



**OLJEINDUSTRIENS  
LANDSFORENING**

# **Elkraft fra land til norsk sokkel**

**Tiltakskost og miljøeffekt**

**Januar 2003**

**Innhold:**

1. Sammendrag.....	3
2. Innledning .....	5
2.1. Bakgrunn for og hensikt med rapporten.....	5
2.2. Mandat.....	5
2.3. Arbeidsgruppen sammensetning .....	6
2.4. Bidragsyttere til rapporten.....	6
2.5. Forkortelser.....	7
3. Kraft fra land til sokkelen – Hva skjer med CO <sub>2</sub> -utslippene.....	8
4. Sammendrag av studier .....	10
4.1. Innledning .....	10
4.2. Beskrivelser over utførte studier .....	10
4.2.1. Studie utført av NVE/OD.....	21
4.2.2. Studier utført av Statoil .....	10
4.2.3. Studier utført av Norsk Hydro .....	14
4.2.4. Studie utført av BP og ConocoPhillips .....	18
4.2.5. ECON .....	25
4.2.6. Studier utført i 1998 .....	29
5. Hovedresultater fra studiene .....	32
5.1. Sammenstilling av resultater .....	32
5.1.1. Forutsetninger og antagelser .....	32
5.1.2. Sammenstillingskriterier.....	32
5.2. Tiltakskost.....	33
5.3. Utvikling 1998 – 2002 .....	37
5.3.1. Teknologisk utvikling.....	37
5.3.2. Generell kostnadsutvikling .....	39
5.3.3. Kraftpris .....	41
5.3.4. Avsetningspris for frigjort brenngass.....	41
5.3.5. Teknologisk utvikling innenfor gassturbindrifft på sokkelen .....	41
5.3.6. Prosessvarme.....	42
5.3.7. Aldring av felt.....	43
5.4. Andre forhold .....	43
6. Kraft fra land – hvordan påvirkes utslipp og kostnader .....	44
7. Konklusjoner og anbefalinger.....	45
7.1. Konklusjoner .....	45
7.2. Anbefalinger.....	45
8. Referanser .....	47

## 1. SAMMENDRAG

Erstatning av gasskraft på sokkelen med kraft fra land har vært adressert som et viktig tiltak for reduksjon av norske CO<sub>2</sub>-utslipp. Oljeindustriens Landsforening har utarbeidet en oversikt over tiltakskost for kraft fra land. Oversikten er basert på en rekke studier som er gjennomført av både industrien og myndighetene i løpet av de siste år og sammenlignet med resultatene fra tilsvarende arbeid gjort i 1998.

Underlaget for denne rapporten er studier gjennomført av BP/ConocoPhillips, Norsk Hydro og Statoil, samt en områdestudie gjennomført av NVE/OD. Kraft fra land kan ikke regnes som CO<sub>2</sub>-fri i dagens eller de kommende års kraftoppdekning. OLF har derfor engasjert ECON til å gjennomføre en analyse over de utslipp en kan forvente på land i Norge og i de land en har krafthandel med.

Rapporten viser at:

- samtlige studier gir tiltakskostnader over dagens CO<sub>2</sub>-avgift, til dels betydelig for de fleste prosjekter
- det ikke har vært en påviselig reduksjon i tiltakskost i perioden 1998 - 2002, selv om kostnadene for kraftkabler og legging ser ut til å ha blitt redusert
- en stadig forbedring av energieffektiviteten i produksjon og transport av olje og gass og en tilsvarende forbedring av virkningsgradene i kraftforsyningen på sokkelen har medført at gevinsten ved kraft fra land er blitt redusert
- overføring av større mengder kraft fra land til sokkelen vil forsterke en underbalanse i kraftforsyningen i Norge
- overføring av kraft fra land til sokkelen vil medføre utslipp av klimagasser der denne kraften produseres av fossilt brensel, f. eks av gasskraft i Norge eller importert kraft
- de totale tiltakskostnadene vil bli til dels betydelig høyere når det også tas hensyn til utslippene på land
- den beste ekvivalente modellen, for å vurdere kraft fra land til sokkelen i et totalt miljøperspektiv, er at kraften blir generert i et moderne konvensjonelt gasskraftverk på land

De ovennevnte konklusjoner er i store trekk i overensstemmelse med konklusjonene fra NVE/ODs studie som også påpeker at kraftoppdekning med vannkraft er urealistisk.

Det er nødvendig å arbeide videre med utfordringene knyttet til reduksjon av CO<sub>2</sub> - utslipp. Arbeidsgruppen anbefaler at det arbeides videre med følgende utfordringer:

- a. Forbedring av effektiviteten i produksjon av kraft som genereres på sokkelen, herunder også samordning av kraftproduksjon mellom innretninger.
- b. Forbedring av energieffektiviteten i olje- og gassproduksjonsprosessen.

- c. Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering.
- d. Marked for avsetning av CO<sub>2</sub>, herunder CO<sub>2</sub> for IOR-formål.
- e. Teknologitviking knyttet til overføring av kraft, alternativer til dagens gass-turbiner og CO<sub>2</sub>-fangst.

## 2. INNLEDNING

### 2.1. Bakgrunn for og hensikt med rapporten

Oljeindustrien Landsforening (OLF) utarbeidet i 1998 en oversiktsrapport over tiltak som kan redusere utslippene av klimagasser fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Oversikten omfattet en rekke tiltak, herunder kraftforsyning fra land som et alternativ til lokal kraftproduksjon på innretningene til havs.

OLF besluttet våren 2002 å foreta en oppdatering av status når det gjelder kraft fra land med utgangspunkt i en rekke studier som er gjennomført av industrien og myndighetene. Hensikten er å gi en oversikt over utviklingen fra 1998 til i dag og en samlet oversikt over det arbeidet som foreligger.

Det har foregått utvikling på en rekke områder siden 1998-studien:

- Teknologisk utvikling, spesielt innenfor kraftoverføring bør tilsi at investeringskostnadene kan reduseres.
- BP/ConocoPhillips, Statoil og Norsk Hydro har gjennomført studier knyttet til kraft fra land for følgende felt og områder:
  - ~ Sørlige Nordsjø med Ekofisk, Valhall, Ula og Gyda feltene
  - ~ Troll
  - ~ Tampen
  - ~ Ormen Lange
- NVE og OD har gjennomført områdestudier for sørlige Nordsjø, Troll/Oseberg og Norskehavet som en oppfølging av en tilsvarende studie fra 1997.
- Gassteknologiutvalget (Bendiksen-utvalget) anbefaler i sin rapport at kraft fra land revurderes i lys av den teknologitvikling som har funnet sted innenfor kraftoverføring og det faktum at olje- og gassvirksomheten til havs står for en betydelig andel av de norske klimagassutslippene.
- Stortingsmelding nr. 15 (2001-2002) "Tilleggsmelding til Klimameldingen" påpeker at krafttilførsel fra land til sokkelen er et av de viktigste virkemidler for å redusere norske klimagassutslipp. I Stortingsmelding nr 9 (2002-2003) "Om innenlands bruk av naturgass mv" gjentas dette og det vektlegges at en mer omfattende kraftforsyning fra land må sees i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering.

### 2.2. Mandat

For at OLF skal ha det beste grunnlag for fremtidige diskusjoner knyttet til kraftforsyning fra land til olje- og gassinnretningene på sokkelen, skal OLF-studien fra 1998

oppdateres med hensyn på de siste tekniske og økonomiske utviklingstendenser. Arbeidet skal baseres på studier gjennomført etter 1998 og skal omfatte følgende:

- Definisjon av regioner og innretninger som skal inkluderes.
- Sammenstilling av relevante data fra pågående aktiviteter.
- Sammenligne og revurdere konklusjonene fra 1998 studien.
- Vurdere kraftforsyningsaspektet.

OD og NVE har gjennomført en mer omfattende studie av kraftforsyning til norsk sokkel, og resultatene fra deres arbeid er inkludert i denne rapporten.

OLFs 98-studie så kun på utslippsreduksjoner på sokkelen. Da kraft fra land ikke er CO<sub>2</sub>-fri, grunnet stor grad av kraftimport og mulig produksjon av gasskraft i Norge, ble ECON engasjert for å vurdere de utslippsmessige konsekvenser på land, slik at de totale utslippene kan vurderes.

### **2.3. Arbeidsgruppen sammensetning**

OLF etablerte en arbeidsgruppe som skal ha ansvaret for gjennomføring av oppdraget. Arbeidsgruppen har hatt løpende kontakt med NVE/OD for vurdering av kraft fra land til sokkelen.

Arbeidsgruppen har hatt følgende sammensetning:

Erik Skjelbred, Norsk Hydro, leder  
Odd Furuset, Statoil  
Odd Rune Hovdan, Norske Shell  
Torstein Ormøy, TotalFinaElf  
Odd Raustein, OLF

I tillegg har Torstein Haaland, Statoil deltatt i arbeidet.

Geir Husdal, Novatech har fungert som arbeidsgruppens sekretær.

### **2.4. Bidragsytere til rapporten**

Arbeidet er gjennomført med bidrag fra følgende selskaper:

- Norsk Hydro med studier vedrørende kraftforsyning til Troll B og C og til Ormen Lange prosjektet.
- Statoil med studier og underlag knyttet til kraftforsyning til Troll A og til Tampenområdet.
- BP/ConocoPhillips med underlag vedrørende kraftforsyning til sørlige Nordsjøen.

Arbeidsgruppen har hatt møter med NVE og OD vedrørende deres studie og har inkludert resultatene fra denne for å gi en best mulig totaloversikt.

## 2.5. Forkortelser og definisjoner

OLF = Oljeindustriens Landsforening  
OED = Olje og Energidepartementet  
OD = Oljedirektoratet  
NVE = Norges Vassdrags- og Energidirektorat  
TK = Tiltakskostnad  
IR = Intern rente  
TWh = milliarder kilowattimer  
CO<sub>2</sub> = Karbondioksyd  
NO<sub>x</sub> = Nitrogenoksyder

AC = Alternating Current (vekselsstrøm)  
DC = Direct Current (likestrøm)  
HVDC = High Voltage Direct Current (høyspent likestrøm)  
IGBT = Insulated Gate Bipolar Transistor (anvendes av ABB i "HVDC Light")  
IEGT = Injection Enhanced Gate Transistor (anvendes av Aker Elektro)  
LCC = Line Commutated Converters (linjesvitsjede omformerer)  
VSC = Voltage Source Converter (selvsvitsjede omformere)  
GIL = Gas Insulated Lines  
SF<sub>6</sub> = Svovelhexafluorid

CO<sub>2</sub> avgiften er i denne rapporten regnet som gjeldende avgiftssats i 2002 på 0,73 NOK/Sm<sup>3</sup>. Dette tilsvarer en avgift på 311 NOK/tonn CO<sub>2</sub> og en utslippsfaktor på 2,34 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> gitt en brenngass på 40MJ/Sm<sup>3</sup>.

### 3. KRAFT FRA LAND TIL SOKKELEN – HVA SKJER MED CO<sub>2</sub>-UTSLIPPENE

Produksjon av olje og gass fra norsk sokkel medførte i 2001 utslipp av 11,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>, hvorav 8,8 millioner tonn kom fra kraftproduksjon fra gassturbiner<sup>1</sup>. Totalt bidro bransjen med ca. 27% av de nasjonale CO<sub>2</sub>-utslippene. Norske CO<sub>2</sub>-utslipp har økt jevnt siden 1990. En reduksjon av de nasjonale utslippene med ca. 6% fra dagens nivå til Kyoto-perioden 2008-2012 vil være nødvendig for å nå Norges Kyoto-forpliktelser.

Stortingsmelding nr. 9 (2002 – 2003) "Om innenlands bruk av naturgass mv." (ref 8) opplyser at kraftbehovet på norsk sokkel i dag er ca. 14 TWh/år og at dette anslås å øke til ca. 18 TWh/år i 2005. 14 TWh tilsvarer 12% av utbygget norsk vannkraft<sup>2</sup>. Norge har i dag underdekning av egenprodusert kraft i normalår. Denne underdekningen forventes å øke i årene fremover.

Erstatning av større deler av gasskraften på norsk sokkel med kraft fra land er lansert som et tiltak som vil kunne bidra til at norske Kyoto-mål nås. Genereres denne kraften i et eller flere landbaserte konvensjonelle gasskraftverk vil utslippene på land spise opp en vesentlig del av denne reduksjonen. Benyttes gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-fangst og deponering, vil miljøgevinsten være høyere. Dersom det ikke bygges ut gasskraft i Norge vil inndeckningen måtte skje ved eventuell overskuddskraft eller import. Betydelige deler av importert kraft genereres ved hjelp av fossile brenslers. Økt produksjon for oppdekning av norsk importbehov vil følgelig øke utslippene i de land vi importerer kraft fra.

Erstatning av dagens gassbaserte kraftproduksjon med kraft fra land vil medføre at noe av den gassmengden som i dag benyttes til brenngass vil være tilgjengelig for tilleggssalg til Norges gasskunder.

For å få en bedre oversikt over effektene er det totale problemkomplekset delt opp i mindre og lettere håndterbare elementer i denne rapporten:

- Den isolerte effekten på utslippene på norsk sokkel.
- Effekten i Norge.
- Effekten i Norge og våre naboland samlet.

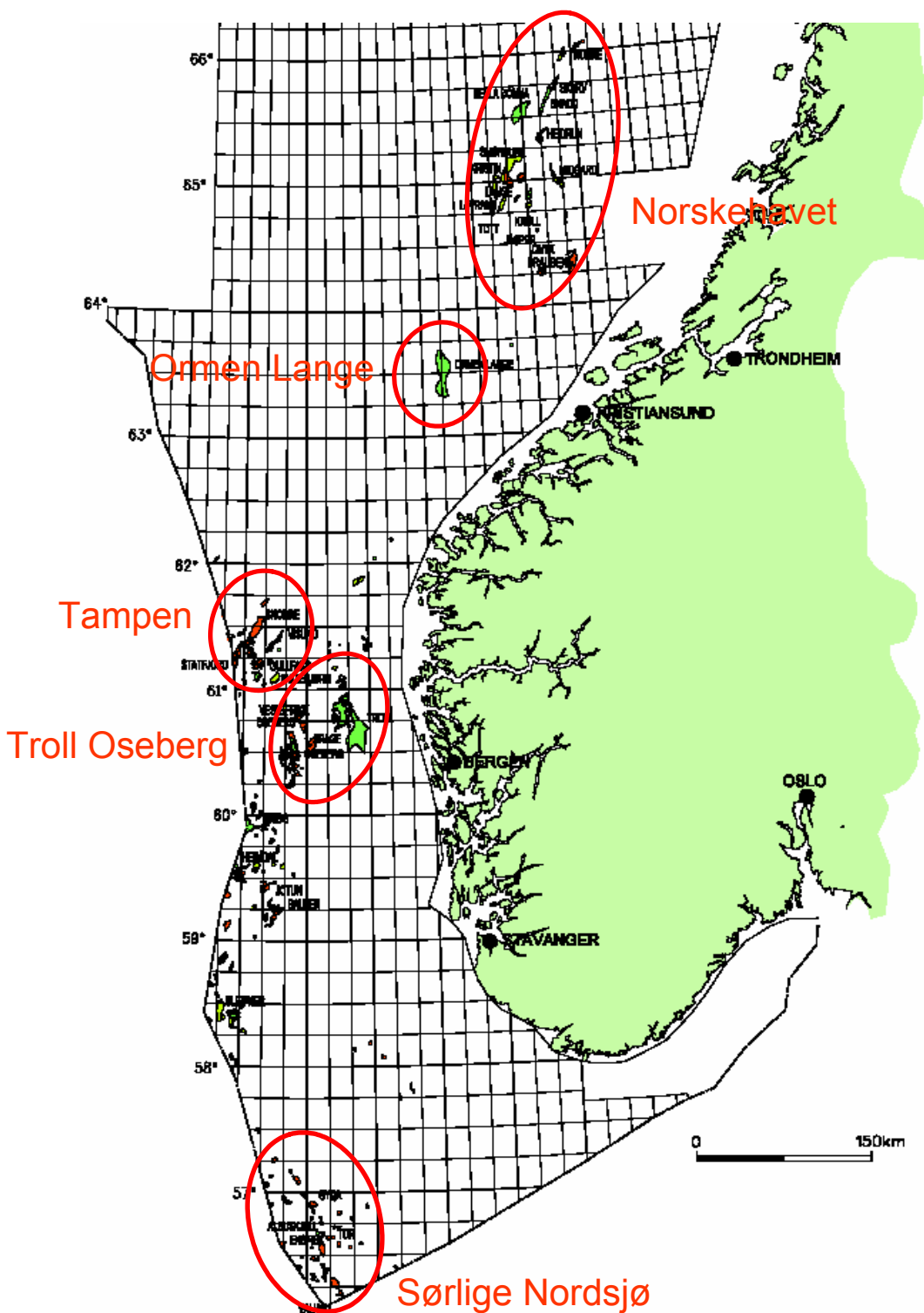
De aktuelle områdene på sokkelen som vurderes for kraft fra land ses av vedlagte kart. Disse områdene står for den dominerende olje- og gassproduksjonen, det dominerende energiforbruket og den dominerende andelen av CO<sub>2</sub>-utslipp på norsk sokkel.

---

<sup>1</sup> Kilde: OLFs utslippsrapport for 2001

<sup>2</sup> Utbygget norsk vannkraft 2001: 118 TWh. Kilde SSB.





Figur 1 Oversikt over norsk sokkel fra sørlige Nordsjøen til Norskehavet

## 4. SAMMENDRAG AV STUDIER

### 4.1. Innledning

Dette kapitlet gir en kort oppsummering og sammenstilling av de studier som er gjennomført siden OLF 98. For sammenligningens skyld har en også summert opp 1998-studien. I tillegg til en kort beskrivelse av hver studie, er også utviklingen innen viktige områder som teknologi, kostnader og rammebetingelser belyst. For å kunne sammenligne studiene er de samme forutsetningene benyttet så langt det har vært mulig og relevant. Noen av forutsetningene endrer seg imidlertid over tid. Dette er belyst fordi tidsfaktoren for når tiltak settes inn påvirker tiltakskost og prosjektøkonomi.

### 4.2. Beskrivelser over utførte studier

#### 4.2.1. Studier utført av Statoil

##### 4.2.1.1. Kraftforsyning til Troll A

###### Bakgrunn

Troll A plattformen bygges ut i flere hovedfaser. I første hovedfase, som har vært i drift siden 1996, ble det valgt å forsyne plattformen med kraft fra land. Kraftbehovet i denne fasen er ikke spesielt høyt og dekkes ved en AC-overføring med kapasitet 20 MW.

Fra og med 2005 må plattformen utstyres med gasskompressorer for å kompensere for fallende reservoartrykk etter som feltet tømmes for gass. Behovet for kompresjon vil øke etter som gassen i Trollfeltet blir produsert. Den fremtidige gasskompresjonen er energikrevende og energibehovet øker med tiden. Denne energien kan skaffes enten ved hjelp av gassfyrte turbiner på plattformen eller ved å tilføre mer kraft fra land ved hjelp av nye overføringssystemer.

###### Målsetting med vurderingene

Statoil har foretatt flere vurderinger og analyser av de alternative kraftforsyningssystemene. Basert på de gjennomførte arbeidene har Troll-lisensen besluttet krafttilførsel fra land for fase 1 av prekompresjonsprosjektet. Valget ble gjort på grunnlag av økonomiske analyser, tiltakskost og andre overordnede vurderinger.

###### Alternativer

Tre hovedkonsepter ble vurdert:

- a. Direkte gassturbindrift, virkningsgrad 35% (nominell).
- b. Kombinert gass- og damp turbinanlegg, virkningsgrad 48% (nominell).
- c. Kraft fra land.

I denne sammenhengen har en sammenlignet det valgte konseptet med kraft fra land opp mot alternativ a. For alle alternativer forutsettes det at dagens konsept med kraft fra land med eksisterende AC-overføring til drift av plattformens øvrige systemer blir videreført.

Fase 2 og 3 av prekompresjonsprosjektet vil begge innebære installasjon av ytterligere to nye kompressorer. Valg av kraft fra land for fase 1 innebærer ikke at samme konsept må velges for fase 2 og 3.

### Teknisk konsept

Beslutningen om kraft fra land er basert på bruk av HVDC Light teknologien fra ABB.

"Elektrisk kraft fra land"-konseptet, HVDC-light, består av følgende nye teknologielementer:

- Omformer stasjon på land og en tilsvarende på sokkelen.
- To par likestrømskabler fra land til Troll A plattformen, et par til hver av elektromotorene som driver hver sin av de to kompressorene.
- To elektromotorer som driver hver sin gasskompressor.

### CO<sub>2</sub>-reduksjoner

Statoil har gjennomført studier som viser at el-fra-land alternativet vil medføre globale utslipp av CO<sub>2</sub> som er 20-25% lavere enn det rene gassturbin-alternativet. I dette regnestykket inngår utslipp fra importert kraft delvis generert ved hjelp av fossilt brensel. Sammenlignet med det kombinerte gass-/dampturbin-alternativet blir de globale utslippene tilnærmet like store.

### Nøkkeltall

Effekt: 2 x 40 MW  
Overføringsavstand fra land: ca 70 km  
Prosjektlevetid<sup>3</sup>: 30 år

Alternativ	Investeringskostnader (mill NOK)	Årlige faste driftskostnader (mill NOK)	Tiltakskost (7%) (NOK/tonn CO <sub>2</sub> )
Kraft fra land	3101	0,8	540
Ren gassturbindrift	2670	25,2	-

Tiltakskostnadene er beregnet ved sammenligning med gassturbinalternativet og forholder seg kun til utslippsreduksjoner på Troll A plattformen.

---

<sup>3</sup> For beregningsformål

#### 4.2.1.2. Kraftforsyning til Tampen

##### Bakgrunn

Tampen-området består av Statfjord, Snorre, Gullfaks, Visund og Kvitebjørn. Det har de siste 10 – 15 årene vært utført en rekke mulighetsstudier for elektrisk samkjøring av plattformer og/eller import av kraft fra land. Pr dags dato er de tre Gullfaksplattformene, henholdsvis de to Snorre-plattformene sammenkoblet med elektriske kabler. Øvrige inter-plattform forbindelser har så langt vært vurdert som ulønnsomme, men kan bli aktuelt å utrede som en del av planleggingsarbeidet for den framtidige driften av Tampen med fallende olje- og gassproduksjon. Alle mulighetsstudier til nå vedrørende import av kraft fra land, har vist at dette ikke har vært lønnsomt.

##### Målsetting med vurderingene

I 2001 utførte Statoil nye analyser, under navnet "Tampen kraftsamordning – Potensialvurderinger", for på nytt å kartlegge muligheter for ytterligere samkjøring mellom plattformer, samt for import fra land. Studien skulle vurdere både eksisterende og framtidige offshore-installasjoner i en total sammenheng med hovedfokus på å kartlegge samordningsgevinster for infrastrukturen, samtidig som studien skulle vurdere den mest moderne elkraftteknologi for dette formål

##### Alternativer

Følgende scenarier ble utredet:

- Samkjøring:  
Fire ulike samkjøringsscenarier på Statfjord, og mellom Statfjord, Gullfaks og Snorre ble vurdert. (Statfjord internt, Statfjord-Gullfaks, Statfjord- Gullfaks-Snorre og Statfjord-Gullfaks-Snorre-Visund/Kvitebjørn).
- DC Case 1:  
Import av kraft fra land til samtlige plattformer på Tampen og hvor 50 % av elektrisk forbruk ble erstattet av kraft fra land og hvor flere generatorer offshore ble beholdt. Mekaniske drivere ble ikke elektrifisert. Forbindelsen til land ble dimensjonert for 200 MW.
- DC Case 2:  
Import av kraft fra land til samtlige plattformer på Tampen og med alt elektrisk forbruk erstattet av kraft fra land. Mekaniske drivere ble ikke elektrifisert. Forbindelsen til land ble dimensjonert for 400 MW.

Studien fra 2001 inneholdt ikke beregninger av tiltakskost. Det ble derfor valgt å studere et av scenariene ovenfor og gjøre nye beregninger for å få dette sammenlignbart med øvrige scenarier i denne rapporten. DC Case 1 er valgt ut for dette formål, men scenariet er teknologisk og konseptuelt relativt likt alternativet DC Case 2. Forskjellene går hovedsakelig på graden av elektrifisering og kapasiteten for HVDC forbindelsen til land. Tiltakskostnadene er stort sett sammenlignbare, men investeringskostnadene er lavere ved DC Case 1. I tillegg gir DC Case 1 den minst ugunstige nåverdi av de to scenariene.

### Teknisk konsept

Hovedinnhold i kraft fra land til Tampen er:

- Landstasjon med likeretteranlegg som kan lokaliseres f. eks. i Bremanger / Svelgen, på Mongstad, Kollsnes eller Kårstø. I kostnadsestimatene er det tatt utgangspunkt i tilkobling til enten Mongstad eller Kollsnes.
- HVDC kabelforbindelse til nybygd mottaksplattform på Tampen, lokalisert ved Gullfaks A.
- Mottaksplattform med vekselretteranlegg og fordelingsanlegg for kraft.
- AC kabler fra mottaksplattform til de øvrige plattformer på Tampen.

Teknologien for HVDC-overføringen er basert på konvensjonell HVDC på landsstasjon, mens det offshore benyttes selv-kommuterende omformere (VSC).

Distribusjon av elektrisk kraft offshore benytter vanlig teknologi. Visund og Kvitebjørn drives med 50 Hz frekvens, mens resten av Tampen bruker 60 Hz. Det installeres derfor AC/AC omformer offshore for dette.

Det er ikke regnet med kostnader til oppgradering av sentralnettet og det er heller ikke tatt med såkalt "anleggsbidrag" for dette.

### Nøkkeltall

Effekt:	200 MW (DC Case 1)
Overføringsavstand fra land:	170 km
Prosjektlevetid:	20 år (år 2001 – 2020)
Investeringskostnader:	3821 MNOK (DC Case 1)
Nåverdi ved IR 7 % og CO <sub>2</sub> -avgift 0,72 NOK/Sm <sup>3</sup> :	(- 2980) MNOK (DC Case 1)
Sparte CO <sub>2</sub> -utslipp over prosjektets levetid:	15,5 mill. tonn
Tiltakskost <sup>4</sup> :	820 NOK/tonn

### Begrensninger ved studien

Langtidsplanene for senfaseutnyttelsen for Tampen høsten 2002 ser betydelig annerledes ut enn de gjorde når studiens premisser ble formulert våren 2001, samt at de nåværende planer er beheftet med stor usikkerhet. Dette innebærer at studiens relevans er noe begrenset. Videre er studien på et relativt grovt presisjonsnivå m.h.p. kostnader, energi- og utslippstall. Siden det har vært nødvendig å justere tallmateriale for å tilpasse studien, er det ikke streng konsistens i tallmaterialet. Siden kravene til studiens kostnadsestimater og andre kvantitative størrelser er relativt små ut fra studiens nivå, vil dette ha mindre betydning. Det har derfor liten hensikt å beregne nøkkeltall for scenariene for elektrifisering mer nøyaktig enn det her er gjort, så lenge det ikke kommer inn nye faktorer som i betydelig grad kan endre på resultatene.

---

<sup>4</sup> Regnet mot tilgjengelig vannkraft

## **4.2.2. Studier utført av Norsk Hydro**

### 4.2.2.1. Ormen Lange

#### Bakgrunn

I konseptevalueringsfasen høsten 2002 har Norsk Hydro studert alternativer for å forsyne kraft til en eventuell plattform på Ormen Lange feltet. En fullprosessplattform er et av de to hovedkonseptene som evalueres med tanke på starte opp produksjonen fra feltet i 2007. Det andre hovedkonseptet med en landterminal tilkoblet det norske strømforsyningsnettet er ikke omhandlet av denne studien.

Basisalternativet er en flytende plattform på 800 meters vanddybde på feltet med en gassprosesskapasitet på 50 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Energibehovet på plattformen fordeles størrelsesorden mellom 80 MW til gassseksportkompressorer, 20 MW hjelpesystemer og 20 MW varme.

#### Målsetting med studien

Målsettingen med studien er å finne den tekniske, økonomiske og miljømessige beste kraftforsyningsløsningen for plattformalternativet for videreføring i en mer omfattende konseptevalueringsprosess. Kostnadene for plattformalternativene varierer mye grunnet store forskjeller i vekt og plassbehov til kraftforsyningsystemene på plattformen.

#### Alternativer

Hovedalternativene som er blitt evaluert:

- Kraft forsynt fra nettet med høyspent likestrømsoverføring (HVDC) til plattformen.
- Kraft forsynt fra nettet med høyspent vekselstrømsoverføring (AC) til plattformen.
- Kombinert løsning med gassturbiner med varmegjenvinning for kraft- generering til hjelpesystemer og varmebehov og høyspent likestrømsoverføring til plattformen for kraft til gassseksportkompressorer.

Disse tre alternativene er blitt vurdert opp mot et referansealternativ:

- Lokal kraftgenerering med gassturbiner med varmegjenvinning og dampturbiner

I tillegg har det blitt studert et alternativ med lokal kraftgenerering uten varmegjenvinning, men dette har ikke blitt videreført grunnet miljø og kostnadmessige vurderinger.

#### Teknisk konsept

Alternativet med lokal kraftgenerering med gassturbiner består av 3 turbiner for gassseksport og to for kraftgenerering (2x100%) alle med varmegjenvinning og en dampturbin. Totale CO<sub>2</sub>-utslipp ved platåproduksjon er nær 400 000 tonn/år.

I alternativene med kraft forsynt fra nettet vil de tre gasseksportkompressorene bli utstyrt med separate frekvensomformere. Ved HVDC overføring vil omformerne offshore fordeles mellom to kabelsett fra land hvorav alminnelig forsyning kan forsynes fra begge sett. Ved AC overføring er det evaluert to kabler, hver med ca 75% kapasitet. Også en større kabel kan tenkes men dette vil gi en lavere tilgjengelighet. Totale utslipp av CO<sub>2</sub> for alternativene med full kraftforsyning fra nettet vil avhenge av hvordan kraften genereres på land, men det vil ikke være utslipp på plattformen knyttet til kraftgenerering.

En kombinert løsning inkluderer to gassturbiner (2 x 100%) for kraftgenerering med varmegjenvinnere for å dekke plattformens varmebehov og høyspent likestrømsoverføring fra land til gasseksportkompressorene. Dette alternativet baseres på et kabelsett for forsyning av de tre omformerne på plattformen og vil således ha en lavere regularitet og er følgelig ikke likeverdig de andre forsyningsløsningene. Totale utslipp fra plattformen ved platåproduksjon er nær 100 000 tonn/år.

Den aktuelle omformingsteknologi med HVDC, basert på såkalt Voltage Source Converters, anses som teknisk kvalifisert. Kabler for både likestrøms- og vekselstrømsalternativene til en flytende plattform på dette store vanddypet må gjennom en teknisk kvalifisering før prosjektgjennomføring.

Fremføring av kraft fra land til Ormen Lange medfører et behov for å ruste opp overføringsnettet i Mørere regionen. Kostnader på 186 mill NOK for en opprustning av nettet fra Viklandet til Tornes transformatorstasjon er her inkludert.

### Nøkkeltall

Effekt:	HVDC/AC 120MW	Kombinert alt. 80 MW
Overføringsavstand fra land:	120km	
Prosjektlevetid:	30 år	

Alternativ	Kostforskjell plattform (mill NOK)	Kostforskjell overføring (mill NOK)	Total kostforskjell (mill NOK)	Tiltakskost (7%) (NOK/tonn CO <sub>2</sub> )
Likestrømsoverføring	250	2300	2747	870
Vekselstrømsoverføring	- 420	1760	1524	570
Kombinert generering og likestrømsoverføring	280	1350	1816	770

Hvis man antar at kraften genereres ved et gasskraftverk i land blir tilsvarende tiltakskost henholdsvis 9840, 5420 og 5470 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Denne store økningen skyldes den relativt lille forskjellen i virkningsgrad mellom et gassturbanlegg med varmegjenvinning på en plattform og et stort gasskraftverk på land.

#### 4.2.2.2. Kraftforsyning til Troll B og C

##### Bakgrunn

Norsk Hydro gjennomførte i 2001 og 2002 et omfattende arbeid for å identifisere mulige tiltak for å redusere utslipp til luft fra Troll B og Troll C. Arbeidet fokuserte på å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>, og inkluderte vurdering av:

- kraftforsyning fra land
- bruk av dampturbin, og kraftsamkjøring mellom Troll B og Troll C
- lav NO<sub>x</sub> ombygging av gassturbiner
- tiltak for å redusere kompressorarbeidet

Kraftoverføring fra land har blitt undersøkt for mange alternative konsepter og for flere typer teknologi.

Troll C ligger ca 80 km nordvest for Kollsnes og har 50 Hz elektrisk nett på plattformen. Avstanden videre til Troll B, som har 60 Hz nett, er ca 22 km.

##### Alternativer

Følgende hovedalternativer har vært evaluert:

- Delelektrifisering av Troll C.
- Helelektrifisering av Troll C, inkludert el.drift av eksport gasskompressorene.
- Delelektrifisering av Troll B og Troll C.

Alternativet med ombygging til elektrisk drift av eksport gasskompressorene innebærer omfattende ombygging med betydelig risiko og det er foreløpig ikke konkludert at modifikasjonen er gjennomførbar.

For delelektrifisering er det antatt at en turbin drevet generator beholdes som reserve.

For alle alternativene er det vurdert og kostnadsestimert løsninger både med vekselstrøm- og med likestrøms- overføring. Kollsnes er antatt som tilknytningspunkt for kraftkabel på landsiden. Kraftforsyning via Troll A har også blitt vurdert, men ikke videreført grunnet tilgjengelig kapasitet. Ved elektrifisering av Troll B er det antatt krafttilførsel via Troll C.

Både Troll B og Troll C har behov for prosessvarme, som i dag fremskaffes gjennom varmegjenvinning fra turbin avgassen. Ved full elektrifisering er det antatt at varmebehovet dekkes via installasjon av nye gassfyrte kjeler.



### Teknologi

Det er vurdert løsninger basert på tradisjonell vekselstrømsteknologi og løsninger basert på likestrømsteknologi med såkalt "Voltage Source Converters" (HVDC-light). Forskjellige frekvenser på Troll B og Troll C gjør at "sammenkobling" av installasjonene blir spesielt kompleks med behov for frekvensomforming, to kabel-legge operasjoner og flere dynamiske kabelstrekk. |

Troll B og Troll C er flytende installasjoner, hvilket innebærer at det må utføres arbeid for å kvalifisere den dynamiske delen av kabelen. Dette arbeidet er i stor grad gjennomført for vekselstrømskabel, mens det fortsatt er utestående for likestrømskabel.

### Energisituasjonen

Troll B har turbindrifft på to hovedgeneratorer, hvorav en er i reserve, samt på to kompressorer som begge er i drift. Det er varmegjenvinningsenheter i avgassutløp fra alle turbinene. Troll C har samme løsning som Troll B, med unntak av at det kun er varmegjenvinning fra kompressorturbinene.

Elektrisk kraftbehov på Troll B og Troll C er avtagende. Troll C som har det største forbruket, har et behov på ca 17 MW i 2005 avtagende til ca 7 MW i 2016.

Kompressorene vil ha en jevn og høy belastning både på Troll B og Troll C.

Varmebehovet er primært avhengig av oljeproduksjonen og vil være avtagende i forhold til et behov på 10-15 MW per plattform i dag.

### Nøkkeldata

Antatt levetid i vurderingene: fram til år 2016.

Alternativ	Investering (mill NOK)	CO <sub>2</sub> red. (mill tonn)	Tiltakskost (7%) (NOK/tonn)
Troll C, deelektrifisering	585	0,73	1320
Troll C, heelektrifisering	905	2,79	880
Troll B og C, deelektrifisering 3)	985	1,38	1110

Merknader:

- 1) Samlet CO<sub>2</sub>-reduksjon over perioden 2005-2016
- 2) Investeringer og tiltakskostnader er basert på bruk av HVDC løsninger
- 3) Bruk av HVDC multiterminal på Troll C

Ovenstående beregninger er basert på at vannkraft er tilgjengelig. Tiltakskostnadene vil øke betydelig dersom gasskraftverk legges til grunn som kraftkilde på land. Dette på grunn av at både Troll B og Troll C har relativt høye virkningsgrader og at potensial for å øke effektiviteten ved å hente kraft fra land er relativt liten.

### **4.2.3. Studie utført av BP og ConocoPhillips**

#### **Bakgrunn**

BP har over flere år vurdert forskjellige løsninger for elektrifisering av felter i Nordsjøen. En omfattende evaluering ble foretatt i perioden 2000-2001 og dekket inntil 68 felt så vel på Britisk som på Norsk side av delelinjen. I løpet av 2001 ble det besluttet å utrede et mindre prosjekt som på mange måter kunne være et pilot prosjekt for videre applikasjon. En valgte da å se nærmere på Valhall, Ekofisk, Gyda og Ula feltene da disse hadde karakteristika som var attraktive i denne sammenheng.

For å kunne oppnå en effektiv elektrifisering er elementer som; adgang til nettverk på land, feltlevetid, alternativ anvendelse/salg av gas, optimalisering av kapital og operasjonskostnader, viktige faktorer som en vurderte var tilstede for dette området. BP startet derfor et prosjekt, NPP i sept 2001, og ConocoPhillips besluttet å ta del i utredningsarbeidet fra desember samme år. Statnett har gjennom hele perioden fungert som teknisk rådgiver, mens Ekofisk, Ula, Gyda, Valhall lisensene samt Klimatek har stått for finansiering.

#### **Målsetting**

Målsettingen for BP og ConocoPhillips var å utredet mulighetene for å forsyne sine felt på norsk sektor med elektrisk kraft fra land bl.a. hvor det overliggende motiv var å redusere CO<sub>2</sub> utslipp fra virksomheten samtidig som en ville forsikre seg om at økonomien i prosjektet var tilfredstillende. Videre ønsket en å se på hvorvidt en slik løsning kunne forenkle driften, gjøre den sikrere, samt redusere støy på den enkelte plattform.

#### **Prosjektets utforming**

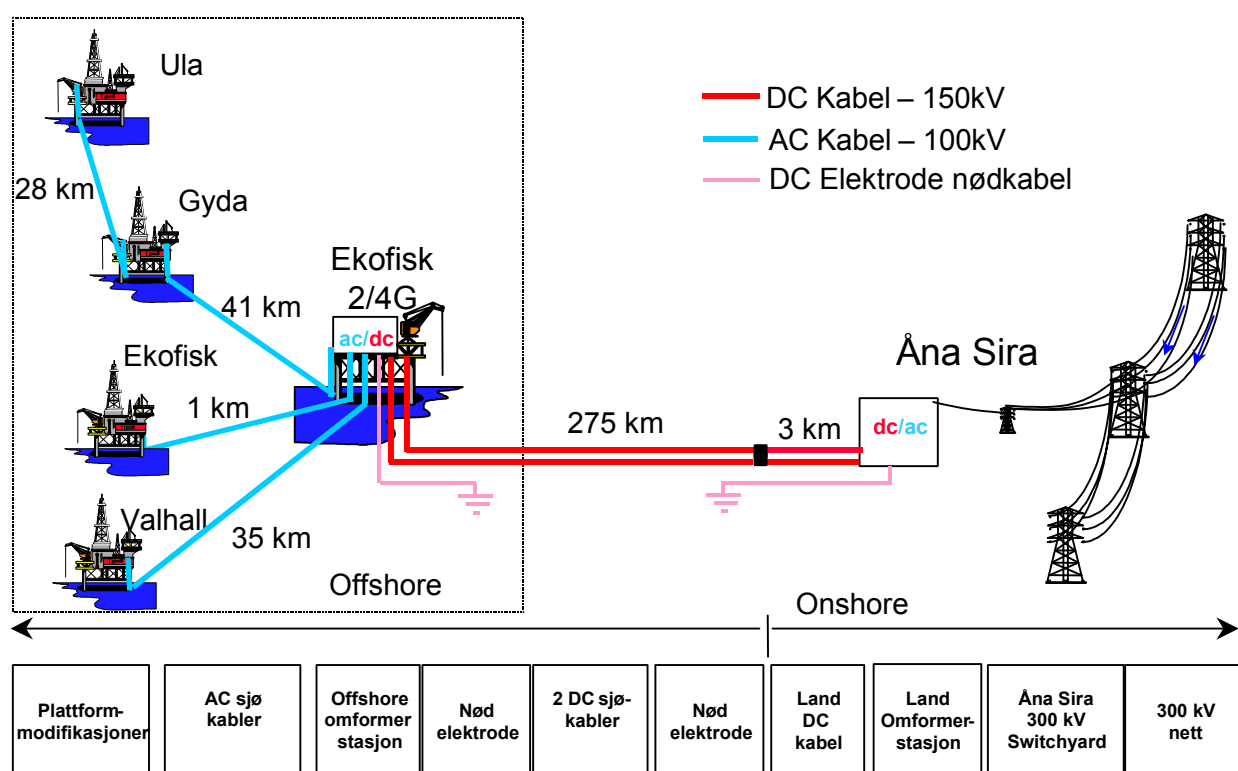
Prosjektets tekniske løsning er vist i Figur 2;

- Infrastrukturen tilknyttes hovednettet på land som drives av Statnett. Tilknytning vil skje ved Åna Sira som har en svært god kapasitet og er på mange måter et ideelt oppkoblingspunkt.
- En omformerstasjon vil bygges på land hvor vekselstrøm omformes til likestrøm.
- To likestrømskabler vil føre kraften 275 km fra land til en omformer stasjon som vil bli plassert på en eksisterende struktur i Ekofisk området (2/4-G) hvor kraften igjen vil omformes til vekselstrøm. Hver av disse kablene vil ha 150 kV spenning.
- Etter omforming har skjedd til vekselstrøm vil en distribuere elektrisk kraft til enkelte plattform via vekselstrøms kabler basert på 100 kV spenning.
- Den enkelte plattform vil så få trukket kabler via nye/eksisterende stigerør via en transformator og ut til brukerfunksjonene på den enkelte plattform.

Prosjektet skal kunne ivareta et behov på 130-175 MW elektrisk kraft. I det høyere estimat forutsettes det at alle de BP opererte installasjonene blir totalt elektrisk drevet,

dvs. at en ikke vil drive store kompressorer eller pumper basert på direkte gassturbin drift. De nedre anslag forutsetter fortsatt drift av enkelte gassturbiner og kun en liten vekst i energi etterspørsel. På Ekofisk forutsettes det at nåværende kompressorer og pumper, som er direkte drevet av gassturbiner per i dag, ikke bli ombygget til elektrisk motordrift. Det antas derfor at en eventuell kabel fra land kun vil utgjøre ca 20% av den totale energi etterspørsel for Ekofisk (inkludert Eldfisk).

De årlige reduksjonene i CO<sub>2</sub>-utslipp fra feltene kan komme opp i ca 800.000 tonn avhengig av driften på de ulike felt. Også reduksjonene i Nox utslipp vil være betydelig. Tiltaket er således viktig for selskapene for å nå interne mål, men vil også kunne være et vesentlig bidrag til å oppfylle Norges internasjonale forpliktelser med hensyn til reduksjon av utslipp til luft.



Figur 2 Skisse over kraftforsyningskonseptet til BP

For å kunne overføre den nødvendige energi over en så stor avstand må det benyttes en likestrømsoverføring. Det er valgt en løsning med HVDC teknologi som benytter såkalt VSC (Voltage Source Converters) teknikk. Omformerne er basert på bruk av transistorteknikk og en bipolet løsning med back-up elektroder for bruk under planlagt og uplanlagt vedlikehold. I den første perioden vil eksisterende turbiner på innretningene kunne fungere som en reserveløsning. Driftserfaring vil kunne styre når turbinene kan fases ut slik at driften av elektriske enheter kun relateres til kraft fra land.

De totale investeringene knyttet til HVDC overføringsystemet inkludert modifikasjon av 2/4G bærestruktur for offshore omformerstasjon er forut for anbudsforespørsel estimert fra 2,2 mrd kroner (135 MW) til 2,4 mrd kroner (155 MW). Totale kostnader for nødvendige plattform modifikasjoner er estimert til 700 mill. Ettersom økonomien i prosjektet er svært marginal, vil det være vanskelig å realisere dette prosjektet uten aktiv medvirkning fra myndighetene

### Tidsplaner

Dersom kontrakt for detaljert ingeniør arbeid tildeles tidlig i 2003, vil kraft fra land kunne være en realitet høsten 2005.

### Oppdatering (desember 2002)

Etter en foreløpig evaluering av anbudene som dekker; kontrollsystemer, omformstasjoner, likestrøm og vekselstrøm kabler samt modifikasjon av 2/4-G bærestruktur, har BP nå anbefalt å stoppe prosjektet.

- Besparelsene i driftsutgifter og kapitalinvesteringer ble mindre enn forventet. Dette gjelder spesielt for eksisterende innretninger hvor ingen store endringer i driftsfilosofi eller anlegg var forventet.
- Anbudene kom inn med betydelig høyere priser på de største leveransene sammenliknet med tidligere overslag. Økning i vekt samt kompliserte tekniske løsninger er blant hovedutfordringene.
- Usikkerheten rundt hvor strømforsyningen skulle komme fra utløste også spørsmål og tvil om de miljømessige fordelene ved prosjektet. Prosjektet åpnet for muligheten til å redusere norske CO<sub>2</sub>-utslipp, men den senere debatt har satt søkelyset på hvordan Europas netto CO<sub>2</sub> vil utvikle seg.

### Nøkkeltall

Overført effekt:	130 – 175 MW
Overføringsavstand fra land:	275 km
Prosjektlevetid:	28 år
Totale investeringskostnader:	3,2 mrd NOK
Tiltakskost (7%)	458 NOK/tonn

#### **4.2.4. Studie utført av NVE/OD**

##### Bakgrunn

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Oljedirektoratet (OD) har i fellesskap utført en mulighetsstudie for Olje- og energidepartementet over krafttilførsel fra land til installasjoner på norsk sokkel. Arbeidet ble gjennomført i 2002 og rapporten offentliggjort i november. Tre områder er vurdert i studien:

- Sørlige Nordsjø (Ula, Gyda, Valhall og deler av Ekofisk).
- Osebergområdet inkludert Troll B og Troll C.
- Norskehavet.

Det er forutsatt at kraften tas fra land i Norge. Kraften transporteres via like- eller vekselstrøms sjøkabler til et samlingspunkt i hvert av områdene. Herfra fordeles den til hver produksjonsinnretning med vekselstrømskabler.

Rapporten gir oversikt over nødvendig kraftbehov i hvert av områdene, over potensialet for reduksjon av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>-utslipp fra områdene og over estimerte kostnader knyttet til disse reduksjonene. Tiltakskost for utslippsreduksjonene er beregnet i henholdsvis NOK/tonn CO<sub>2</sub> og NOK/kg NO<sub>x</sub>. Tiltakskostene er beregnet for fire ulike scenarier for kraftoppdekning, der også utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra kraftproduksjonen fra land er tatt hensyn til. Tilgjengeligheten av kraft fra nettet i Norge er også vurdert i studien.

##### Målsetning med studien

Målsetningen med studien var å utarbeide en rapport med oversikt over energimengde og kostnader knyttet til å erstatte gassdrevne generatorer og motorer på innretningene til havs med elkraft fra land.

##### Avgrensninger og forutsetninger

Studien inkluderte felt i produksjon, felt besluttet utbygd og funn som forventes å ha en godkjent utbyggingsplan i løpet av fire år (klasse 1-4 i ODs ressursklassifikasjonssystem). I tillegg er tiltakskost beregnet også dersom tilleggsressurser utvinnes (Ressursklasse 5 og 7).

Følgende grupper av innretninger i de tre områdene var ikke inkludert:

- Produksjonsinnretninger som planlegges nedstengt få år etter en mulig oppstart av kraft fra land (fordi det akkumulerte bidrag til utslippsreduksjoner fra disse anleggene ville bli beskjedne).
- Innretninger som ligger svært langt fra knutepunktene i hvert område.
- Gassturbiner som direkte drivere av store kompressor og pumpepakker.

Fremtidige energibehov og utslippsreduksjoner er beregnet ut fra prognoser innrapportert fra selskapene i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett 2002.

### Kraftoppdekning

Det er i studien lagt til grunn en årlig vekst på 1,2 % innen alminnelig forsyning og et forbruk på 35 TWh til kraftkrevende industri fram til 2015. Det er videre forutsatt et elkjel-marked på 10 TWh, omtrent likt fordelt mellom lett og tung fyringsolje som fyringsalternativ. I normale tilsigsår forutsettes bare lettoljekjelene å være innkøpet. Bare mindre justeringer av innenlands produksjonsevne anses realistisk gjennomførbart i perioden. Dette medfører at store landbaserte gasskraftverk ikke er forutsatt bygget, heller ikke nye kabler mot utlandet.

Resulterende kraftbalanse viser en økende importavhengighet i temperatur- og tilsigsmessige normalår, fra 7 TWh i 2005 til 12 TWh i 2010 og 15 TWh i 2015. Dette bør ikke representere spesielle problemer i normalår, men forsyningssituasjonen kan bli kritisk i tørrår da praktisk gjennomførbare importmuligheter ikke på langt nær vil være tilstrekkelig til å opprettholde normalt forbruksnivå.

Da det i utgangspunktet ikke vil være innenlandsk kraftoverskudd til inndecking av eventuelle nye forsyninger til sokkelen, må slik kraft skaffes tilveie enten ved økt import eller ved ny innenlandsk kraftutbygging. Overføring av kraft til sokkelen kan dekkes enten bare ved etterspørsel i markedet eller gjennom målrettet kraftutbygging eller import. Ved begge metoder vil en ende opp med en blanding av flere energibidrag. NVE/OD har i sin rapport sett på rendyrkede, stiliserte oppdekningsalternativer, der hvert alternativ er basert på bare én type energibidrag. Disse alternativene er at all tilleggskraft for forsyning av sokkelen inndeckes ved:

- a. ren vannkraft
- b. innenlandsk konvensjonell gasskraft
- c. innenlandsk gasskraft med CO<sub>2</sub>-fangst
- d. import av kraft

I realiteten tenkes importen de første årene overveiende å være kullkraft med en gradvis overgang til gasskraft og annen mer utslippsfri kraft innen 2013. Innenlandsk gasskraft forutsettes bygget nær ilandføringsstedene for gass. Dette gir også relativ nærhet til feltene på sokkelen. Forsert utbygging av vannkraft regnes ikke som et realistisk oppdekningsalternativ.

### Modifikasjoner på eksisterende innretninger

På flere av innretningene dekkes dagens behov for prosessvarme ved varmegjenvinning fra eksosanlegg på gassturbiner. Deler av denne varmetilgangen vil bortfalle ved krafttilførsel fra land, men alternativ forsyning er identifisert og gjenværende manglende oppdekning forutsettes dekket med elektrokjeler

Det er antatt at det finnes ledig tomteareal for anslåtte modifikasjoner, eventuelt forutsettes mindre påbygg. Det er forutsatt at nødvendige modifikasjoner skal kunne foretas uten ekstra nedstenging av produksjonen. Denne forutsetningen er forbundet med usikkerhet.

På grunn av høye vedlikeholdskostnader og støttet av regularitets- og sikkerhetsvurderinger er det konkludert med at ikke er hensiktsmessig å beholde eksisterende turbogeneratorpakker på installasjonene som reserveløsninger. Gassturbiner som derved blir overflødige foreslås derfor demontert og fjernet.

### Investerings- og driftskostnader

Alle fire scenariene gir samme investerings- og driftskostnader på sokkelen. Disse er vist i Tabell 1.

Område	Investeringskostnader, <i>mrd nok<sup>2003</sup></i>	Driftskostnader, <i>mrd nok<sup>2003</sup> pr år</i>
Sørlige Nordsjø	2,8	- 0,11
Oseberg	3,5	- 0,10
Norskehavet	4,6	- 0,11
<b>Total</b>	<b>10,9</b>	<b>- 0,32</b>

Tabell 1 Investeringskostnader- og endringer i driftskostnader

Negative driftskostnader betyr at driftskostnadene reduseres ved kraft-fra-land sammenlignet med gassturbindrift.

Reduserte driftskostnader og bedret tilgjengelighet kan legge forholdene til rette for mulig fremtidig økt utvinning. Flere tiltak for økt utvinning har imidlertid ført til økte utslipp grunnet større energiforbruk. Kraft fra land vil også kunne forlenge feltenes levetid noe og derved gi økt total utvinning fra noen felt.

### Utslippsreduksjoner på sokkelen

Alle scenariene gir samme utslippsreduksjon på sokkelen. Brutto akkumulerte reduksjoner over analyseperioden (2003-2008) er vist i Tabell 2.

Område	CO <sub>2</sub> <i>Mill tonn</i>	NO <sub>x</sub> <i>1000 tonn</i>
Sørlige Nordsjø	7	22
Oseberg	7	29
Norskehavet	10	22
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>73</b>

Tabell 2 Brutto akkumulerte utslippsreduksjoner (2003-2008)

### Tiltakskost

Tiltakskost for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp er beregnet for hvert av de fire scenariene. Det er også beregnet tiltakskost for et tilleggsalternativ der mulige fremtidige utvinningsprosjekter ble inkludert (Ressursklasse 5 og 7 i ODs ressursklassifikasjonssystem). Dette alternativet inkluderer tilhørende utslippsreduksjoner. Det

forutsettes ikke endrede kostnader, da disse tilleggsressursene ikke forventes å kreve utbygging av ny gasskraft på sokkelen.

Beregnete tiltakskostnader framgår av Tabell 3

Ressurs- grunnlag	Import av kraft			Vannkraft			Konvensjonell gasskraft			Gasskraft m/ CO <sub>2</sub> - fangst		
	Sørlige Nordsjø	Norske- havet	Oseberg	Sørlige Nordsjø	Norske- havet	Oseberg	Sørlige Nordsjø	Norske- havet	Oseberg	Sørlige Nordsjø	Norske- havet	Oseberg
Basisalternativ	10 416	24 068	5 986	705	1 051	865	2 449	5 941	2 746	981	1 400	1 092
Inkl. RK 5 og 7	2 965	4 675	4 180	545	771	778	1 568	1 795	1 974	775	1 038	980

**Tabell 3 Tiltakskost i NOK/tonn redusert CO<sub>2</sub>-utslipp for valgte scenarier og områder på sokkelen**

Tabellen viser at tiltakskost for alle områder og scenarier er klart høyere enn nivået av nåværende CO<sub>2</sub>-avgift som tilsvarer 311 NOK/tonn (0,73 NOK/Sm<sup>3</sup> brenngass ved 40 MJ netto brennverdi som tilsvarer en utslippsfaktor på 2,34 kg CO<sub>2</sub>/Sm<sup>3</sup> brenngass).

### Andre forhold

NVE/OD påpeker også at kraft fra land til erstatning for gassturbiner og generatorer på sokkelinstallasjonene vil føre til en forbedring av sikkerhet og arbeidsmiljø, men gevinsten er vanskelig å kvantifisere.

Kraft fra land vil også kunne bidra til en bedret driftstilgjengelighet på ca. 0,3%, som vil kunne være en merkbar sikkerhetsmessig og økonomisk forbedring. Bedre driftstilgjengelighet vil også kunne bidra til en viss reduksjon i gassfaklingen. Denne er ikke kvantifisert.

Gassturbiner er komplisert utstyr med et arbeidskrevende vedlikeholdsbehov. Fjerning av gassturbiner frigjør arbeidskraft og bemanningen kan reduseres, noe som fører til lavere personrisikonivå.

### Konklusjoner

NVE/OD-studien konkluderer med at forsyning av sokkelen med kraft fra land vil representere et meget kostbart bidrag til å nå Norges forpliktelser i henhold til Kyoto- og Gøteborg-protokollene. Beregningene viser at tiltakskostnadene vil være høye i forhold til dagens CO<sub>2</sub>-avgift, forventet internasjonal kvotepris og andre tiltak i SFTs tiltaksanalyser for utslippsreduksjon av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

NVE/OD sin rapport slår fast at sannsynligheten for at kraftoppdekningen kan skje med vannkraft anses som svært liten. Scenariet regnes derfor som urealistisk, men angir den nasjonale virkning av å ta kraft fra land til sokkelen dersom vannkraft var tilgjengelig.



Med realistiske alternativer for kraftoppdekning, vil utslipp av CO<sub>2</sub> fra elektrisitetsproduksjonen innenlands eller i utlandet spise opp en stor del av eller hele utslippsreduksjonen til havs. Om sokkelen forsynes med kraft fra land uten at det bygges ut ny produksjonskapasitet for elektrisitetsforsyning i Norge er det usikkert om det blir noen netto utslippsreduksjon av CO<sub>2</sub> totalt sett. Dette skyldes tap av energi ved overføring til sokkelen og det faktum at produksjonsøkning i Europa i flere år til vil dekkes fra eksisterende kullkraftverk med store utslipp av CO<sub>2</sub> pr. produsert energienhet. Det vil imidlertid bli vesentlige reduksjoner i utslipp av NO<sub>x</sub>.

#### **4.2.5. ECON**

##### Bakgrunn

Skal økt krafttilførsel fra land til innretninger på norsk sokkel være et miljøtiltak, er type kraftverksteknologi og hvilket brensel som brukes for å dekke det økte kraftbehovet av avgjørende betydning. I det integrerte kraftmarkedet kan produksjonsøkningen skje utenfor Norge. CO<sub>2</sub>-problematikken er et globalt problem og klimavirkningen den samme om utslippsøkningen skjer i eller utenfor Norge.

OLF har engasjert ECON til å vurdere hvordan overføring av 5 TWH årlig til innretninger på sokkelen vil påvirke tilpasningen i kraftmarkedet og spesielt i hvilken grad den nødvendige kraftoppdekning vil påvirke utslipp av CO<sub>2</sub> på land.

ECON har i sin analyse benyttet en simuleringsmodell som inkluderer samkjøring med de andre nordiske land og Tyskland, prisanalyser basert på tilbud-eterspørselselastisitet, gitte restriksjoner i overføringene og standard utslippsfaktorer ved de alternative kraftgenereringsformer.

##### Målsetting med studien

Målsettingen var å analysere hvordan økt krafttilførsel fra land til installasjoner på sokkelen vil påvirke CO<sub>2</sub>-utslippene fra kraftproduksjon på land.

##### Scenarier og forutsetninger

Analysen er utført for tre scenarier og dekker to analyseår, 2008 og 2012. Flere scenarier er valgt for å vurdere robustheten av analysen gitt varierende markedsutviklinger:

1. Et Gasskraftscenarie som baserer seg på frie markedskrefter innenfor nasjonale og internasjonale rammer og der det forutsettes at det blir gitt tillatelse til å bygge ut konvensjonelle gasskraftverk i Norge. I 2008 antas gasskraftkapasiteten i Norge begrenset til 800 MW, mens det ikke forutsettes restriksjoner på slik kraft i 2012. Det forutsettes bygget ut en del kapasitet basert på fornybare energikilder og at det innføres et felles, internasjonalt kvotemarked for CO<sub>2</sub> i Kyoto-perioden (2008-2012), der kvoteprisen er forutsatt å være 40 NOK/tonn CO<sub>2</sub>.
2. Et Klimascenarie basert på aktiv klimapolitikk med nasjonalt fokus. Det forutsettes etablert et internt marked for CO<sub>2</sub> i EU og at enkeltlandene også får plikt til å

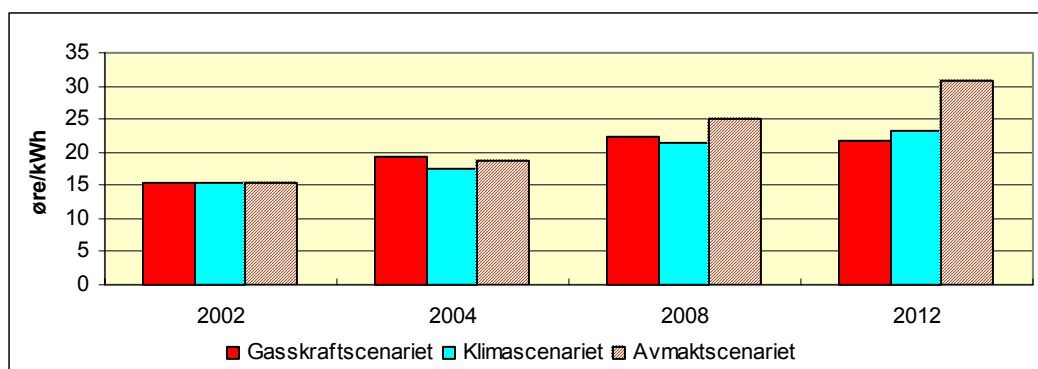
gjennomføre nasjonale utslippsreducerende tiltak. Det forutsettes at det ikke gis tillatelse til å bygge ut konvensjonell gasskraft i Norge. Industrien får tøffere vilkår og det blir en mer omfattende utbygging av kraftproduksjon basert på vann- og vindkraft enn i gasskraftscenariet.

3. Et Avmaktscenarie: Dette er et pessimistisk scenarie preget av stor usikkerhet om rammebetingelsene. Internasjonal og/eller regional samordning i klimapolitikken lykkes ikke. Etablering av en nasjonal klimapolitikk mislykkes, samtidig som det ikke gis tillatelse å bygge ut gasskraftverk i Norge. Det etableres ikke et internasjonalt marked for CO<sub>2</sub>-kvoter i analyseperioden. Det bygges ut lite ny kapasitet og etterspørselsveksten er fortsatt relativt sterk.

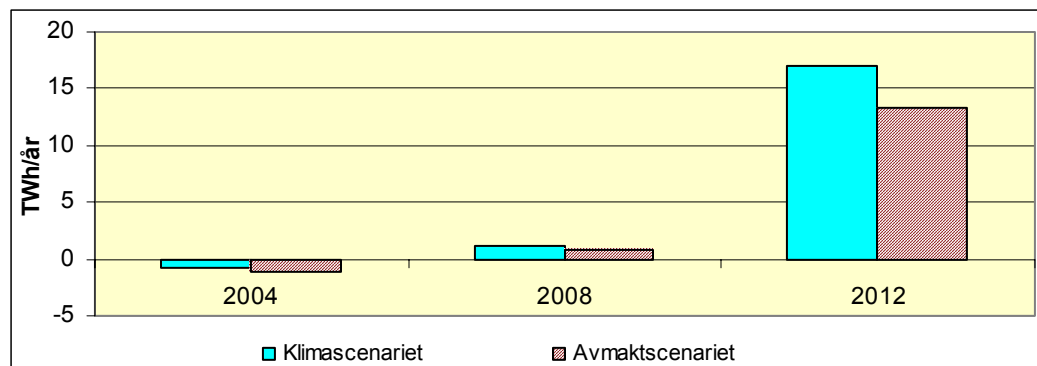
### Utviklingstrender ved de tre scenariene

Analysene viser at både kraftforbruk, kraftproduksjon, kraftetterspørsel og netto krafteksport utvikler seg forskjellig i de tre scenariene uten at kraft overføres fra land til sokkelen. I Gasskraftscenariet vil Norge gå fra å være netto importør til å bli netto eksportør i analyseperioden.

Klima- og Avmaktscenariene medfører en kraftig reduksjon i kraftetterspørselen i Norge og en enda større reduksjon av kraftproduksjonen. Kraftprisene går opp i alle scenariene, og spesielt i Avmaktscenariet, se Figur 3. Både Klima- og Avmaktscenariene vil medføre en betydelig økning i kraftimporten som vist i Figur 4.



Figur 3 Prisutvikling på kraft i Norge for de tre valgte scenarier.

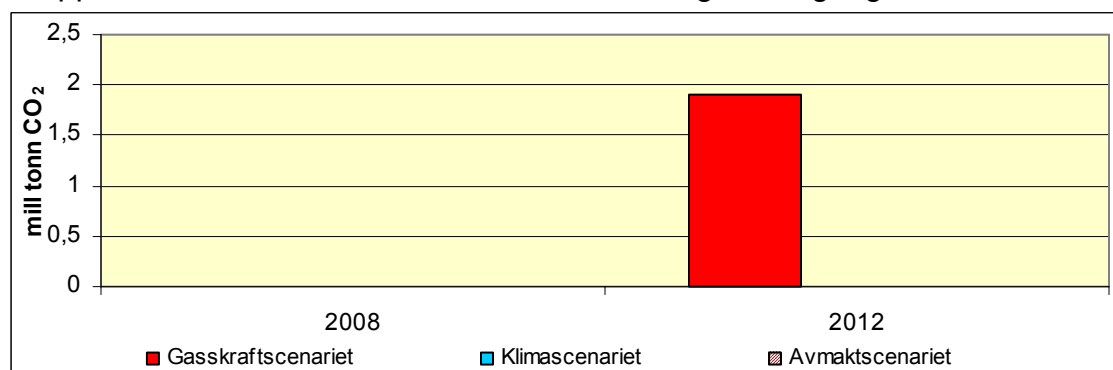


Figur 4 Utvikling nettoimport av kraft til Norge for Klima- og Avmaktscenariene i forhold til Gasskraftscenariet.

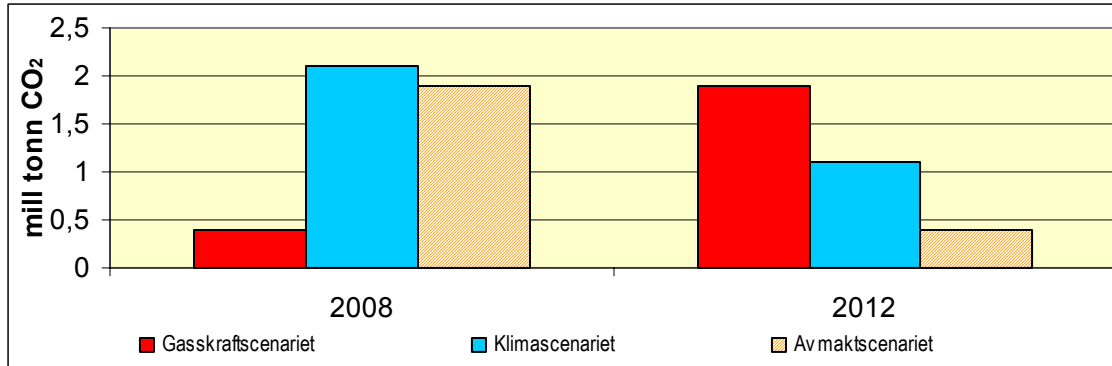
### Effekt av kraftforsyning til norsk sokkel

ECON antar i sin modell at en forbruksvekst ved forsyning av sokkelen fra land vil medføre en økt markedspris på kraft på 0 - 3 øre/kWh, noe som vil føre til et redusert forbruk i andre sektorer. Modellen analyserer og kvantifiserer nettoendringen i kraftproduksjonen, men ikke energibytet i de andre sektorene. Basert på økningen i netto forbruket identifiseres flyt av energi og hvilke kraftverk som vil levere det økte forbruket. Basert på dette angies økte utslipp forårsaket av forsyning til sokkelen.

Forsyning av 5 TWh kraft til norsk sokkel vil påvirke utslippene både i Norge og i våre naboland. Ut fra de valgte scenarier vil påvirkningen i energisektoren i Norge kun være økte utslipp i gasskraftscenariet fra 2012 som vist i Figur 5. I global sammenheng vil utslippene øke for alle tre scenarier som det fremgår av og Figur 6.



Figur 5 Totale økte utslipp på land i Norge ved overføring av 5TWh til sokkelen



Figur 6 Totale økte utslipp på land globalt ved overføring av 5TWh til sokkelen

Resultatene viser at dersom det tillates bygget konvensjonelle gasskraftverk i Norge, vil den langsiktige virkningen av økt krafttilførsel fra land til sokkelen være en tilsvarende økning i gasskraftproduksjonen på land. Resultatene viser videre at de andre scenariene gir tilsvarende økninger i utslippene på land.

Dersom det ikke er anledning til å bygge ut nye konvensjonelle gasskraftverk, vil økt krafttilførsel fra land gi prisstigning og medføre økt kraftimport og redusert forbruk i alminnelig forsyning. Produksjonsøkningen vil komme i kraftverk i Polen, Danmark, Tyskland og/eller Finland. Den globale utslippsøkningen fra kraftproduksjon på land vil variere betydelig mellom år og scenarier, avhengig av utgangssituasjonen. De største utslippsøkningene får vi fra den marginale kraftverkskapasitet i Polen som er eldre kullkraftverk. Denne situasjonen forventes å vedvare i mange år fremover, men det antas at situasjonen gradvis vil bli endret når konvensjonelle gasskraftverk etter hvert faser ut de gamle kullkraftverkene.

ECON vurderer, med henvisning til Gassteknologiutvalget (ref. NOU 2002:7), at gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering tidligst vil være tilgjengelig i kraftmarkedet etter analyseperiodens utløp i 2012.

Resultatene viser at den beste ekvivalente modellen, for å vurdere kraft fra land til sokkelen i et totalt miljøperspektiv, er at kraften blir generert i et moderne konvensjonelt gasskraftverk på land.

Som nevnt i kapittel 3 er effekten av kraft fra land på de globale CO<sub>2</sub>-utslippene svært kompleks. ECONs studie viser at en del av den kraft som overføres fra land også medfører utslipp der den genereres. Gjennom de tre svært forskjellige utviklings-scenarier har studien vist at slik kraftoverføring medfører relativt store utslipp under varierende rammebetingelser. Dette tilsier at konklusjonen er robust.

Dette stemmer godt overens med NVE/ODs rapport, som også påpeker at kraftoppdekning ved hjelp av vannkraft er urealistisk. Ut fra dette kan en slutte at beregninger basert på at kraften forsynes fra norsk konvensjonell gasskraft gir rimelig representative data for de totale utslipp av CO<sub>2</sub> ved kraft fra land til norsk sokkel.

#### **4.2.6. Studier utført i 1998**

##### Bakgrunn

OLF gjennomførte i 1998 en studie over en rekke CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak, herunder kraftforsyning fra land. Det ble studert scenarier for hel-elektrifisering i Troll, Oseberg- og Tampenområdet, et scenarie for deelektrifisering i Osebergområdet, samt feltvise studier for Troll C, Visund og Fram.

Tiltakskost ble beregnet på grunnlag av:

- prognoser fra Oljedirektoratet over kraftforsyning til de respektive områdene og estimerer over tilhørende CO<sub>2</sub> reduksjoner
- kostnader for ombygging av eksisterende innretninger utført av de enkelte feltoperatørene og basert på mulige teknologialternativer
- kostnader for kabel- og distribusjonssystemer, inklusive offshore mottaksstasjoner, landstasjoner og nødvendige forsterkninger av nettet på land ble innhentet fra OD

Både hel- og deelektrifisering ble vurdert. Ved helelektrifisering ble alle gassturbiner forutsatt fjernet, også de som driver kompressorer og pumper direkte. Disse erstattes av elektriske motorer matet via frekvensomformere. Ved deelektrifisering ble gass-turbindriften av kompressorer og pumper forutsatt opprettholdt.

##### Teknisk konsept

Som hovedprinsipp for områdestudiene ble det forutsatt bipolar HVDC- forbindelse fra nettet på land ut til nye mottaksplattformer som legges sentralt i områdene som skal forsynes med elkraft. På mottaksplattformene blir likestrøm (DC) omformet til vekselstrøm (AC) og et arrangement av ringnett på 145 kV/72 kV AC knytter opp installasjonene på feltet. Det forutsettes to kabelforbindelser til hver plattform.

##### Gjennomførte områdestudier

Forsyningen av Oseberg, Tampen og Troll for både hel- og deelektrifisering var antatt ut fra Kollsnes. Forsterkningsbehovet ut til Kollsnes var delvis avhengig av om det blir bygget et gasskraftverk eller ikke. Uansett må nettet på land forsterkes.

##### Trollområdet

Trollområdet omfatter Troll A og Troll C. Kraftbehovet vil nå et maksimum på ca. 200 MW i år 2016 for deretter å avta. Troll A er allerede elektrifisert. En ny kabel med kapasitet på 250 MW var nødvendig for å møte det fremtidig behov. Prekompresjon på Troll A var beregnet fra år 2006. Troll C trenger max. 44 MW fra år 2004. All frigjort gass kan eksporteres. Gjennomsnittlig årlig CO<sub>2</sub>-reduksjon var beregnet til 1 300 000 tonn.

### Osebergområdet

Dette inkluderer Oseberg Feltsenter, samt Oseberg C, D, Sør og Øst, Brage, Troll B og Veslefrikk A/B. Elkraftbehovet ble beregnet å være ca. 410 MW de nærmeste årene etter 1998 for deretter å avta langsomt. Området var tenkt forsynt via 2 x 67 % DC kabler til en mottaksplattform ved Oseberg Feltsenter. Et ringkabelsystem for distribusjon av kraften foreslås.

Kraftforsyning til plattformene forutsettes å starte i år 2004. Mesteparten av gassen som blir frigjort kan eksporteres, men noe må injiseres i forskjellige felter for senere å gjenvinnes. Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> var beregnet til 1 420 000 tonn.

### Tampenområdet

Tampenområdet omfatter Gullfaks A, B og C, Statfjord B og C, samt Visund og Snorre TLP og B. Kraftbehovet ble forutsatt å være ca. 540 MW de nærmeste årene etter 1998 for deretter deretter å avta. Det ble forutsatt 2 x 67% kabler med effekt på 605 MW. Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> var beregnet til 1 300 000 tonn.

### Delelektrifisering i Osebergområdet.

Delelektrifisering omfatter utskifting av eksisterende turbingeneratorsett med kraft fra land, mens turbiner for direkte mekanisk drift ikke skiftes ut. Område og innretninger var de samme som for helelektrifisering. Kraftbehovet ble beregnet til å være ca. 200 MW de nærmeste årene etter 1998 for deretter å avta. Konseptet for øvrig var som for helelektrifisering. Selv om effektbehovet var redusert med over 50 %, ble det forutsatt at forsterkningsbehovet av nettet på land ut til Kollsnes var som for helelektrifisering.

Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> var beregnet til 700 000 tonn.

### Helelektrifisering av enkeltplattformer med kraftforsyning fra land

Det ble gjort flere studier vedrørende forsyning av enkeltplattformer med kraft fra land. Her vises resultatet av studier utført for Visund, Troll C og Fram i perioden fram til 1998.

### Visund

Visund ble forutsatt forsynt med kraft gjennom 2 x 60% 180 km lange kabler fra Kollsnes. Maksimalt effektbehov var ca. 51 MW. Da Visund var i en tidligfase da studien ble gjennomført, kan installasjonene for kraft fra land betraktes som en nyinstallasjon.

Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> ble beregnet til 270 000 tonn.

### Troll C

I dette scenariet ble Troll C-plattformen tenkt forsynt med all kraft som trenges gjennom en enkel 84 km lang kabel fra Kollsnes. Plattformen var utstyrt med fire gassturbiner; to for generatordrift og to for direkte kompressor-drift. Maksimalt mekaniske effektbehov var ca. 51 MW. Gassturbinene var utstyrt med varmegjenvinning fra eksosen for

generering av prosessvarme. Varmebehovet på maksimalt 25 MW ble forutsatt dekket opp ved installasjon av en ny gassfyrte dampkjel.

Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> ble beregnet til 321 000 tonn.

### Fram

Det ble forutsatt at plattformen ble forsynt med kraft fra land gjennom en ca. 90 km kabel fra Kollsnes. For beregning av tiltakskost ble kraft fra land stilt opp mot et konvensjonelt gassturbinalalternativ. Kraft fra land ga lavere investeringer på plattformen, men dette ble mer enn oppveiet av kabelkostnad og forsterkning av landstasjonen.

Gjennomsnittlig årlig reduksjon av CO<sub>2</sub> er beregnet til 216 000 tonn.

### Forutsetninger

Følgende forutsetninger ble benyttet ved beregning av tiltakskost:

Diskonteringsfaktor	7 %
Pris elkraft fra land	27 øre/kWh
Salgspris for gass	30 øre/ Sm <sup>3</sup>
Årlig vedlikehold, statisk utstyr, i prosent av utstyrskost	2%
Årlig vedlikehold, roterende utstyr, i prosent av utstyrskost	5%
Omregningsfaktor for brenningsgass og CO <sub>2</sub>	2,34 kg CO <sub>2</sub> / Sm <sup>3</sup> gass

### Tiltakskost

Alle tiltakskostnader var basert på at kraften ble skaffet tilveie ved hjelp av tilgjengelig vannkraft fra land. Tiltakskost for de enkelte delstudiene er vist i Tabell 4 (NOK<sup>98</sup>):

Scenarie	Nåverdi mill. NOK	Totale CO <sub>2</sub> red. mill. tonn	Tiltakskost NOK/t CO <sub>2</sub>	Driftsperiode
Tampen, helelektrifisering	- 18640	29,9	1480	2004 – 2026
Oseberg, helelektrifisering	- 14180	32,6	1160	2004 – 2026
Troll, helelektrifisering	- 5200	30,0	555	2004 – 2026
Oseberg, delelektrifisering	-8500	19,8	1090	2004 – 2026
Fram	-862	3,9	450	2001 - 2017
Visund	-2704	7,4	900	2000 - 2016
Troll C	-1856	5,1	720	2000 - 2017

Tabell 4 Hovedresultater fra OLF sin 1998-studie

Totale CO<sub>2</sub>-reduksjoner omfatter totale utslipp i områdets/feltets restlevetid.

## 5. HOVEDRESULTATER FRA STUDIENE

### 5.1. Sammenstilling av resultater

#### 5.1.1. Forutsetninger og antagelser

For å kunne gjennomføre en reell sammenligning av data fra de enkelte studiene er noen av forutsetningene blitt standardisert, mens andre er beholdt ujustert av grunner som forklares her.

Tiltakskost, TK, beregnes etter følgende metode/formel. Samme metode er benyttet for alle prosjektene og er den samme som er benyttet av NVE/OD i deres studie.

$$TK = \frac{\text{Diskontert kontantstrøm over prosjektets levetid/restlevetid}}{\text{Diskontert utslippsreduksjon over prosjektets levetid/restlevetid}}$$

Diskonteringsrate: 7% på alle prosjekter.

**Kraftpris:** Her er det valgt å bruke individuelle priser. Grunnen til dette er at prisen, inklusive nett-tariffer, kan variere fra sted til sted på fastlandet. For OLF studien i 1998 ble det benyttet en standardisert elpris (0,27 NOK/kWh).

**Gasspris:** Det er valgt å benytte de gasspriser som de enkelte operatørselskaper og etater har benyttet. Grunnen er at avsetningsforholdene kan variere betydelig fra felt til felt

For sammenligningens skyld er tiltakskost for alle prosjekter blitt inflasjonsjustert til NOK<sup>2002</sup>.

#### 5.1.2. Sammenstillingskriterier

Får å få en ryddig sammenstilling er prosjektene gruppert i tre hovedgrupper:

##### a. Områder

Dette omfatter et område der kabel føres ut til en mottaksstasjon i området og fordeles som vekselstrøm til flere plattformer. For de fleste felts vedkommende vil kraft fra land medføre ombygginger av eksisterende anlegg og utskifting av allerede installerte gassturbindrevne kraftstasjoner.

##### b. Enkeltfelt i drift

Forsyning av kraft til enkeltstående felt allerede bygget ut med gassturbindrevet kraftstasjon. Prosjekter i denne gruppe vil også kreve ombyggingskostnader.



### c. Enkeltfelt nyutbygging.

Her vil kraft fra land være et alternativ til gasskraft. Ombygginger er ikke påkrevd og investeringskostnader som benyttes som beregning for tiltakskost blir differansen mellom kraft-fra-land utbygging og gasskraftutbygging. Investeringskostnadene kan derfor også bli negative.

Det finnes også en del mellomløsninger. Sørlige Nordsjø, som er et modent område og studert både av BP/ConocoPhillips og av NVE/OD, vil kreve installasjon av nye gassturbiner om kraft fra land ikke gjennomføres. For Troll A som har vært i drift fra 1996, er forholdene tilrettelagt og tilpasset både gassturbindrift og el fra land. Ettersom dette gjelder en ny kompressorinstallasjon vil det være å betrakte som en ny utbygging der alternativet er nyinstallasjon av gassturbiner.

Et annet viktig skille er helelektrifisering (forkortet i Helel i enkelte grafer) kontra delelektrifisering (forkortet Delel).

- Ved helelektrifisering forsynes normalt alle kraftforbrukere med kraft fra land, også store pumper og kompressorer som kjøres med direkte turbindrift ved konvensjonell driftsform.
- Ved delelektrifisering erstatter kraft fra land kun turbingeneratorene på plattformene.

Det finnes også her avvikende løsninger der kraft fra land brukes til kompressordrift, mens andre kraftbehov forsynes fra lokale gassturbindrevne generatorer.

### 5.2. Tiltakskost

I denne rapporten er tiltakskost vist ved samfunnsøkonomisk beregning av økonomien ved 7% diskontering før skatt. Det gjøres oppmerksom på at denne metoden ikke reflekterer selskapenes kriterier for investeringsbeslutninger. Ved investeringsbeslutninger vil selskapene normalt tillegge en risikopremie på avkastningskravet og bruke en diskonteringssats høyere enn 7%. I tillegg inkluderes avgifter og skatter i beregningene. Dette medfører at tiltakskost, beregnet ut fra selskapenes beslutningskriterier, vil bli høyere.

Tiltakskost for de enkelte prosjektene er vist i tabellene og grafene nedenfor. De er delt i kraft fra land til områder og kraft fra land til enkeltfelt. Alle prosjekter som omfatter områder medfører ombygging av eksisterende installasjoner. Prosjektene for enkeltfelt kan deles i de som gjelder ombygginger og de som er nyinstallasjoner.

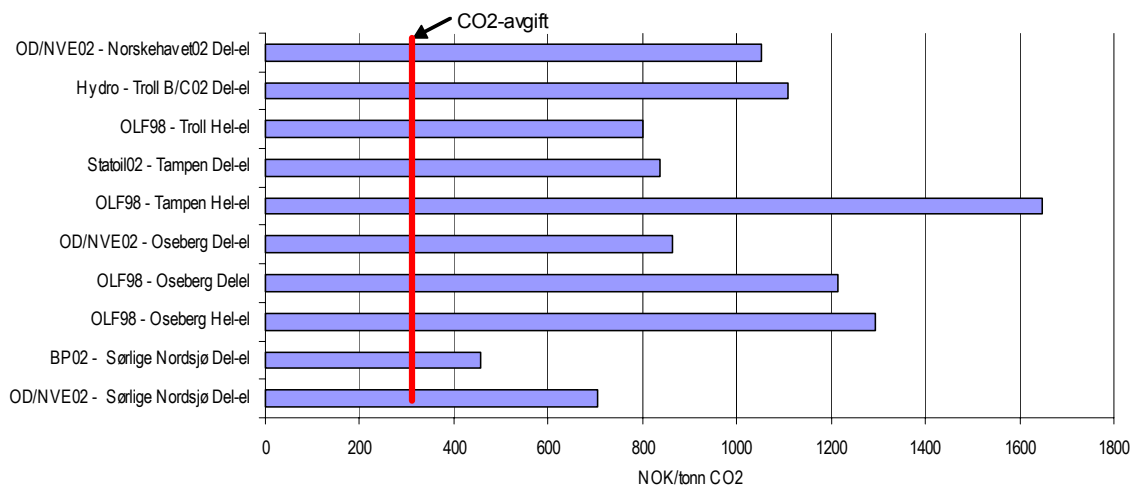
Oversiktene inkluderer også de prosjekter som er inkludert i NVE/OD sin studie. For disse er det benyttet tiltakskost for ressursklasse 1 til 4.

Alle tiltakskostnader er gitt i NOK<sup>2002</sup>.

Prosjekt	Tiltakskost NOK <sup>2002</sup> /tonn CO <sub>2</sub>	Kommentar
NVE/OD <sub>02</sub> Sørilige Nordsjø	700	Ekofisk deelelektrifisering, resten helelektrifisering
BP <sub>02</sub> Sørilige Nordsjø	460	Ekofisk deelelektrifisering, resten helelektrifisering
OLF <sub>98</sub> Oseberg	1 280	Helelektrifisering
OLF <sub>98</sub> Oseberg	1 210	Deelelektrifisering
NVE/OD <sub>02</sub> Oseberg	860	Deelelektrifisering
OLF <sub>98</sub> Tampen	1 650	Helelektrifisering
Statoil <sup>02</sup> Tampen	820	Deelelektrifisering
OLF <sup>98</sup> Troll	800	Helelektrifisering
Hydro <sup>02</sup> Troll B/C	1 100	Deelelektrifisering
NVE/OD <sup>02</sup> Norskehavet	1 050	Deelelektrifisering

Tabell 5 Tiltakskost for kraft fra land til områder på sokkelen (beregnet for antatt tilgjengelig vannkraft)

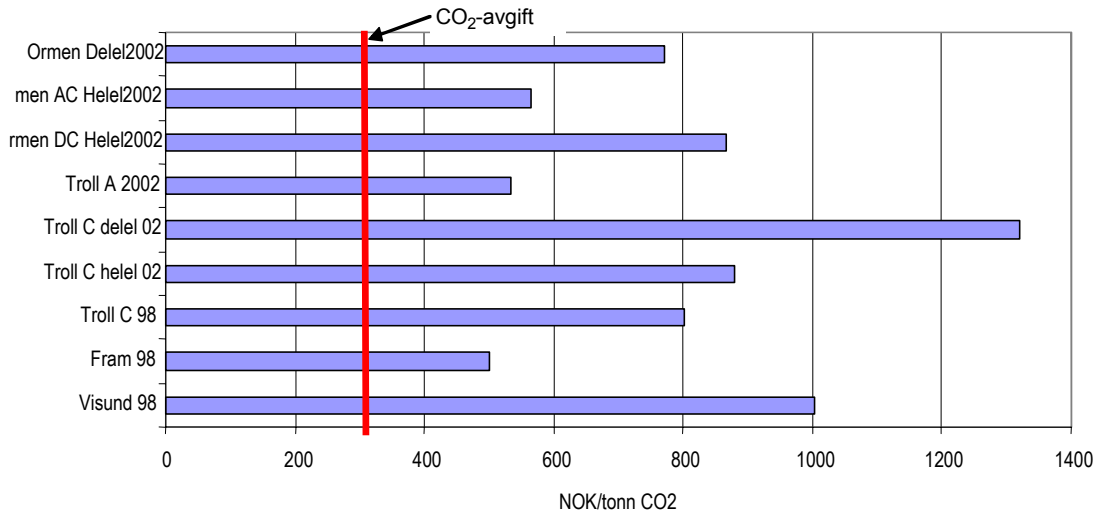
Grafisk fremstilling er vist i Figur 7.



Figur 7 Tiltakskost for kraft fra land til områder på sokkelen (beregnet for antatt tilgjengelig vannkraft). Rød strek markerer CO<sub>2</sub>-avgiften

Prosjekt	Tiltakskost NOK <sup>2002</sup> /tonn CO <sub>2</sub>	Kommentar
OLF <sup>98</sup> Visund	1000	Studien håndterte Visund som en Nyinstallasjon. Helelektrifisering
OLF <sup>98</sup> Fram	500	Nyinstallasjon. Helelektrifisering
OLF <sup>98</sup> Troll C	800	Ombyggingsprosjekt. Helelektrifisering
Hydro <sup>02</sup> Troll C	880	Ombyggingsprosjekt. Helelektrifisering
Hydro <sup>02</sup> Troll C	1320	Ombyggingsprosjekt. Deelelektrifisering
Statoil <sup>02</sup> Troll A	540	Nyinstallasjon. Et alternativ var gassturbindrift. Kraft fra land er besluttet
Hydro <sup>02</sup> Ormen Lange	870	Nyinstallasjon. Helelektrifisering. HVDC Light overføring
Hydro <sup>02</sup> Ormen Lange	570	Nyinstallasjon. Helelektrifisering. AC overføring
Hydro <sup>02</sup> Ormen Lange	770	Nyinstallasjon. Deelelektrifisering. HVDC Light overføring

Tabell 6 Tiltakskost for kraft fra land til enkeltfelt (beregnet for antatt tilgjengelig vannkraft)

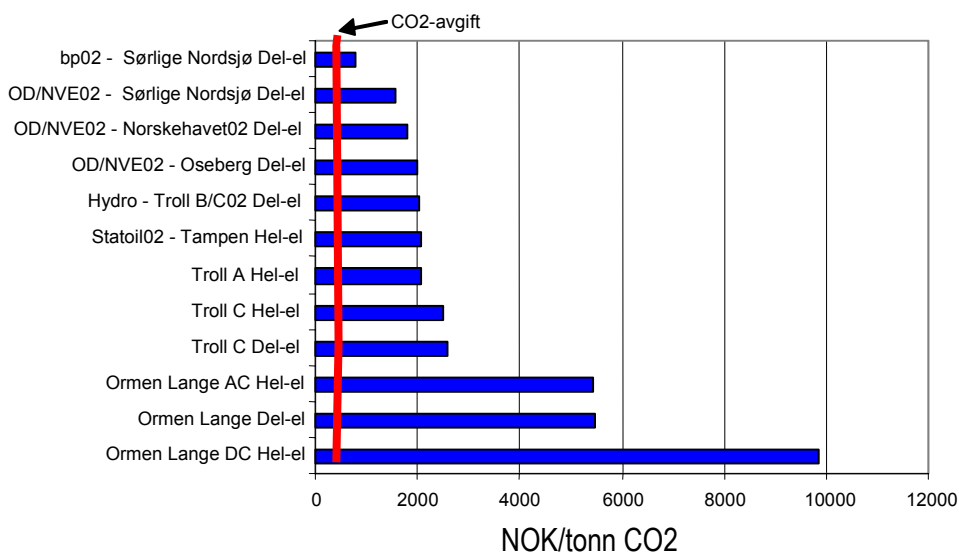


**Figur 8 Tiltakskost for kraft fra land til enkeltfelt (beregnet for antatt tilgjengelig vannkraft)**

Som det fremgår av tabeller og grafer kan klare, entydige konklusjoner kun trekkes i begrenset grad. Noen tendenser er imidlertid klare:

- Av totalt 19 studier er det ingen som har en tiltakskost som er under eller i nærheten av kostnadene for CO<sub>2</sub>-avgiften. Med unntak av BPs studie over sørlige Nordsjøen har områdestudiene tiltakskostnader som er 2-4 ganger høyere enn CO<sub>2</sub>-avgiften. En viktig årsak til at BP sin studie gir en vesentlig lavere tiltakskost enn de andre studiene er at alternativet med fortsatt gassturbindrift vil medføre nye, relativt store investeringer som kan unngås ved kraft fra land alternativet.
- Det kan ikke påvises klare reduksjoner i tiltakskost for de områdene som ble studert både i 1998 og 2002. En viktig årsak her er at gjenværende CO<sub>2</sub>-utslipp gjennomgående er lavere i 2002. Relativt store endringer i forutsetningene gjør det vanskelig å trekke klare sammenligninger. For Oseberg er forutsetningene relativt like i 98- og 02-studiene. Her er det registrert en reduksjon i tiltakskost fra 1998 til 2002 på ca. 30%. Datagrunnlaget er ikke detaljert nok til å identifisere årsakene til dette og det ligger innenfor usikkerhetene i analysene.
- For enkeltfeltstudiene er det en klar tendens til at tiltakskost er høyere for eksisterende felt (felt som må bytte ut eksisterende gassturbiner). Dette er logisk da en her får høyere investeringskostnader.

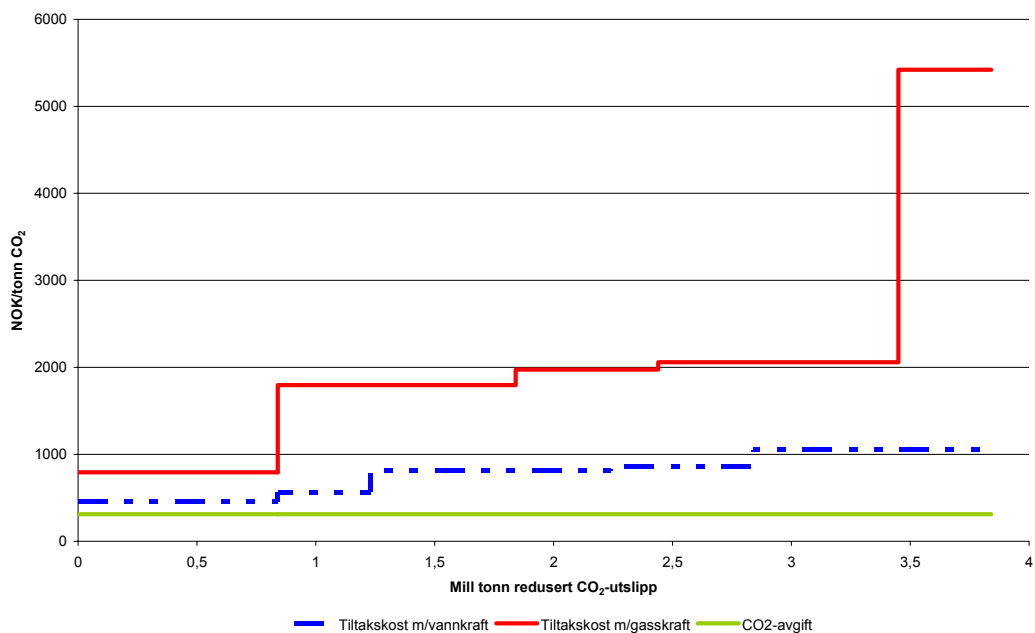
NVE/OD påpeker i sin rapport at sannsynligheten for at kraftoppdekningen kan skje ved vannkraft er svært liten og at dette scenariet er urealistisk. Basert på foreliggende materiale vurderer OLF at konvensjonell gasskraft er det mest relevante alternativet. Tas det hensyn til utslippene fra disse blir tiltakskost vesentlig høyere. Denne er beregnet for de studier som er utført etter 1998 (NVE/OD har i sin rapport også beregnet dette). Tiltakskost fremgår av Figur 9.



Figur 9 Tiltakskost for prosjekter utført etter 1998 basert på gasskraft fra land (konvensjonell gasskraft)

Det fremgår av Figur 9 at tiltakskostnadene blir svært mye høyere enn CO<sub>2</sub>-avgiften når gasskraft fra land legges til grunn. Spesielt felt som opererer med høye virkningsgrader for gassturbindrif (bl.a. ved utnyttelse av eksosvarme) får store tillegg i tiltakskost ved gasskraft. Dette skyldes at differansen i CO<sub>2</sub>-utslipp her blir liten grunnet liten differanse i virkningsgrad.

En sammenstilling av tiltakskostnadene er vist i fig Figur 10.



Figur 10 Tiltakskostnader som funksjon av utslippsreduksjoner beregnet for antatt tilgjengelig vannkraft og for konvensjonell gasskraft. CO<sub>2</sub>-avgiften er vist som referanse.

I følge NVE/OD og SFT sine tidligere tiltaksanalyser for reduksjon av klimagasser, kan Norge oppfylle sine forpliktelser ihht. Kyoto- og Gøteborgprotokollene til lavere kostnader enn noen av scenariene i disse studiene. Dette gjelder i enda større grad om det tas hensyn til bruk av Kyoto-mekanismene.

### **5.3. Utvikling 1998 – 2002**

#### **5.3.1. Teknologisk utvikling**

##### HVDC utvikling

Det gis her en kortfattet beskrivelse av teknologien for overføring av elkraft ved bruk av høyspent likestrøms-forbindelser og den teknologiutvikling som finner sted. Tilhørende utviklingstrekk for kostnader, utstyrsvekter og volum, samt noen sentrale konsekvenser for muligheter for overføring av elektrisk energi/effekt belyses.

##### Hoved-komponenter og teknologisk utvikling

Et HVDC overføringssystem for offshore anvendelser vil bestå av de tre hovedkomponentene:

- Likeretterstasjon på land som omformer vekselstrøm fra hovednettet til likestrøm.
- Likestrøm kabel forbindelse fra land til offshore plattform.
- Vekselretterstasjon på offshore plattform som omformer likestrøm til vekselstrøm.

Det finnes i dag HVDC overføringssystemer installert forskjellige steder i verden, med ulik kapasitet, anvendelse, alder og av ulikt teknisk konsept. Man kan dele disse overføringssystemer i to grupper, den eldre konvensjonelle HVDC og den nyere VSC ("HVDC Light"):

Konvensjonell HVDC (populært kalt "HVDC Classic") er en teknologi for omforming av elektrisk kraft mellom vekselstrøm og likestrøm som baserer seg på tyristorer som grunnleggende byggesteiner i kraftomforming. Konvensjonell HVDC baseres på LCC.

VSC er en teknologi for omforming av elektrisk kraft mellom vekselstrøm og likestrøm som baserer seg på selv-svitsjede kraft-halvledere som f. eks IGBT og IEGT. I HVDC sammenheng er teknologien er mest kjent under navnet "HVDC Light", noe som er et merkenavn for Asea Brown Bowery (ABB). Siemens og Aker Elektro har tilsvarende teknologier, men med andre navn. I det følgende benyttes det leverandør-uavhengige begrepet VSC. VSC gjør det mulig å styre AC-spenning, frekvens samt aktiv og reaktiv effekt nøyaktig og uavhengig av hverandre. VSC innebærer videre en dramatisk reduksjon i kortslutningsytelsen på offshore mottaksplattform.

Konvensjonell HVDC for offshore tilknytning omfatter følgende hovedkomponenter:

- Landstasjon: transformatorer, tyristor likeretterbroer, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr.

- Kabel: likestrøm kabel for overføring av effekt fra landstasjon til offshore plattform.
- Mottaksstasjon offshore: tyristor vekselretterbroer, transformator, reaktor, roterende fasekompensator, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr.

VSC omfatter i prinsippet mange av de samme komponenter som konvensjonell HVDC:

- Landstasjon: transformatorer, transistor likeretterbroer, reaktor, filter, kontroll- og hjelpeutstyr.
- Kabel: likestrøm kabel for overføring av effekt fra landstasjon til offshore plattform.
- Mottaksstasjon offshore: transformatorer, transistor vekselretterbroer, reaktor, filter, kontroll- og hjelpeutstyr.

En viktig forskjell er at konvensjonell HVDC setter krav til at mottaksplattformen offshore har et såkalt kommuterende nett. Dette betyr at mottaksplattformen må ha en roterende elektrisk generator eller en roterende fasekompensator dersom alle gassturbin-generatorer fjernes. En roterende fasekompensator er en elektromagnetisk maskin som i hovedsak er en generator uten drivmaskin. Dette er nødvendig for at tyristorer skal kunne slokke. Konsekvensene er vekt økning. Konvensjonell HVDC innebærer ellers at kontrollsystemene på landstasjon og mottaksplattform må kobles sammen, mens VSC tillater større grad av uavhengighet.

### Teknologivalg og konsekvenser for kostnader, vekt, volum og elektriske tap

Det finnes ikke mange gjennomførte prosjekter med konvensjonell HVDC og VSC som er sammenlignbare med hensyn på pris, vekt og volum. Noen av prosjektene er fra svært ulike årstall og representerer ulike "teknologi-generasjoner". Det har også skjedd andre endringer i teknologi over årene enn utviklingen konvensjonell HVDC mot VSC og denne endring må "isoleret" fra øvrige utviklingstrekk.

Vår antagelse er at teknologiutviklingen fra LCC til VSC har redusert både pris, vekt og volum. Som et grovt anslag antas pris å bli redusert med 20 % mens vekt og volum av utstyr er redusert med 10 %. De elektriske tapene derimot antas å øke ettersom transistorer har høyere tap enn tyristorer. Utstyret på en plattform vil ha betydelig størrelse og kostnadene for tilhørende moduler vil være betydelig. Enkelte plattformer har ikke plass og en ny kraftmottaksplattform må bygges. Siden reduksjonen i vekt og volum av VCS sammenlignet med konvensjonell HVDC er begrenset til ca. 10%, vil reduksjonene i de totale kostnadene bli små.

### GIL-teknologi (Gas Insulated Lines)

Vekselstrømsoverføring i kabler er i dag begrenset til overføringslengder på 120 til 140 km. I 1998 gjorde OLF en enkel vurdering av GIL som metode for å overføre elkraft fra land til sokkelen, og konkluderte med at teknologien foreløpig ikke var evaluert for installasjon på havbunnen samtidig med at kostnadene var relativt høye.

GIL er et konsept som er utviklet for å kunne overføre store mengder elektrisk kraft gjennom et tunnel- / rørsystem med relativt lite tverrsnitt over lange avstander uten at effekten må konverteres til DC og deretter tilbake til AC igjen. Teknologien muliggjør å erstatte kraftlinjer med elektrisk overføring i undergrunnen for svært store effektmengder og lange avstander.

De senere år har det blitt levert GIL-anlegg med ytelser opp til ca 3500 MW og lengder opp til 3,5 km. Det antas at prisen for en GIL-overføring ligger på 2,5 millioner EUR / km, men for lengre avstander vil prisen kunne reduseres. En eventuell offshore anvendelse vil innebære utvikling av ny teknologi for legging og korrosjonsbeskyttelse til en foreløpig ukjent kostnad. Dette tilsier at overføring fra land til et typisk offshore anlegg med lengde 150 km, vil ha totalkostnader på i størrelsesorden 2500 MNOK, pluss tillegg for at kabelen skal legges på havbunnen.

Så langt en kan se er det ikke kommet nye tungtveiende faktorer inn i vurderingen av GIL som skulle tilsa at det vil være aktuelt å installere GIL for elektrifisering av offshore plattformer. Det anbefales allikevel at man holder mulighetene åpne for anvendelse av GIL i fremtidige prosjekter på sokkelen.

### **5.3.2. Generell kostnadsutvikling**

En generell sammenligning av kostnadsutviklingen mellom studiene i 1998 og 2001-2002 er gjennomført for å identifisere og, om mulig, kvantifisere en kostnadsmessig utvikling i perioden.

Kostnadsdataene viser imidlertid relativt store sprik fra studie til studie og for endel studier er kostnadene gitt på et så aggregert nivå at de ikke kan analyseres. Dette kan bl.a. henge sammen med at det er totalpriser fra leverandør som inkluderer landstasjon, kabel med legging og mottaksstasjon på sokkelen. Når det gjelder de enkelte kostnadselementer for studier der relevante data er tilgjengelig, fremkommer følgende:

#### **Landanlegg:**

Det er svært store kostnadsforskjeller fra studie til studie. Dette kan skyldes forskjeller i grensesnitt og teknisk konsept mellom de forskjellige studier. Ser en på enhetskostnadene målt som MNOK/MW installert effekt, viser studiene en markant kostnadsøkning. Dette fremgår av Figur 11. Spredningen er imidlertid stor. Generelt lå kostnadene for AC transmisjon på under halvparten av DC transmisjon, hvilket også er forventet.

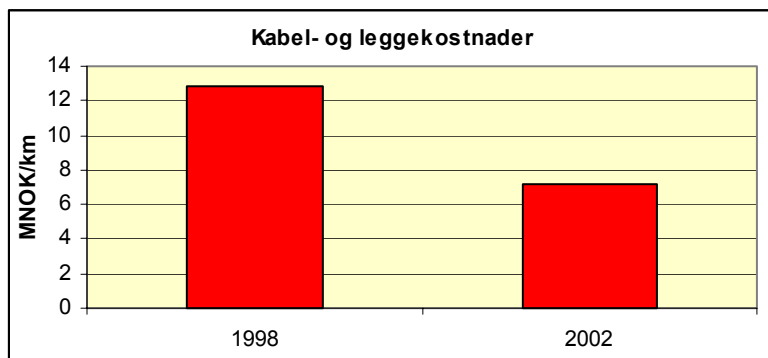
En kjenner ikke til årsakene til de markant høyere kostnadene i 2002 studiene sammenlignet med 1998, men det er grunn til å tro at 2002 tallene er basert på mer komplette vurderinger og grundigere kostnadsestimater.



**Figur 11** Enhetskostnader for landstasjon

### Kabel og leggekostnader

Kostnadene for kabel fra landstasjon til mottaksanlegg på plattformene er sammenlignet på lignende måte. Resultatene fremgår av Figur 12.



**Figur 12** Kostnader for kabel og kabellegging pr km avstand mellom landstasjon og mottaksstasjon basert på de gjennomførte studier

De samlede kostnadene for 2002-studiene viser en reduksjon i forhold til 1998. Årsakene kan være at kabel- og leggekostnader er blitt redusert i perioden. For den ene av studiene i 2002 (3 scenarier), er også kostnadene svært lave sammenlignet med alle andre 2002-studier. Forskjellene kan også skyldes ulike overføringskapasiteter. En skal derfor være forsiktig med å trekke for bastante konklusjoner ut av Figur 12.

### Mottaksstasjon på sokkelen

Kostnadene for mottaksstasjonene varierer så mye at det ikke er mulig å trekke noen konklusjoner vedrørende utvikling mellom 1998 og 2002.

### Ombyggingskostnader

Kostnadene for plattformombygginger er svært plattformspesifikke. Den generelle kostnadsutviklingen for modifikasjonsarbeider, kombinert med at de plattformer som krever ombygginger ikke har endret seg, tilsier at disse kostnader følger den generelle kostnadsutviklingen.



### **5.3.3. Kraftpris**

Det er i alle studiene forutsatt at elkraft kan kjøpes fra nettet og at det betales for energien og vanlige nett-tariffer, men ikke elektrisitetsavgift.

I OLFs 1998-studie ble det forutsatt en pris på 0,27 NOK pr. kWh. For studiene i 2002 er det gjennomgående benyttet lavere elpriser. NVE/OD har benyttet 0,225 NOK/kWh i 2005, 0,23 NOK/kWh i 2006, 0,235 NOK/kWh i 2007 og 0,24 NOK/kWh i 2008 og videre utover. Oljeselskapene har i sine studier benyttet priser som avviker svært lite fra disse.

Det forhold at det gjennomgående er benyttet noe lavere kraftpris for 2002-studiene sammenlignet med 98-studiene gir et lavere kostnadsnivå og vil bidra til noe lavere tiltakskost. NVE/OD har i sin studie ikke vurdert prisutviklingen, men den etterspørsels- og kraftforsyningsutviklingen som der trekkes opp tilsier en tilstramming i kraftmarkedet.

Dersom kraftprisene øker, vil dette bidra til at tiltakskostnadene blir høyere enn det som er vist i denne rapporten.

### **5.3.4. Avsetningspris for frigjort brenngass**

I OLFs sammenstillingsstudie fra 1998 var det forutsatt en fast pris for salg av frigjort brenngass på 0,30 NOK pr Sm<sup>3</sup>. I de operatørbaserte studiene i 2002, har selskapene lagt til grunn de gasspriser de reelt forventer å kunne få. Disse varierer betydelig. For noen felt som ligger nær gassmarkedet kan gassen selges til priser godt over 0,50 NOK/ Sm<sup>3</sup>, mens det for enkelte andre felt ikke kan inntektsføres økt gassalg. Dette kan bl.a. skyldes begrensninger i gassavsetning.

Disse relativt store variasjonene i gasspris vil påvirke tiltakskostnadene.

### **5.3.5. Teknologisk utvikling innenfor gassturbindrifft på sokkelen**

De fleste gassturbinene som benyttes til kraftproduksjon på norsk sokkel har en nominell virkningsgrad på 35-37%. Dette er de mest effektive i sin ytelsesklasse tilgjengelig i markedet i dag. Det har over over lengre tid pågått utskiftning av eldre og mindre effektive turbiner og i dag er det relativt få gassturbiner tilbake med lavere nominell virkningsgrad enn 35%. Disse bidrar i mindre grad til energiuttaket på sokkelen.

Samtidig foregår det arbeider med å effektivisere kraftforsyningen gjennom samkjøring mellom flere plattformer. Gullfaks- og Snorre-plattformene er eksempler på dette. Slik samkjøring bidrar til at gassturbinparken kan utnyttes bedre og operere med gjennomsnittlig høyere reell virkningsgrad. Dette er en utvikling som forventes å fortsette i årene framover.

Det har også over de siste 10 – 15 år blitt vanlig å utnytte avgassvarmen fra gassturbinene til generering av prosessvarme. På denne måten spares brenngass. I dag blir prosessvarmen på sokkelen i stor grad levert av slike anlegg.

For ytterligere å øke virkningsgraden i kraftproduksjonen er det på noen installasjoner tatt i bruk bruk såkalte kombinerte anlegg, der eksosvarmen benyttes til generering av høytrykksdamp som igjen driver en dampturbin. Dette er det samme prinsippet som benyttes i moderne landbaserte gasskraftanlegg og medfører en betydelig forbedring av anleggets virkningsgrad. Ved alle nye utbygginger blir slike kombinerte anlegg i dag vurdert og i flere tilfeller valgt.

Disse utviklingene har foregått kontinuerlig i perioden fra 1998 til 2002 og forventes å fortsette. Resultatet er en stadig høyere virkningsgrad i den gassbaserte kraftgenereringen offshore og konsekvensen er at utslippsreduksjonen en oppnår ved bruk av kraft fra land er blitt mindre i dag enn i 1998. Tiltakskostnadene for kraft fra land øker tilsvarende. Denne utviklingen forventes å fortsette og vil medføre at potensialet for kraft fra land gradvis vil bli redusert.

### **5.3.6. *Prosessvarme***

Prosessvarme blir i stor grad generert i gassturbinenes avgasskjeler. På noen felt brukes det gassfyrte kjeler. Dersom gassturbindrift blir erstattet med kraft fra land og gassturbinene som skiftes ut genererer avgassvarme, må prosessvarmen skaffes fra andre kilder. To alternativer foreligger:

- nye gassfyrte kjeler
- elektrokjeler som utnytter kraft fra land

Gassfyrte kjeler har en virkningsgrad på ca. 80%. Ettersom marginal kraft fra land medfører et overføringstap på ca 10% og til en viss grad er fossil kraft med tilhørende CO<sub>2</sub>-utslipp, vil gassfyrte kjeler etter all sannsynlighet gi betydelig lavere utslipp enn kraft fra land. Dette alternativet vil heller ikke medføre økt belastning på kraftforsyningen.

I de fleste av studiene er det forutsatt installasjon av gassfyrte kjeler som erstatning for avgasskjeler som bortfaller ved kraft fra land. De tilhørende utslipp er inkludert i grunnlaget for beregning av tiltakskost.

Det er ikke registrert noen vesentlig endring i bruken av avgasskjeler fra 1998-studiene til 2002-studiene.

### **5.3.7. Aldring av felt**

I perioden fra 1998-studiene til 2002-studiene har gjenværende ressurser og produksjonslevetid blitt redusert for store områder på sokkelen, inkludert de fleste av de områder som dekkes av studiene som ligger til grunn for denne rapporten. Dette medfører at nødvendig energiforbruk for å produsere de gjenværende ressurser reduseres og derved også tilhørende utslipp av klimagasser. Da dette er delingstallet for beregning av tiltakskost blir konsekvensen at denne øker. Dette er en utvikling som vil fortsette fram mot produksjonsavslutning og medføre at tiltakskost for kraft fra land til etablerte felt og regioner på sokkelen vil øke for hvert år som går.

### **5.4. Andre forhold**

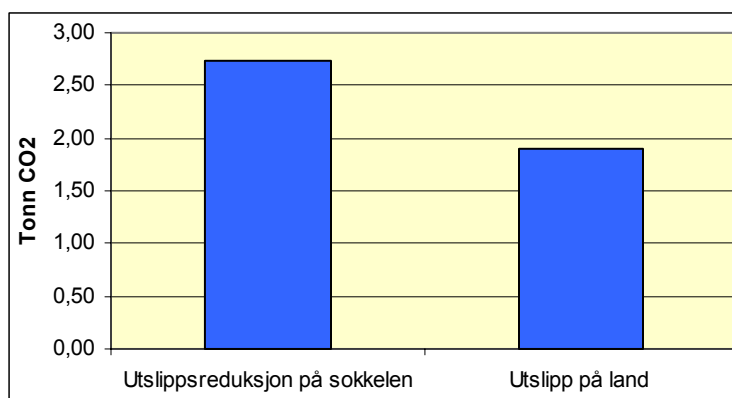
For et av prosjektene, Troll A prekompresjon, har rettighetshaver besluttet å bygge ut med kraft fra land. Det er her andre forhold enn tiltakskost for utslippsreduksjon av CO<sub>2</sub> som har vært avgjørende for beslutningen.

Resultatene av de gjennomførte studier viser tiltakskostnader langt over dagens CO<sub>2</sub>-avgift og at kraft fra land normalt ikke er aktuelle prosjekter for CO<sub>2</sub>-reduksjon. Dette utelukker ikke at enkeltprosjekter i fremtiden kan vise gunstige tiltakskostnader og som på grunn av dette eller av andre årsaker blir besluttet gjennomført. Studiene viser at de mest interessante mulighetene finnes for nye feltutbygginger nær land eller for prosjekter som har tilknytning til større ombygginger der alternativet er nye eller flere gassturbiner.

Kraft fra land kan være et middel til å nå andre mål, som for eksempel fjernstyring av produksjonsanlegg til havs.

## 6. KRAFT FRA LAND – HVORDAN PÅVIRKES UTSLIPP OG KOSTNADER

Som vist i ECONs studie (kapittel 4.2.5), vil overføring av kraft til norsk sokkel medføre utslipp der produksjonen av kraften foregår. Settes dette sammen med utslippsreduksjonene på sokkelen, som vist i Figur 13, kan en trekke den konklusjon at de globale utslippsreduksjonene ved overføring av kraft til Norsk sokkel er i størrelsesorden 1/3 av den utslippsreduksjonen en oppnår på sokkelen.



Figur 13 Utslippsreduksjon på sokkelen stilt opp mot utslipp på land fra et konvensjonelt gasskraftverk, forutsatt overføring av 5TWh til sokkelen.

NVE/OD har i sin rapport også sett på de totale utslippsreduksjonene, men ut fra en annen tilnæringsmåte. Resultatet er imidlertid nokså sammenfallende. Både for alternativet med full oppdekning ved hjelp av konvensjonell gasskraft og for alternativet med full oppdekning ved import konkluderer NVE/OD at den totale utslippsreduksjonen blir relativt marginal og at tiltakskost blir betydelig høyere enn dersom utslippene på land ikke inkluderes.

Det er således godt samsvar mellom de resultater OLF kommer fram til og de som fremgår av NVE/OD-rapporten.

## 7. KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER

### 7.1. Konklusjoner

- a. I 2001/2002 er det blitt gjennomført 5 studier/prosjekter med totalt 9 scenarier av kraft fra land som erstatning for, eller alternativ til gassturbindrevne generatorer på plattformene. Samtlige av disse viser tiltakskostnader over dagens CO<sub>2</sub>-avgift, til dels betydelig for de fleste prosjekter.
- b. En sammenligning med studier gjort i 1998 viser at det ikke har vært en påviselig reduksjon i tiltakskost i perioden, selv om kostnadene for kraftkabler og legging ser ut til å ha blitt redusert.
- c. En parallell studie gjennomført av NVE/OD kommer til samme resultater og styrker konklusjonen om at kraft fra land ikke viser tiltakskostnader for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene som gjør dette attraktivt.
- d. En stadig forbedring av energieffektiviteten i produksjon og transport av olje og gass og en tilsvarende forbedring av virkningsgradene i kraftforsyningen på sokkelen har medført at gevinsten ved kraft fra land har blitt redusert over de siste 4 år. Denne utviklingen forventes å fortsette i årene som kommer.  
  
På samme måte har restlevetiden for mange felt og dermed også gjenværende petroleumsreserver og fremtidig energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp blitt redusert. Økningen i tiltakskost vil på grunn av dette øke fram mot produksjonsavslutning.
- e. Studiene som er gjennomført viser også at overføring av større mengder kraft fra land til sokkelen vil forsterke en underbalanse i kraftforsyningen i Norge.
- f. Overføring av kraft fra land til sokkelen vil medføre utslipp av klimagasser der denne kraften produseres av fossilt brensel, f. eks av gasskraft i Norge eller importert kraft. Når det også tas hensyn til disse utslippene vil de totale tiltakskostnadene bli høyere, til dels betydelig.
- g. Resultatene viser at den beste ekvivalente modellen, for å vurdere kraft fra land til sokkelen i et totalt miljøperspektiv, er at kraften blir generert i et moderne konvensjonelt gasskraftverk på land.

### 7.2. Anbefalinger

Det er nødvendig å arbeide videre med utfordringene knyttet til reduksjon av CO<sub>2</sub> - utslipp. Arbeidsgruppen anbefaler at det arbeides videre med følgende utfordringer:

- f. Forbedring av effektiviteten i produksjon av kraft som genereres på sokkelen, herunder også samordning av kraftproduksjon mellom innretninger.
- g. Forbedring av energieffektiviteten i olje- og gassproduksjonsprosessen.

- h. Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering.
- i. Marked for avsetning av CO<sub>2</sub>, herunder CO<sub>2</sub> for IOR-formål.
- j. Teknologeutvikling, herunder
  - reduksjon av kostnadene for overføring av kraft fra land
  - utvikling av miljøvennlige alternative teknologier for å erstatte dagens gassturbiner som for eksempel brenselceller
  - utvikling av kostnadseffektiv teknologi for fangst av CO<sub>2</sub>

## 8. REFERANSER

1. OLF: "Kraftforsyning for installasjoner på norsk sokkel - CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak", 1998.
2. Norsk Hydro: "Ormen Lange FPO - Power Supply Alternatives", 2002
3. Norsk Hydro: "Forprosjekt – Utslipp til luft. Kraft fra land til Troll B og Troll C"
4. Statoil: "Troll Pre-compression. Driver Concept Evaluation" 2001
5. Statoil: Diverse studierapporter, Tampen, 2001
6. ECON: "Økt krafttilførsel fra land til sokkelen", 2002
7. NVE/OD: "Kraftforsyning fra land til sokkelen", 2002
8. Stortingsmelding nr. 9 (2002 – 2003) "Om innenlands bruk av naturgass mv."