt mer effektive enn mindre turbiner, og store, landbaserte turbiner kan oppnå en effektivitet uten varmegjenvinning opp mot 40 %. Men disse er da så store at de vanskelig får plass på en plattform i det antallet som er nødvendig. Høyest virkningsgrad på norsk sokkel er Melkøya med virkningsgrad oppunder 70 %.

Som påpekt av professor Sigve Tjøtta ved universitetet i Bergen benytter gassgeneratorene kortreist gass -rett fra kilden. I beregning av eventuell klimagvinnt ved å erstatte gassgeneratorer offshore med importert kraft kommer derfor tap i nettet ved transport av kraft til fratrekk. I tillegg må man trekke fra overføringstap knyttet til eksport av frigjort gass.

Målsettingen med artikkelen er å evaluere elektrifisering som klimatiltak. Problemstillingen var sentral i

Oljemeldingen og ventes å være aktuell i den ventede Klimameldingen. Tilnæringsformen er samfunnsøkonomisk. I dette ligger det at elektrifisering måles opp mot alternative tiltak og at alle samfunnsrelevante effekter verdsettes. Sammenligningsgrunnlaget mot alternativer utgjøres ofte av enhetskostnader for rensing. For nye gass- generatorer på norsk sokkel følger det av resonnetet ovenfor at det er usikkert om det er en nettogevinst for klimaet forbundet med å erstatte gassgeneratorer drevet av kortreist gass med importert strøm. For å beregne enhetskostnadene for rensing må kostnadene for elektrifisering måles opp mot reduksjon i globale utslipp.

2. TIDLIGERE ANALYSER

En sentral utredning om norsk klimapolitikk er NOU 2009:16, **Globale miljøutfordringer – norsk politikk**. Utvalget hadde et bredt mandat: å utrede hvordan bærekraftig utvikling og klima bedre kan ivaretas i offentlige beslutningsprosesser. utvalget var sammensatt av en blanding av fagpersoner fra forvaltning og forskning. utredningen har to svært lesevverdige vitenskapelige vedlegg. I vedlegg 2 til rapporten konkluderer by e m.fl. (2009) som følger:

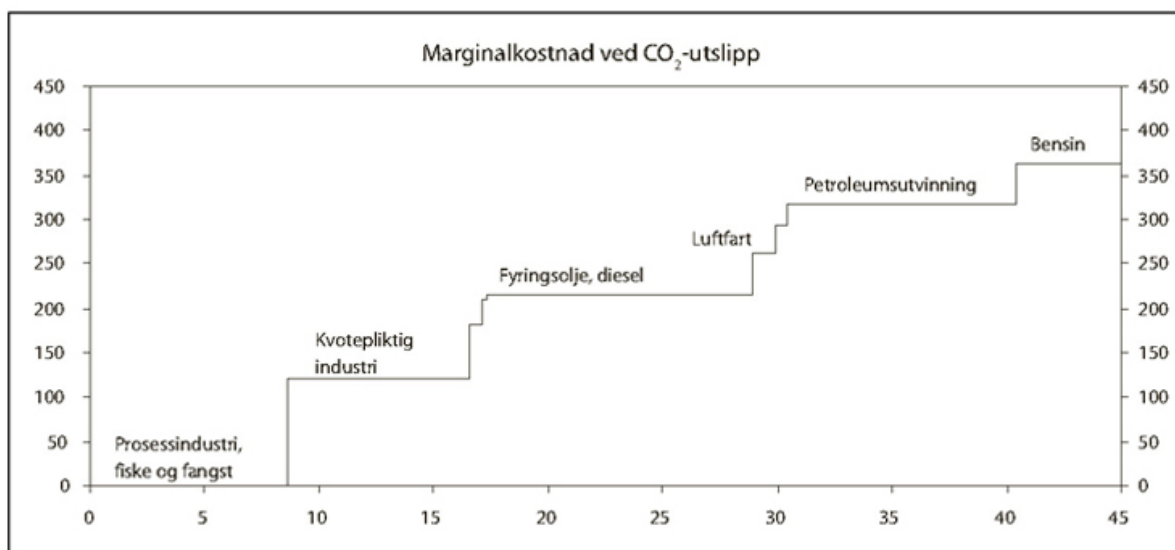
«I klimapolitikken, som i all annen politikk, bør myndighetene bruke de mest effektive virkemidlene for å oppnå målsettingene. Ideelt sett skal det benyttes et virkemiddel for hvert mål. Hovedmålet med klimapolitikken er å redusere utslippene av klimagasser. Det mest effektive virkemiddelet for å nå målet om reduserte utslipp er å sette en pris på utslippene av klimagasser, i form av en avgift eller en kvotepris. Utslipp av klimagasser skaper et globalt miljøproblem, og ideelt sett bør utslippene reguleres av internasjonale avtaler som innebærer prising av utslipp internasjonalt. Hvis det foreligger målsettinger om ytterligere innenlandske utslippsrestriksjoner, vil den beste politikken være å pålegge alle nasjonale utslippskilder for klimagasser en lik pris på utslipp tilsvarende det nivået som skal til for å nå målsettingen om innenlandske utslippsreduksjoner. En pris på utslipp vil stimulere etterspørselen etter mer utslippsvennlige teknologier og bidra til teknologiutvikling på feltet.»

Med disse tilrådingene til klimapolitikk bør man ikke realisere mange elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel. Petroleumsnæringen – ulikt andre norske næringer – står allerede overfor både klimavoter og CO₂-avgift; se figuren nedenfor hentet fra NOU 2009:16. Flere tiltak eller reguleringer i petroleumsnæringen er ikke optimalt. ytterligere utslippskutt må tas fra andre næringer der tiltakskostnaden er langt lavere.

I vedlegg 1 til rapporten setter Michael Hoel norsk klimadebatt inn i et globalt perspektiv: «Norske utslipp av klimagasser utgjør om lag 0,1 pst. av verdens samlede utslipp. uansett hvor mye Norge reduserer sine utslipp vil den direkte virkningen på klimautviklingen være tilnærmet null.»

Klimakur 2020, **Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020**, ble fremlagt i fjor og viste beregnet tiltakskost for ulike norske klimatiltak. bakgrunn for rapporten er Klimaforliket. I januar 2008 ble flertallet på Stortinget enige om noen hovedlinjer i den norske klimapolitikken. Klimaforliket setter mål for Norges innsats for å redusere klimagassutslippene i Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode (perioden 2008–2012) og videre fram mot 2020 og 2030:

Norge skal overoppfylle vår utslippsforpliktelse i henhold til Kyotoprotokollen med 10 prosent. Norge skal innen 2020 redusere de globale utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990. Det ble satt som mål at utslippene i Norge innen 2020 skal reduseres med 15–17 millioner tonn CO₂ i forhold til referansebanen slik den er presentert i nasjonalbudsjettet for 2007 (St.meld. nr. 1 (2006–2007)), når skog er inkludert. Dette betyr at om lag to tredjedeler av Norges totale utslippsreduksjoner, på 30 prosent i forhold til 1990, tas nasjonalt. Som en del av en global og ambisiøs klimaavtale, gitt at også andre industriland tar på seg store forpliktelser, skal Norge ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet senest i 2030.



Figur 4.4 CO₂-avgift og kvotepris for ulike typer CO₂-utslipp (mill. tonn CO₂). Kroner per tonn CO₂

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Statens forurensningstilsyn, Norges Bank og Finansdepartementet.

Mandatet for Klimakur-rapporten er smalere enn for andre meldinger på miljø- og klimaområdet:

«En hovedoppgave vil være å vurdere i hvilken grad eksisterende virkemidler bidrar til å nå Norges mål for nasjonale utslippskutt innen 2020 og vurdere behovet for nye eller endrede virkemidler.»

Klimakur etablerte høsten 2008 en prosjektorganisasjon med en kjerne som besto av følgende etater: Klima- og forurensningsdirektoratet, Statistisk sentralbyrå, Statens vegvesen Vegdirektoratet, Oljedirektoratet og Norges vassdrags- og energidirektorat.

Mandatet til Klimakur utelukker de viktige spørsmålene. Skal vi kutte hjemme? Er det lurt? Er det for dyrt? Utredningsgruppen starter med et bundet utgangspunkt at det skal kuttes en gitt mengde CO₂ hjemme og beregner kostnadene knyttet til dette.

Tiltakskost vil si kostnaden med å redusere utslippene av CO₂ med ett tonn. Av rapporten fremgår det at typiske estimater for tiltakskostnad for elektrifisering av sokkelen varierer fra 700 til 3000 kroner per tonn CO₂ for nye utbygginger. For eksisterende utbygginger vil tiltakskostnadene ligge fra 1000 til 4000 kroner per tonn CO₂ redusert. Dette er blant de aller dyreste klimatiltakene i Norge i henhold til Klimakur-rapporten. Samtidig ligger kostnadene skyhøyt over utenlandske klimatiltak, gitt ved kvoteprisen i dag på rundt 80 kroner per tonn.

Behandlingen av petroleumssektoren utgjør kun 8 av 312 sider i rapporten. Fokuset på sektoren er beskjedent, tatt i betraktning at mange av utspillene knyttet til den bebudede Klimameldingen relaterer seg nettopp til den sektoren der det i henhold Klimakur-rapporten er dyrest å foreta ytterligere klimakutt.

3. TILTAKSKOST FOR ELEKTRIFISERING

I dette avsnittet diskuteres metodespørsmål knyttet til beregning av tiltakskostnader for elektrifisering. Teoretisk modell sammenholdes med kostnadsestimeringsmetode anbefalt av Klimakur (2010). Metoden foreslått av Klimakur er viktig da den ligger til grunn for tiltakskostanalyser i den sentrale Klimakur-rapporten. Metoden som anbefales har også relevans utover dette, da petroleumssektorene oppfordres å benytte metode og priser foreslått av Klimakur når de utfører pålagte utredninger om tiltakskostnader for elektrifisering i forbindelse med Plan for utbygging og drift (PUD) for nye prosjekter.

Kostnadene for elektrifisering defineres – både i bedriftenes egne analyser og i analyser foreskrevet av myndighetene – som ekstrakostnader i forhold til beste alternativ. Det er altså differansekontantstrømmer som er relevant. Man skal ta kostnadene for elforsyning fra land og så trekke fra kostnadene ved beste alternativ som ofte er gassgeneratorer. Hvis man må duplisere for å få tilstrekkelig forsyningssikkerhet, trekker dette opp. Hvis man kan velge en lettere utbyggingsløsning fordi man sparer dekksplass for gassgeneratorer offshore, skal fordelene trekkes fra i kostnadsberegningen. Etterpå skal man dele på nåverdien av tidsprofilen av sparte CO₂-utslipp. Hovedelementene som vurderes å være de primære driverne for eventuell overføring av kraft fra land, nevnes i OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004) som

- HMS-effekter
- Redusert brenngassforbruk (alternativ verdi)
- Reduserte miljøkostnader (CO₂ og eventuelt NOx)
- Reduserte driftskostnader ved eksisterende kraftstasjoner offshore
- Regularitet/tilgjengelighetseffekter

Det tekniske konseptet er av stor betydning for kostnadene. Ved felt som ligger langt fra land baserer man seg på høyspent likestrømsoverføring (HVDC), se OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004). En HVDC-forbindelse innebærer å omforme vekselstrøm fra det elektriske systemet på land til likestrøm (dedikert landstasjon), og deretter overføre likestrøm i sjøkabler til en egen mottaksstasjon offshore (krever ofte egen installasjon pga størrelse og vekt). På denne mottaksstasjonen blir høyspent likestrøm omformet til høyspent vekselstrøm. Deretter blir vekselstrømmen nedtransformert til en lavere vekselspanning og så distribuert på sjøkabler til de eksisterende installasjoner i området. Kommentarer er vel egentlig overflødig: dette er kostbart. Hvis vi tenker tilbake til debatten om Hardanger-mastene, så var nettopp transformering av kraften et vesentlig argument mot sjøkabel, da man på begge sider av fjorden måtte ha svært store transformatorer. Problemstillingen er enda mer aktuell i oljebransjen, da det er svært dyrt å anbringe en slik transformator offshore.

3.1 Tiltakskostformelen

Utgangspunktet for kostnadsberegninger på klimaområdet er at klimaproblemet er globalt, og det betyr derfor ikke noe fra hvilken kilde utslippsreduksjonene foretas. Kostnadseffektivitet er dermed avgjørende. Innen klimaanalyser gjøres to typer økonomiske beregninger: 1) nåverdianalyse og 2) beregninger av kostnadsannuitet, såkalt tiltakskost. Annuiteter synes å ha blitt en etablert standard for beregning av miljøkostnader. En fordel er antagelig det pedagogiske – tiltakskosten kan sammenlignes med kvoteprisen på CO₂, og man kan sammenligne ulike klimatiltak av ulik varighet.

Diskusjonen om annuitetsberegning knyttet til tiltakskost vil i det følgende illustreres mer formelt. En bedrift er indifferent når det gjelder å satse på et klimaprojekt eller ei dersom nåverdien er lik null, altså der hvor

nåverdien av CO₂-fjerningsgevinsten (uttrykt som nåverdien av mengde ganger verdi) er lik nåverdien av CO₂-fjerningskostnadene (uttrykt som nåverdien av investeringer og driftskostnader):

$$(1) \quad \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+r)^t} v_t X_t = \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+r)^t} (I_t + C_t)$$

hvor X_t er tonn CO₂ i år t og v_t er prisen eller verdien av CO₂-fjerning i år t , I_t er investering og C_t er driftskostnad i år t . For å kunne benytte annuitetsmetoden må vi pålegge noen føringer. Dersom vi forutsetter at prisen/verdien av CO₂-fjerning er konstant over tid (i realverdi) kan vi dividere med nåverdien av mengde på begge sider av ligningen. Vi finner da følgende uttrykk for tiltakskost:

$$(2) \quad v = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(I_t + C_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t}}$$

Nåverdi av kostnader delt på nåverdi av volum reduserte CO₂-utslipp gir uttrykket for tiltakskost, det vil si den verdien av CO₂-fjerning som må til for at verdien skal måle seg med kostnadene – gitt avkastningskravet r . Et klimatiltak er med denne metoden lønnsomt dersom samfunnsøkonomisk verdi av CO₂-fjerning per enhet er større enn tiltakskosten:

$$(3) \quad v > \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(I_t + C_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t}}$$

3.2 Alternativkostnaden for kraft fra land

Selve formelen for tiltakskost er relativt ukontroversiell. Når man skal anvende formelen på praktiske prosjekter oppstår det imidlertid en rekke spørsmål av fagøkonomisk art. Ett viktig spørsmål for elektrifiseringsprosjekter er hvordan man skal behandle kraften fra land i kalkylen. Klimakur (2010) antar implisitt i sine beregninger at kraften fra land er **ren**. Det er allment kjent at det er ulike typer kraft som inngår i den nordiske kraftmiksen, blant annet er det en viss andel varmekraft, og kull- og gasskraft blir ofte oppfattet å være den marginale energikilden; se del 4. Det er varmekraft som står for svingproduksjonen som tilpasser produksjon til forbruk. Ved evaluering av elektrifisering som klimatiltak vil det være den marginale kraftkilden som er relevant.

Når vi er i en importsituasjon er det lett å forstå at det er importert varmekraft som er den marginale energikilden. Økt kraft fra land til norsk petroleumsproduksjon motsvares da av økning i europeisk varmekraft og det gir følgelig ikke noen global klimagevinst. Det hersker imidlertid litt forvirring om marginal energikilde i en situasjon med norsk krafteksport. Er det slik at økning i norsk fornybar energiproduksjon vil endre lønnsomhetsvurderingene rundt elektrifisering? Svaret på det er nei. Hvis vi eksporterer ren kraft vil den erstatte europeisk varmekraft, og det er fortsatt varmekraft som er den marginale energikilden. Nå vil man imidlertid spare overføringskostnader.

Det spiller ingen rolle for lønnsomheten av elektrifiseringsprosjekter hvor mye fornybar energi vi produserer. Man kan separere beslutninger om investeringer i fornybar kraft og beslutninger om elektrifisering. Det er to måter å se dette på. Ingeniørfilnærningen er å konstatere at elektronene velger sin egen vei. Det er følgelig ikke mulig å dedikere utvalgte deler av kraftproduksjonen til bestemte formål – man på vurderer dette på systemnivå. Økonomifilnærningen er at så lenge det finnes internasjonale markedspriser er det disse som representerer marginalkostnaden.

Det argumenteres allikevel for en kobling mellom økt fornybar produksjon og beslutninger om elektrifisering, dersom scenariet blir kraftoverskudd i Norge i kombinasjon med betydelige flaskehals i nettet mot utlandet. Norge og Sverige har i følge Statnett forpliktet seg til å finansiere til sammen 26,4 TW fornybar kraft innen

2020. Av dette vil 13,2 TWh komme i Norge. Det er i dag begrenset nettkapasitet mot Europa samtidig som sittende energiminister har uttrykt en negativ holdning til nye kabelforbindelser til Europa. Kan man gjennom å bevege seg mot en større grad av politisk lukking av kraftmarkedet og politisk bestemt økning i innenlandsk fornybar produksjon argumentere for at en antatt overskuddssituasjon taler for økt elektrifisering? Antagelig ikke. Ettersom man ikke fysisk kan dedikere kraften kan man fortsatt ikke argumentere for at kraft fra land er ren. Det vil også fortsatt være betydelig kobling mot kraftmarkedet i Norden og det øvrige Europa. Dersom overskuddssituasjonen og større grad av lukking av markedet ikke lar seg forsvare samfunnsøkonomisk er det også uklart om dette er relevant i en samfunnsøkonomisk kalkyle. Dette er ikke sammenlignbart med situasjonen tidligere da kraften var innelåst i mangel på økonomisk lønnsom overføringsteknologi.

Nå er eksport og import av kraft økonomisk mulig og det er internasjonal kraftpris som representerer korrekt pris i den samfunnsøkonomiske kalkylen.

Et argument for å se vekk fra det faktum at deler av kraftmiksen er forurenset kan være at Klimakur så på kostnadene ved å redusere **norske** utslipp, og at eventuelle utslippsøkninger utenfor Norge var omfattet av EUs kvotesystem. Man ignorerer da at klimaproblemet er globalt. I klartekst betyr dette at importert kullkraft anses som «renvasket» fordi den er blitt belastet klimakvoter. Dette er imidlertid et resonnement som ikke holder. Bye m.fl. (2009), i vedlegg 2 til NOU 2009:16, sier dette eksplisitt:

«Elektrifisering vil selvsagt bare være utslippsreducerende dersom elektrisiteten som kommer til erstatning har lavere utslipp.»

Denne presiseringen er også en gjenganger i tiltakskostanalysene som er gjort i sammenheng med PUD:

«Ettersom energianlegget ved Hammerfest LNG er effektivt i og med at eksosvarme gjenvinnes, og har en total virkningsgrad på omtrent 70 %, er det etter vår oppfatning en forutsetning at kraften som hentes fra linjenettet kommer fra CO₂-frie kilder for at elektrifisering skal være et godt CO₂-reducerende tiltak». Hentet fra utredning om elektrifisering av Hammerfest LNG – Snøhvitplanlegget; Statoil (2011).

Hvis man først godkjenner at EUs klimakvoter setter riktig pris på klimautslipp, må man også benytte samme kvotepris for utslipp fra norske gassgeneratorer offshore. Ellers blir det ikke en konsistent evaluering. Klimakur legger til grunn kvotepris i nevnen i ulikhet (3), og i telleren i den grad elektrisitetsprisene som benyttes reflekterer verdien av CO₂-kvoter. Elprisene som benyttes er høye så dette synes ivaretatt. For å sikre konsistens må man da også benytte kvoteprisen for CO₂-utslipp på høyresiden i ulikheten, det vil si at gevinsten av klimatiltak må måles etter samme verdi som man benytter ved kostnadsberegning. Dette gjøres ikke i praksis. Klif har anbefalt elektrifiseringstiltak på opptil 1900 kroner per tonn mens kvoteprisen i dag er på 80 kroner; Klif (2011).

Denne inkonsistente tilnærmingen – der man antar ren kraft fra land samtidig som man tillegger utslipp fra norsk gasskraft en høy skyggepris – gir en overestimert lønnsomhet i elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel. Her kan det tilføyes at tilnærmingen i Klimakur kan ses på som konsistent på sine egne premisser, gitt av mandatet, der man kun ser på nasjonale effekter og ikke betrakter klimaproblemet som globalt.

Det er to mulige konsistente tilnærminger til lønnsomhetsberegning av klimaprosjekter.

(I) Bruk av pris på klimakvoter. Nåverdberegning der man legger til grunn markedspris på klimakvoter. Hensikten med klimakvoter er å minimere kostnader ved klimakutt, gitt vedtatte krav til utslippskutt. Det er derfor tanken at de ulike land skal foreta sine tilpasninger gitt markedsprisen på klimakvoter. Dette er en naturlig tilpasning ettersom det uansett vil være det fastsatte kvotenivået som avgjør omfanget av utslipp. Avvik fra denne tilpasningen vil bare øke nasjonale kostnader uten å redusere samlede utslipp. Effekten av kvoteprisen er å skaffe samsvar mellom bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi – klimakvotene får bedriftene til å internalisere sine effekter på klimaet. Vi snakker her om internasjonale kvotepriser som i dag er i underkant av 100 kroner per tonn, gitt markedskorreksjonen gjennom kvoteprisen vil de kalkylene bedriftene foretar også uttrykke samfunnsøkonomien i prosjektene. Dette er en vanlig tilpasning i andre land, og er hovedtanken bak internasjonale klimakvoter. Hoel (2009) uttrykker det slik:

«NOU 2000:1 beskriver grundig den økonomisk beste måten for Norge å tilpasse seg en internasjonal avtale som pålegger Norge en bestemt totalkvote og som tillater handel med kvoter. I Norge bør en gjennomføre de og bare de utslippsreducerende tiltakene som er lønnsomme til den internasjonale kvoteprisen. Dersom en lar alle private aktører stå overfor den internasjonale kvoteprisen i alle aktørenes beslutninger (herunder beslutninger om nyetableringer og nedleggelse), vil markedet i stor grad gjennomføre nettopp de tiltakene som er samfunnsøkonomisk lønnsomme». ... «Når alle landene oppfører seg på denne måten, får vi en kostnadseffektiv fordeling av utslipp mellom land, mens samlede utslipp blir bestemt av avtalen.»

De aller fleste elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel vil ikke være lønnsomme dersom man benytter denne tilnærmingen, og beregnede samfunnsøkonomiske tap kan bli svært store ved å drive gjennom ulønnsomme prosjekter.

(II) Analyse av fysiske strømmer. En tilnærming der Norge ikke aksepterer at den internasjonale kvoteprisen gir et riktig uttrykk for marginalulempen av klimautslipp. Dette er en tilnærming der Norge har mer ambisiøse planer for utslippsreduksjoner enn det som reflekteres i dagens klimakvoter, der altså Norge vektlegger nasjonale kutt høyere enn kutt i andre land. Så lenge taket for klimakvoter er satt vil norsk ekstrainsats ikke føre til reduksjon i globale utslipp, og må derfor frarås ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger. Om man allikevel velger en slik tilnærming bør beslutningsanalysen være konsistent. Hvis man først ikke respekterer at kvoteprisene reflekterer samfunnsøkonomisk marginalskaide, og samtidig erkjenner at klimautslipp representerer et globalt problem, må man justere disse i alle elementer av ulikhet (3). Følgelig må man i størst mulig grad kartlegge og verdsette fysiske strømmer som har sentral betydning for utslipp av CO₂:

- Klimautslipp knyttet til de delene av kraften fra land som ikke stammer fra fornybar energi eller

kjernekraft.

- Reduksjon i klimautslipp ved å erstatte gassgeneratorer offshore.
- Klimautslipp knyttet til transport og utenlandsk forbruk av frigjort gass som følge av elektrifisering.

I analysene foretatt av Klimakur opererer man med høye kraftpriser, som er konsistent med forventninger om høye kvotepriser. Man kan argumentere for at 1) er ivarett av kraftprisen som benyttes i kalkylene. Punkt 2) er ikke ivarett – ved å anta at kraft fra land er utslippsfri overestimeres globale utslippsreduksjoner. Punkt 3) er ikke tatt hensyn til. Klimakurs tilnærming er suboptimal, noe som følger av det smale mandatet om å ha et nasjonalt perspektiv på et globalt problem.

Michel Hoel (2011) påpeker at elektrifisering også kan gi en økning i globale utslipp. I likhet med OD, NVE, Ptil og SFT (2008) presiserer han at økt forsyning av offshoresektoren med kraft fra land på marginen kommer fra varmekraft i et integrert kraftmarked. Videre fastslår han at både utslipp fra kullkraft og gasskraft i EU og gasskraft i norsk petroleumsindustri er omfattet av kvoteavtalen. Ettersom samlet utslippsvolum er regulert av avtalen, vil ikke beslutningen om norsk elektrifisering påvirke samlede utslipp. I utgangspunktet er det altså ingen utslippseffekt, bare høye selvpålagte kostnader for Norge. Men det er en tilleggseffekt ifølge Hoel. Drift av petroleumsaktivitet med kraft fra land frigjør gass som så blir eksportert. Dersom hele eller deler av denne gassen går til formål som ikke er regulert av kvoteavtalen får vi en netto økning i utslipp som følge av elektrifisering.

Selv om man, for argumentasjonens skyld, skulle velge å se vekk fra kvoteavtalen, er det vanskelig å se at elektrifisering skal kunne bedre den globale utslippssituasjonen. Ettersom utslipp fra marginal kraftforsyning på kontinentet ikke er mye lavere enn for nye gassgeneratorer offshore, vil antagelig den beregnede reduksjonen i globale utslipp som følge av elektrifisering være svært liten om man justerer for overføringstapet.

Nevneren i ulikhet (3) vil i henhold til drøftingen over være svært liten, og tiltakskosten følgelig svært høy. Å bruke milliarder av kroner på et tiltak der man ikke kan dokumentere reduksjon i globale utslipp er vanskelig å rettferdiggjøre. Det er viktig at dette også reflekteres i beregningene av tiltakskost. Beregningene av enhetskostnad bør suppleres av nåverdier – beregninger av hvor stort det samfunnsøkonomiske tapet blir av et gitt elektrifiseringsprosjekt.

I forbindelse med PUD er selskapene pålagt å gjøre kostnadsberegninger av eventuell elektrifisering. Metoden og enkelte inputparametre er standardiserte av myndighetene, av hensyn til sammenlignbarhet. Analysen er i sin natur bedriftsøkonomisk, noe som skiller den fra andre analyser i PUD-sammenheng som er samfunnsøkonomiske. Hele poenget med Plan for utbygging og drift er å vurdere samfunnsøkonomiske effekter av en utbygging. Standardanalysen, som er foreskrevet av myndighetene, synes å legge seg på en blanding av de to metodene beskrevet ovenfor.

Eksempelvis i beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet av å erstatte dagens gassgeneratorer på Hammerfest LNG (Snøhvit-anlegget), benytter lisensen metode (I) til å beregne tiltakskosten. Ved å legge til grunn at kraften fra land er ren (gjennom kvotesystemet) blir beregnet tiltakskost **etter forholdene** lav ettersom beregnet reduksjon i CO₂-utslipp er høy – høy nevner i ulikhet (3). Selv med denne beregningemetoden er imidlertid tiltakskosten høy – mellom 1500 og 1900 kroner per tonn. Med konsistent bruk av metode (I) burde man således konkludere med at tiltaket ikke er lønnsomt – kostnadene er langt høyere enn dagens og forventet kvotepris. Klif (2011) anbefaler til tross for dette at tiltaket gjennomføres. Dette er inkonsistent. Inntrykket av at man ønsker å overvurdere lønnsomheten (eller rettene å underrapportere tapet) av tiltaket forsterkes ved at man i beregningene ser helt vekk fra store ekstrakostnader knyttet til å føre strøm frem til landpunktet, herunder kostnader ved naturinngrep.

Tilnærmingen til Klif er beslektet med den som følges i Klimakur-rapporten, med den forskjell at Klimakur forsøker å ta hensyn til nettkostnader, dog med sterke forutsetninger om samordning av felt. Begge tilnærmingene ignorerer det faktum at klimaproblemet er globalt, som en oppfølging av Klimaforliket på Stortinget. Men Stortinget vil antagelig ønske tilleggsinformasjon om tiltakene faktisk reduserer globale utslipp og ikke bare flytter disse til utlandet. De ønsker antagelig ikke å bruke milliarder av kroner på tiltak som ikke virker.

Etter fremleggelsen av Klimakur-rapporten er det inngått en avtale om elsertifikater med Sverige. Denne avtalen virker mer forpliktende enn Klimaforliket som er selvpålagt. Avtalen om økt andel fornybar kraft i Norge må hensyntas i denne sammenheng. Ettersom petroleumssektoren er unntatt fra avtalen om elsertifikater er ikke avtalen et argument for elektrifisering. Tvert imot kan resulterende kraftpris som følge av elektrifisering føre til økt innenlandsk produksjon av gasskraft.

Til tross for alle forutsetningene som ensidig drar i retning av lav tiltakskost, beregner Klimakur kostnader ved elektrifisering på flere tusen kroner per tonn – opp til tretti ganger internasjonal kvotepris og flere ganger kostnader ved alternative norske klimatiltak

4. HVOR REN ER STRØMMEN?

Elektrifisering vil ikke hjelpe globale CO₂-utslipp på grunn av systemet med CO₂-kvoter:

«I et system med klimaforpliktelser og et fungerende globalt kvotemarked vil de samlede utslippene være bestemt av landenes utslippsforpliktelser. Elektrifiseringstiltak eller andre tiltak vil ikke gi noen CO₂-reduksjon utover utslippsforpliktelsen.» OD, NVE, Ptil og SFT (2008).

I rapporten «El-mikser og opprinnelsesgarantier (OG) som grunnlag for utslippsfaktorer for elektrisitet» foreskriver Raadal (2011) at forbrukere som ikke kjøper opprinnelsesgarantier eller lignende produkter (RECS, bra Miljøval etc.) skal benytte nordisk residualmikser for 2010 som grunnlag for utslippstall for elektrisitet. Denne er sammensatt av henholdsvis 44 % fossile, 25 % fornybare and 31 % nukleære energikilder, og har et

tilhørende CO₂-utslipp på 320 g CO₂/kWh. «Norsk» kraft er med andre ord ikke ren, gitt at Norge inngår i et europeisk integrert kraftmarked. For å vurdere ønskeligheten av elektrifisering er det imidlertid ikke gjennomsnittlig, men marginal kraftforsyning som er relevant.

I etatsrapporten **Kraft fra land til norsk sokkel, av OD, NVE, Ptil og SFT** i 2008, står det følgende om kraftforsyningen fra land:

«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.»

Rapporten fra OD, NVE, Ptil og SFT i 2008 er åpen på at man kun snakker om en flytting av utslipp:

«Dersom kraft fra markedet skal erstatte gassturbiner til havs, vil utslippene fra kraftproduksjon i hovedsak flyttes til utlandet.»

Den nasjonale tilnærmingen forsøkes forsvart i rapporten nettopp ved å henvise til systemet med klimavoter:

«Ved beregning av tiltakskostnad i scenario 3 er det ikke lagt til økte utslipp fra kraftproduksjon i utlandet, etter som kostnadene ved å hindre at økt kraftproduksjon gir økte CO₂-utslipp i utlandet avspeiler seg i kraftprisen ved import. Dermed forutsettes det at utslippene av CO₂ i utlandet fram til 2050 kun er bestemt av landenes utslippsforpliktelser, og at prising av CO₂-utslipp i Norge og i utlandet kan være forskjellig. Dette gir beregningsteknisk enkle forutsetninger for kraftmarkedet og potensielt lave tiltakskostnader. Effekten av tiltaket på nasjonale utslipp er som i scenario 2. Dersom en antar at utslippsreduksjonene på sokkelen ikke gir nasjonale utslippsøkninger andre steder, vil Norge isolert sett nærme seg målene for nasjonale utslipp.»

Her kan jeg være enig i to påstander – at de gjør det enkelt for seg selv å beregne tiltakskostnader i Norge, og at de har et sett av forutsetninger som gir lave beregnede tiltakskostnader. Faktisk velger de den kombinasjonen av forutsetningen som minimerer beregnede tiltakskostnader i Norge, ettersom forutsetningen om «ren» kraft fra land – renvasket av klimavoter- **beregningsmessig** gir at elektrifisering medfører reduserte utslipp av CO₂. utover dette er det vanskelig å følge resonnetet. Problemet er at man ignorerer at klimaproblemet er globalt.

5. BEDRIFTSØKONOMI VERSUS SAMFUNNSØKONOMI

For petroleumsselskapene vil det lønne seg å investere i elektrifisering dersom netto tiltakskost (med selskapets egne prisforutsetninger for gass, elektrisitet m.v.) er lavere enn summen av CO₂-avgift og kvoteprisen. I beregning av netto tiltakskost for elektrifisering gjøres det fratrukket for nettoverdi av eventuell økt gassseksport eller spart kjøp av injeksjonsgass. Ettersom kvoteprisen endrer seg over tid vil det imidlertid være nødvendig med en nåverdi-analyse: å investere i et klimaprojekt er verdigenererende dersom nåverdien av kostnadene knyttet til utslippsreduksjon er lavere enn nåverdien av alternativkostnaden – eksempelvis å benytte gassgeneratorer og betale for utslippene. Nettoppgraderinger vil bare komme inn i den bedriftsøkonomiske kalkylen dersom Statnett krever et anleggsbidrag.

Beregningene av tiltakskost, slik de gjøres i utredninger for enkeltfelt, er i sin natur bedriftsøkonomiske. For en bedrift er det naturlig å legge markedsprisen for elektrisk kraft til grunn, samt å ignorere tilleggskostnader for samfunnet knyttet til oppgradering av elnettet. I en samfunnsøkonomisk analyse må selvsagt tilleggskostnadene for samfunnet tas med. Det skal presiseres at en del offentlige utredninger, som OD, NVE, Ptil og SFT (2008) og Klimakur, har med kostnader knyttet til nettforsterkninger på land i sine kostnadsberegninger. Det er imidlertid en rekke andre kostnader de ser vekk fra. Den administrative og politiske behandling av konkrete elektrifiseringsprosjekter baserer seg uansett på kostnadsberegninger ved PUD som myndighetene pålegger selskapene å utføre etter gitte bedriftsøkonomiske kriterier, og her er oppgraderinger av nett ikke med.

I en samfunnsøkonomisk analyse må man ta hensyn til det faktum at man snakker om et globalt utslippsproblem. En samfunnsøkonomisk tilnærming vil verdsette utslipp konsekvent til kvoteprisen. Samfunnsøkonomisk analyser benytter internasjonale faktorpriser der disse finnes, og en samfunnsøkonomisk analyse vil måtte starte ut med den kjensgjerning at det er snakk om et globalt utslippsproblem. Grunnleggende for økonomisk optimal tilpasning er å utnytte handel mellom land. Ved å utnytte sine komparative fortrinn vil land ha felles interesse av samhandel.

Gevinster av samhandel gjelder også på klimaområdet. Norge med vannkraft vil her ønske å kjøpe rimelige utslippskutt i andre europeiske land som har kullkraftverk å stenge ned – marginalkostnaden for utslippskutt er langt lavere i andre land enn i Norge som i stor grad benytter vannkraft. Innen 2020 skal Norge ha 67,5 prosent fornybar i Norge, noe som er tre og en halv gang mer enn snittet i Europa og tjue ganger mer enn i England. Andre land har også sterkere incentiver for å bygge opp ny fornybar kraft da det vil øke selvforsyningsgraden. Også dette taler for bytte av utslippskutt mellom land, der Norge betaler for kutt i andre land. Selvpålagte utslippskutt i Norge til kostnader langt høyere enn i andre land kan med andre ord ikke begrunnes ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger. I enda mindre grad gjelder dette om man insisterer på at utslippskuttene skal tas i petroleumssektoren der tiltakskosten er desidert høyest. Elektrifisering går ut på å eksportere norske utslipp til utlandet. Dette vil være kostbart ettersom rensetiltakene hjemme er langt dyrere enn ute (dårlig bytteforhold). Uansett vil det ikke bidra til reduksjon i globale utslipp. ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger er det ikke grunnlag for ytterligere offentlig involvering i petroleumssektoren på klimaområdet, ettersom petroleumsselskapene allerede har en kostnad for utslipp som er flere ganger høyere enn kvoteprisen.

Kostnadsberegninger av elektrifisering i forbindelse med PUD bør justeres slik at man fanger opp de samfunnsøkonomiske effektene. Man vil da måtte ta hensyn til en rekke forhold som i dag er holdt utenfor kostnadsestimeringen. Eksempler er kostnader ved kraftoppdekking, behov for ekstra konsesjonsenergi for

eksport av frigjort gass til markedet, samt det faktum at forsinkelser eller økte kostnader knyttet til kraftforsyning fra land kan redusere mulighetene for å realisere verdier knyttet til økt oljeutvinning. Estimert tiltakskost er følgelig betydelig under den reelle samfunnsøkonomiske kostnaden.

Samtidig er det også fordeler ved elektrifisering som ikke er verdsatt: Forbedret arbeidsmiljø og sikkerhet; blant annet redusert støy, mindre innslag av roterende utstyr, samt fjerning av brennkilder. Sammenlignet med gassgeneratorer koster det ikke så mye å installere overskuddskapasitet, noe som kan være positivt for økt utvinning (realopsjonsverdi). Fleksible kraftsystemer kan gi gunstige kostnader for senere oppkopling av nye felt, kan tillate mer injeksjon, og gi mer kraft mot slutten når trykket faller. Estimert inntektsside kan følgelig være lavere enn samfunnsøkonomisk verdi.

Fleksibilitet i krafttilbud ved utvidelse av aktiviteten i området er et sentralt moment men vanskelig å få gjennomført. I praksis blir det første utbyggingsprosjektet som må sørge for investeringene. Det er av forståelig grunner ikke veldig stor vilje blant lisensdeltakerne i et prosjekt å investere mer enn nødvendig i påvente av utvidelser senere, om det da ikke er nøyaktig samme lisensdeltakelse i de neste prosjektene. Dette har vært mye av kjernen i diskusjonen rundt utsira-høyde prosjektene, der tre operatører/lisenser skal samarbeide, men hvor prosjektutbyggingene skjer i ufase. Siden det ofte også er andre kostnadsfordeler knyttet til samordning (blant annet for prosess og transport), kan samordning av utbygginger gi betydelig økning i samfunnsøkonomisk verdi.

6. KONKLUSJON

Oljevirkningskraften drives med relativt effektive gassgeneratorer, drevet av kortreist gass. ut fra et globalt klimaperspektiv vil det antagelig ikke være optimalt å erstatte generatorene med annen kraft. Dette kan man betrakte ut fra to forskjellige innfallsvinkler. Ingeniørtilnærmingen ser på fysiske strømmer. Gitt at økt forsyning av offshoresektoren med kraft fra land på marginen vil komme fra gasskraft eller kullkraft i et integrert europeisk kraftmarked, vil tiltaket primært medføre en flytting av utslipp og vil ikke redusere samlede utslipp. Økonomitilnærmingen ser på markedseffekter, som i dette tilfellet er kvotemarkedet for CO₂. Utslipp fra kullkraft og gasskraft i Eu samt gasskraft i norsk petroleumsindustri er alle omfattet av kvoteavtalen. Ettersom samlet utslippsvolum er regulert av avtalen, vil ikke beslutningen om norsk elektrifisering påvirke samlede utslipp. Enten man velger ingeniørens eller økonomens ståsted er det altså ingen global utslippseffekt, bare høye kostnader. Det eneste man oppnår er å flytte utslipp til andre land. Dersom noe av forbruket som utløses i andre land ikke er omfattet av kvoteavtalen kan globale utslipp faktisk også øke som følge av elektrifisering av norsk sokkel.

I en samfunnsøkonomisk analyse må man ta hensyn til det faktum at man snakker om et globalt utslippsproblem. Man vil også måtte ta inn over seg at Norge har tilnærmet ingen effekt på klimasituasjonen – norske utslipp kun tilsvarer én promille av globale utslipp. En samfunnsøkonomisk tilnærming vil verdsette utslipp til den globale kvoteprisen. Samfunnsøkonomisk analyser benytter internasjonale faktorpriser der disse finnes. grunnleggende for økonomisk optimal tilpasning er å utnytte handel mellom land. Ved å utnytte sine komparative fortrinn vil land ha felles interesse av samhandel. gevinster av samhandel gjelder også på klimaområdet. Elektrifisering går ut på å eksportere norske utslipp til utlandet. Dette vil være kostbart ettersom rensetiltakene hjemme er langt dyrere enn ute (dårlig bytteforhold). I tillegg vil det uansett ikke bidra til reduksjon i globale utslipp.

Ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger er det ikke grunnlag for ytterligere offentlig involvering i petroleumssektoren på klimaområdet, ettersom petroleumssekskapene allerede har en kostnad for utslipp som er flere ganger høyere enn kvoteprisen. Det er gjennomført en rekke utslippsreducerende tiltak på sokkelen. De rimelige tiltakene er allerede gjort. Sammenliknet med internasjonal petroleumsvirksomhet ligger utslippene til luft på norsk sokkel på bare en tredel av det internasjonale gjennomsnittet for petroleumsnæringen. En vedvarende oppgangskonjunktur i oljebransjen har dessuten medført en sterk og særegen kostnadsøkning, noe som gjør det mye vanskeligere å realisere klimakutt i denne næringen.

Hvis det var slik at man allikevel ønsket å erstatte bruk av gasskraft på felt med kraft fra land, ut fra politiske ønsker, vil det være optimalt å gjøre dette til lavest mulige kostnader. Det innebærer at man om alt annet var likt ville elektrifisere på steder der det er god tilgang på elektrisitet men ikke gass, dvs. steder der man kan **spare** transportkostnader knyttet til gass. Elektrifiseringsprosjekter som utredes i Norge er ofte det stikk motsatte: man vil elektrifisere der det er rikelig med lokal gass men ikke tilgang på elektrisitet. Det innebærer betydelige **økte kostnader** til å føre frem kraften.

Tiltakskost er vanligvis et mål på hva det koster å redusere utslippene av CO₂ med ett tonn. For elektrifiseringsprosjekter er dette egentlig et misvisende begrep. Man burde benyttet begrepet **flyttekostnad**, da det ikke er snakk om å redusere globale utslipp, men bare å flytte disse til utlandet.

Beregnete tiltakskostnader for ulike elektrifiseringsprosjekter varierer svært mye. Forhold som trekker ned kostnadene er mulighet for samordning mellom felt og skalaøkonomi, anlegg på land eventuelt nær land, og god tilgang på strøm i det aktuelle området. Der ett eller flere av disse forhold er oppfylt vil selskapene kunne finne det optimalt å velge strøm fra nettet, gitt eksisterende CO₂-avgift og kvotepris. Forsyningssikkerheten i nettet over tid vil her være viktig, og vil ved økt nettutbygging kunne gjøre flere prosjekter lønnsomme.

Økonomiske klimaanalyser avveier gevinsten av utslippskutt opp mot kostnadene. Ettersom elektrifisering ikke medfører reduksjon i globale utslipp har ikke disse prosjektene i utgangspunktet en inntektsside. Samfunnsøkonomisk underskudd er dermed gitt ved nåverdien av ekstrakostnaden ved elektrifisering, relativt til bruk av gassgeneratorer. I tillegg kommer ekstrakostnader som blant annet kostnader knyttet til fremføring av kraft. Man må imidlertid justere for mulige gevinster knyttet til bedre muligheter for økt oljeutvinning, og bedre muligheter for drift fra land. Enkelte prosjekter er svært kostbare. Eksempelvis har et av prosjektene som Klif anbefaler – å skifte ut nye gassgeneratorer med høy virkningsgrad på Hammerfest LNG (Snøhvit-feltet) – en negativ nåverdi på mer enn 20 milliarder kroner.

REFERANSER

- Bye, B., Fæhn, T., Heggdal, T. og L.M. Hatlen (2009). Statistisk Sentralbyrå. Teknologitviking, klima og virkemiddelbruk. Rapport til utvalget for bærekraftig utvikling og klima. vedlegg 2 til NOU 2009:16, **Globale miljøutfordringer – norsk politikk**,
- Dixit, A.K. og V. Norman (1980). **Theory of international trade: a dual, general equilibrium approach**. Cambridge University Press.
- Hagen, K.P. (2000). **Økonomisk politikk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet**. Cappelen Akademiske Forlag.
- Hoel, M. (2009). Klimapolitikk for en liten økonomi. Rapport til utvalget for bærekraftig utvikling og klima. Vedlegg 1 til NOU 2009:16, **Globale miljøutfordringer – norsk politikk**,
- Hoel, M. (2011). Energy policy and environmental paradoxes. Foredrag på The 2011 PETROSAM Conference, Stavanger, 29. November 2011.
- Klif (2011). Elektrifisering av melkøya ikke for dyrt. http://www.klif.no/46_662
- Klimakur (2010). Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020.
- Meld. St. 28 (2010–2011). En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten.
- NOU 2009:16. globale miljøutfordringer – norsk politikk.
- OD, NVE, Ptil og SFT (2008). Kraft fra land til norsk sokkel. Etatsrapport.
- OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004). CO₂, utredning av muligheter for mer effektiv energiforsyning på norsk sokkel. rapport fra arbeidsgruppe.
- Osmundsen, P. (2012). Elektrifisering – en samfunnsøkonomisk evaluering. utredning på oppdrag fra Norske Shell og Statoil, januar 2012.
- Osmundsen, P. og M. Emhjellen (2010). CCS from a gasfired power station? A commercial analysis. **Energy Policy** 38 (2010) 7818–7826.
- Raadal, H.L (2011). El-mikser og opprinnelsesgarantier (Og) som grunnlag for utslippsfaktorer for elektrisitet. Østlandsforskning / Energihandel & Miljø 2020.
- Statnett (2011). Nettutviklingsplan.
- Statoil (2011). Krav om utredning av mulige CO₂- reduserende tiltak ved Hammerfest LNG – Statoil ASA. brev fra Statoil til Klif av 30. mai 2011.
- Tjøtta, S. (2010). grønn tragedie i Hardanger. **Samfunnsøkonomen** 6, 20–24