



CICERO

Senter for  
klimaforskning

Center for  
International Climate  
and Environmental  
Research - Oslo

Report 1999:2

# Utslipp til luft fra oljeindustrien

## Tiltak, kostnader og virkemidler

*Egil Dragsund, Kristin Aunan, Odd Godal  
Gerd Petra Haugom og Bjart Holtsmark*



Universitetet i Oslo

University of Oslo

ISSN: 0804-4562



CICERO Report 1999:2

# **Utslipp til luft fra oljeindustrien**

Tiltak, kostnader og virkemidler

**Egil Dragsund og Gerd Petra Haugom**

Det Norske Veritas

**Kristin Aunan, Odd Godal og Bjart Holtsmark**

CICERO Senter for klimaforskning

6. april 1999

Rapport til Oljeindustriens Landsforening (OLF)

**CICERO Senter for klimaforskning**

Postboks 1129 Blindern, 0317 Oslo

Telefon: 22 85 87 50

Faks: 22 85 87 51

E-post: [admin@cicero.uio.no](mailto:admin@cicero.uio.no)

Nett: [www.cicero.uio.no](http://www.cicero.uio.no)

## **Kort sammendrag**

Denne rapporten beskriver utviklingen i forurensende utslipp til luft fra oljeindustrien i Norge sammenlignet bidraget fra andre sektorer. Viktige tiltak som har bidratt til en reduksjon i utslippene pr. produsert enhet fra oljeindustrien, blir presentert. Kostnader og effekter av ytterligere tiltak innen oljeindustrien, andre sektorer og andre land er sammenlignet. Aktuelle virkemidler diskuteres i lys av dette faktagrunnlaget for å bidra til en prioritering av tiltak som bør gjennomføres for å oppnå spesifikke mål for reduksjon av utslipp til lavest mulig kostnad.

## **Innhold**

1	SAMMENDRAG.....	1
1.1	Utslipp fra oljeindustrien .....	7
1.2	Tiltakskostnader.....	8
1.3	Virkemidler mot utslipp til luft.....	9
1.4	Avgifter, kvotehandel og fleksible mekanismer .....	10
2	INNLEDNING.....	11
2.1	Internasjonal og nasjonal bakgrunn .....	11
2.2	Omfanget av studien .....	12
2.3	Utslipsreducerende tiltak i oljeindustrien .....	13
3	NORSK OLJE OG GASS I ET NASJONALT OG GLOBALT PERSPEKTIV .....	15
3.1	Utslipp til luft fra norsk sokkel; trender og prognoser.....	15
3.1.1	Framskrivninger.....	15
3.2	Offshoresektoren sammenlignet med andre sektorer i Norge.....	17
3.3	Petroleumsvirksomheten i Norge og i andre land.....	22
4	TILTAK OG TILTAKSKOSTNADER .....	24
4.1	Beregning av tiltakskostnader.....	24
4.2	Tiltak gjennomført i norsk oljeindustri .....	25
4.2.1	Gjennomførte CO <sub>2</sub> -reducerende tiltak .....	25
4.2.2	Gjennomførte NMVOC reducerende tiltak.....	26
4.2.3	Gjennomførte NO <sub>x</sub> reducerende tiltak .....	26
4.3	Mulige tiltak og tiltakskostnader i norsk oljeindustri .....	26
4.3.1	Tiltak og tiltakskostnader for reduksjon av CO <sub>2</sub> .....	26
4.3.2	Tiltak og tiltakskostnader for å redusere utslipp av NMVOC .....	28
4.3.3	Tiltak og tiltakskostnader for å redusere utslipp av NO <sub>x</sub> .....	28
4.4	Mulige tiltak og tiltakskostnader i andre sektorer i Norge .....	29
4.4.1	Reduksjon av CO <sub>2</sub> i andre sektorer .....	29
4.4.2	Reduksjon av CH <sub>4</sub> i andre sektorer .....	30
4.4.3	Reduksjon av NMVOC i andre sektorer.....	31
4.4.4	Reduksjon av NO <sub>x</sub> i andre sektorer.....	31
4.4.5	Reduksjon av NMVOC kontra NO <sub>x</sub> .....	32
4.5	Mulige tiltak og tiltakskostnader i andre land.....	32
4.5.1	Tiltak og -kostnader for reduksjon av CO <sub>2</sub> i andre land .....	32
4.5.2	Tiltak og -kostnader for reduksjon av CH <sub>4</sub> -utslipp i andre land.....	35
4.5.3	Tiltak og -kostnader for reduksjon av NMVOC utslipp i andre land .....	36
4.6	Oppsummering.....	36
5	VALG AV VIRKEMIDLER I KLIMA- OG MILJØPOLITIKKEN .....	37
5.1	Ulike gasser og forskjellige virkemidler.....	37
5.2	Direkte regulering og forhandlede avtaler .....	37
5.3	Nasjonale systemer for omsettelige kvoter .....	39
5.4	Internasjonal handel med kvoter .....	40
5.5	Utformingen av kvotemarkedet i Norge .....	41
5.6	Avgifter.....	43

5.6.1	Avgiftenes rolle i et internasjonalt kvotemarked .....	44
5.7	Felles gjennomføring og samarbeidsprosjekter .....	45
5.8	Erverv av kvoter gjennom CDM.....	45
5.9	Gevinster ved fleksible mekanismer .....	46
5.10	Oppsummering.....	48
6	REFERANSER.....	49
	Appendiks A: Tiltakskostnader for reduksjon av utslipp til luft.....	51
	Appendiks B: Mulige CO <sub>2</sub> -reduserende tiltak i norsk oljeindustri .....	53
	Appendiks C: Mulige tiltak i andre sektorer i Norge.....	59
	Appendiks D: Tiltakskostnader for reduksjon av utslipp til luft.....	63

# 1 Sammendrag

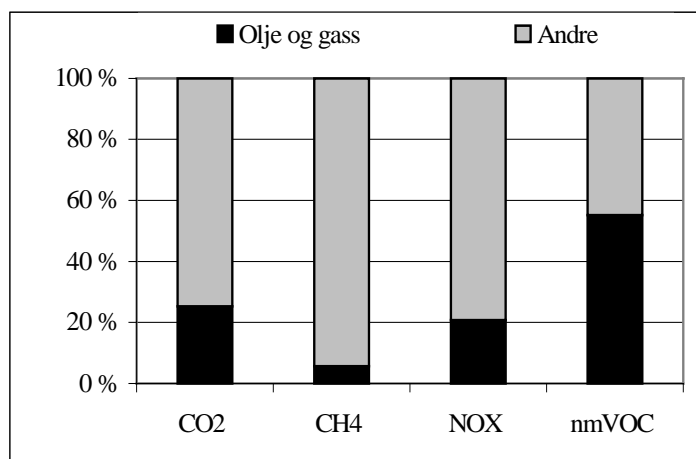
## 1.1 Utslipp fra oljeindustrien

I nasjonal sammenheng er oljeindustrien en viktig bidragsyter til forurensende utslipp til luft. Utslippene kan ha globale, regionale og lokale skadevirkninger. De globale effektene er klimaendringer som primært skyldes utslipp av CO<sub>2</sub>. Regionale effekter er bl.a. sur nedbør og eutrofiering av vannkilder som følge av utslipp av NO<sub>x</sub>. I tillegg vil NO<sub>x</sub> sammen med VOC danne bakkenær ozon.

Gjennom flere internasjonale avtaler har Norge forpliktet seg til å redusere sine utslipp til luft. I tillegg har man nasjonale mål som kan gå utover de internasjonale forpliktelsene man har påtatt seg. Det arbeides derfor med å identifisere hvilke virkemidler som er mest hensiktsmessige overfor ulike miljøproblemer. Utforming av virkemidler bør til en viss grad utformes avhengig av geografisk omfang av skadevirkningen til den enkelte gass. I Stortingsmelding nr. 46 (1997-98) legges det vekt på at disse bør utformes slik at miljøproblemene blir løst på en mest mulig kostnadseffektiv måte.

Hensikten med denne studien er å etablere et faktagrunnlag over utslipp fra ulike kilder og diskutere virkemiddelbruk i lys av faktagrunnlaget for å bidra til en prioritering av tiltak som bør gjennomføres for å oppnå spesifikke mål til lavest mulig kostnad.

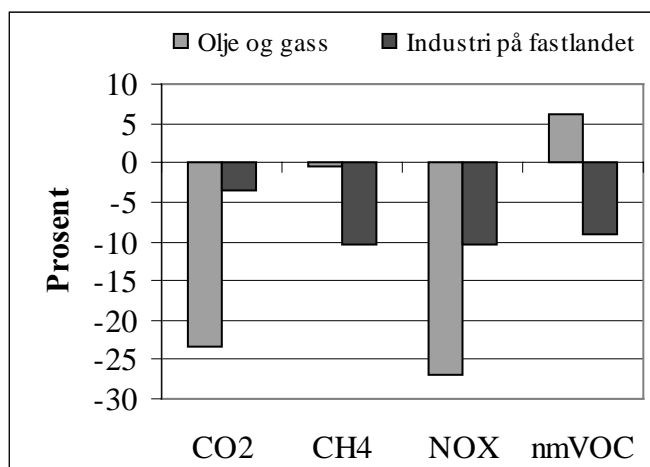
I følge Statistisk Sentralbyrå er oljeindustrien en viktig kilde for utslipp av CO<sub>2</sub> i Norge. Metan-utslippene er relativt beskjedne, mens utslippene av lystgass (N<sub>2</sub>O) og de langlivede industrigassene (HFK, SF<sub>6</sub> og PFK) er neglisjerbare. De øvrige utslipp til luft med regionale effekter domineres av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) og flyktige organiske forbindelser (NMVOC).



Figur 1: Utslipp fra olje og gassvirksomheten i forhold til totale utslipp i Norge, 1995.

Kraftproduksjon er den viktigste kilden til utslipp av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> fra norsk petroleumsvirksomhet. For utslipp av CH<sub>4</sub> og NMVOC er bøyelasting den viktigste kilden. Gjennom allerede gjennomførte tiltak har norsk oljeindustri redusert sine utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i forhold til produksjonsvolumet betydelig mere enn annen industri på fastlandet. For

CH<sub>4</sub> og NMVOC har olje og gassvirksomheten hatt en mindre utslippsreducerende utvikling enn fastlandsindustrien.



**Figur 2: Endring i utslipp per produsert enhet i petroleumsvirksomheten sammenlignet med fastlandsindustrien fra 1990 til 1995, prosent. Kilde: SSB, 1998a og 1998b**

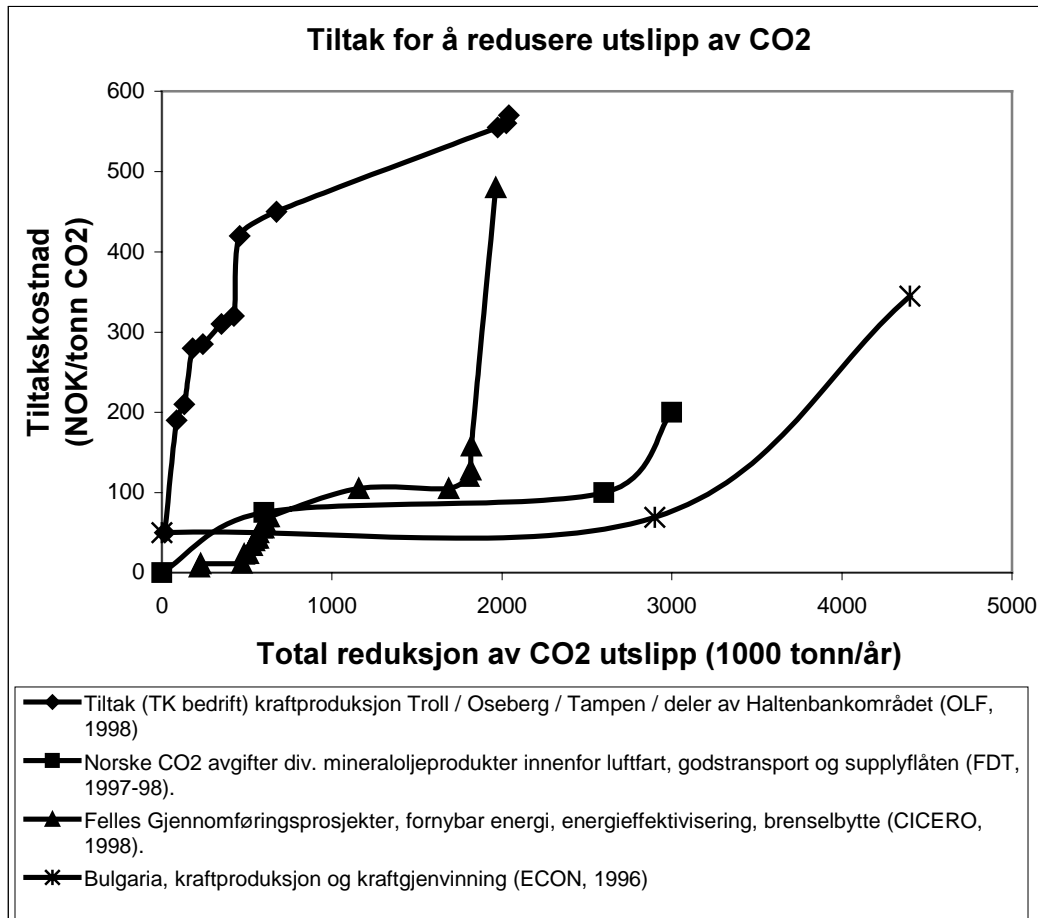
Prognosene for totale utslipp av disse gassene tilsier at betydelige reduksjoner må finne sted nasjonalt i tiden som kommer for at Norge skal oppfylle eksisterende og forventede internasjonale forpliktelser. Selv om oljeindustrien har arbeidet aktivt med å redusere utslippene per produsert enhet, fører økt produksjon og mer ressurskrevende utvinning til at de totale utslippsmengdene vil øke, spesielt av CO<sub>2</sub>.

## 1.2 Tiltakskostnader

Gjennomførte tiltak som har bidratt til reduksjonen av utslippene fra oljeindustrien er hovedsakelig innen kategoriene bedre utnyttelse av energien, redusert fakling og mer effektiv kraftgenerering og –distribusjon.

Kostnadene for fremtidige tiltak innenfor oljeindustrien er imidlertid meget høye og flere av de vurderte tiltakene gir marginale effekter målt i reduserte utslipp av bl.a. CO<sub>2</sub>, spesielt ved sammenligning med tiltakskostnader innen Felles Gjennomføringsprosjekter, men også sammenlignet med en del andre sektorer i Norge (se figur 3).





**Figur 3: Sammenligning av kostnader for vurderte tiltak innen norsk oljeindustri med antatt effekt av en CO<sub>2</sub> avgift innen andre sektorer i Norge. Eksempler på kostnader og effekter av Felles Gjennomføringsprosjekter og tiltak i andre land er også presentert.**

I motsetning til dette indikerer en detaljert gjennomgang av tiltak for å redusere NMVOC utslipp i Norge at innføring av utslippsreducerende tiltak for bøyelasting av råolje på alle bøyelasteskip på norsk sokkel kunne gi en utslippsreduksjon på 128 tusen tonn NMVOC til 0.3 NOK/kg VOC. Dette enkelttiltaket nasjonalt er det mest effektive både med hensyn på pris og effekt.

### 1.3 Virkemidler mot utslipp til luft

Ved valg av virkemidler mot utslipp til luft fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel må man skille mellom utslipp av klimagasser og utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC. Utslippene av NO<sub>x</sub> bidrar til forurensning og eutrofiering på regionalt nivå, og helseskader på lokalt nivå. Når det gjelder ozondannelse kan en geografisk omfordeling av utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC ha stor betydning. Det er altså ikke likegyldig hvor disse gassene slippes ut. Gjennomgående avgifter eller kvotehandel blir lett for generelle virkemidler mot denne typen utslipp og sikrer ikke nødvendigvis en kostnadseffektiv fordeling av utslippsreduksjonene, selv om det ikke er spesielle praktiske hindringer i veien for å innføre for eksempel kvotehandel også for NO<sub>x</sub> og NMVOC. Direkte regulering og avtaler mellom myndigheter og industri (miljøavtaler) kan derfor alt i alt fortsatt komme til å spille en rolle når det gjelder å begrense denne typen

utslipp. Det er virkemidler som kan tilpasses utslippenes lokale skadevirkninger og utslippenes interaksjon med hverandre.

Virkemidlene mot utslipp av klimagassene CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> må derimot sees i lys av at de ikke har noen lokale eller regionale skadevirkninger på mennesker eller natur. Denne typen utslipp bør derfor reguleres ved hjelp av markedsbaserte virkemidler. Ikke minst viktige er de fleksible mekanismene som vil bli etablert under Kyoto-protokollen. Disse mekanismene innebærer at verdenssamfunnet iverksetter en global strategi for hvordan man kan få størst mulig utslippsreduksjoner til minst mulig kostnad. For et lite land som Norge med vår spesielle næringsstruktur, og ikke minst for en industri som den norske oljeindustrien, gir disse mekanismene mulighet for å få mer miljøgevinst ut av hver investert krone.

## 1.4 Avgifter, kvotehandel og fleksible mekanismer

Internasjonal kvotehandel er et viktig element i Kyoto-protokollen. Det er lite sannsynlig at store land som USA og Russland vil ratifisere denne avtalen om det ikke blir enighet om regler for slik kvotehandel. Dersom Kyoto-protokollen en gang blir bindende for Norge, er det altså overveiende sannsynlig at den vil gi muligheter for å kjøpe kvoter ute. Det vil da være naturlig at også private virksomheter får muligheten til å handle på dette markedet.

Et system med en nasjonal klimagassavgift er ikke lett å tilpasse utviklingen mot et internasjonalt kvotemarked. Den dagen et slikt marked fungerer godt internasjonalt bør en eventuell norsk klimagassavgift variere i takt med kvoteprisen internasjonalt. Det vil være et nytt avgiftskonsept som kanskje er mindre hensiktsmessig enn et norsk marked for kvoter som er integrert med det internasjonale markedet. Dersom internasjonal kvotehandel blir en realitet er det derfor trolig mest praktisk at CO<sub>2</sub>-avgiften erstattes av et marked for omsettbare utslippskvoter. Det vil gi en kostnadseffektiv fordeling av utslipp både totalt sett i Norge og mellom ulike næringer og virksomheter i Norge.

Det vil imidlertid uansett ta flere år før et internasjonalt kvotemarked er velfungerende. Det er derfor ikke uvesentlig at det er samfunnsøkonomiske kostnader forbundet med å ha en høy CO<sub>2</sub>-avgift på sokkelen samtidig som andre virksomheter betaler en vesentlig lavere avgift eller ikke betaler noen avgift i det hele tatt. Dersom denne avgiften blir erstattet av nasjonalt system med omsettelige kvoter for alle klimagasser og alle utslippskilder, vil man få mer igjen for hver krone som går til utslippsreducerende tiltak.

Et nasjonalt kvotemarked kan etableres også før et marked er etablert internasjonalt. Den beste løsningen fra et samfunnsøkonomiske perspektiv får man dersom kvotene er fritt omsettelige og distribueres gjennom auksjoner eller annen form for salg, ikke deles ut gratis. Tildelingsmåten av kvoter påvirker imidlertid adferden til bedriftene lite så lenge kvotene er fritt omsettelige. Eventuelle restriksjoner på omsetteligheten vil svekke kostnadseffektiviteten til kvotesystemet.

I tillegg til kvotehandel åpner Kyoto-protokollen for at både stater og private og offentlige bedrifter skal kunne skaffe seg utslippsrettigheter ved å finansiere utslippsreducerende tiltak i andre industriland (felles gjennomføring) og i utviklingsland (den grønne utviklingsmekanismen, CDM). På samme måte som internasjonal kvotehandel vil legge føringer på norsk klimapolitikk vil også disse to mekanismene gjøre det.

## 2 Innledning

### 2.1 Internasjonal og nasjonal bakgrunn

I nasjonal sammenheng er oljeindustrien en viktig bidragsyter til forurensende utslipp til luft i. Selv om industrien arbeider aktivt for å begrense miljøeffektene av virksomheten, har økt produksjon på sokkelen og mer ressurskrevende utvinning ført til at flere av utslippene totalt har økt de siste årene og prognoser viser at denne tendensen vil fortsette.

Gjennom flere internasjonale avtaler har Norge forpliktet seg til å redusere sine utslipp til luft<sup>1</sup>. I tillegg har man nasjonale mål blant annet for NO<sub>x</sub>, som kan gå utover de internasjonale forpliktelsene man har påtatt seg. Det arbeides derfor med å identifisere hvilke virkemidler som er mest hensiktsmessige overfor ulike miljøproblemer. I Stortingsmelding nr. 46 (1997-98) legger man vekt på at de fremtidige virkemidlene bør utformes slik at miljøproblemene blir løst på en mest mulig effektiv måte. Kostnadseffektivitet angis ofte som kostnad per redusert utslippsenhet.

Oljeindustriens Landsforbund (OLF) anser arbeidet med miljøspørsmål å være blant de viktigste og største oppgavene for forbundet i tiden som kommer. OLF ønsker å synliggjøre og dokumentere oljeindustriens samlede miljøinnsats og som utførende for deler av dette arbeidet har OLF engasjert Det Norske Veritas (DNV) og CICERO Senter for klimaforskning.

Formålet med denne studien er å:

- etablere et faktagrunnlag over utslipp til luft fra norsk oljeindustri sammenlignet med andre kilder i Norge
- vurdere effekten av gjennomførte og mulige fremtidige tiltak i forhold til kostnad
- diskutere virkemiddelbruk i lys av faktagrunnlaget for å bidra til en prioritering av tiltak som bør gjennomføres for å oppnå spesifikke mål til lavest mulig kostnad

Utslipp til luft kan ha globale, regionale og lokale skadevirkninger. Utforming av virkemidler bør til en viss grad utformes avhengig av geografisk omfang av skadevirkningen til den enkelte gass. De globale effektene er nedbrytning av ozonlaget<sup>2</sup> og klimaendringer.

#### Internasjonale miljøavtaler

Norge har sluttet seg til følgende forpliktende miljøavtaler vedrørende utslipp til luft (SSB,1997):

Sofia:	Stabilisering av NO <sub>x</sub> -utslipp på 1987-nivå innen 1994. Dette målet har Norge innfridd
Montreal:	Stoppe forbruket av ozonnedbrytende stoffer. I Norge gjelder dette bare import siden slike stoffer ikke produseres innenlands.
Genève:	30 % reduksjon av nmVOC-utslipp fra 1989 innen 1999. Gjelder fastlandet og økonomisk sone sør for 62 °N
Oslo:	76 % reduksjon av SO <sub>2</sub> -utslippet fra 1980 innen 2000
Kyoto:	Bare 1 % økning av klimagasser regnet som CO <sub>2</sub> -ekvivalenter fra 1990 nivå innen perioden 2008 til 2012

<sup>1</sup> Det forhandles om nye avtaler om reduksjon i utslipp av NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, NMVOC og NH<sub>3</sub> under Konvensjonen om langtransportert grenseoverskridende luftforurensing. Forhandlingene forventes avsluttet i løpet av 1999.

<sup>2</sup> Endringer i det ytre ozonlaget fører både til endret innstråling av ultrafiolett lys fra solen og til endret drivhuseffekt (klimaendringer)

Klimaendringer kan skyldes utslipp av drivhusgasser<sup>1</sup> (eller klimagasser, se boks). Regionale effekter er bl.a. sur nedbør og eutrofiering av vannkilder som følge av utslipp av NO<sub>x</sub>. Sammen med VOC vil NO<sub>x</sub> danne bakkenær ozon.

I følge Statistisk Sentralbyrå (SSB, 1997) er oljeindustrien en viktig nasjonal kilde for utslipp av CO<sub>2</sub>. CH<sub>4</sub>-utslippene er relativt beskjedne, mens utslippene av N<sub>2</sub>O og de langlivede industrigassene (HFK, SF<sub>6</sub> og PFK) er neglisjerbare. De øvrige utslipp til luft med regionale effekter domineres av NO<sub>x</sub> og flyktige organiske forbindelser (NMVOC).

#### Klimagasser som inngår i Kyotoprotokollen

Navn	Symbol	GWP*
Karbondioksid	CO <sub>2</sub>	1
Metan	CH <sub>4</sub>	21
Lystgass	N <sub>2</sub> O	310
Hydrofluorkarboner	HFK	**
Perfluorkarboner	PFK	**
Svovelheksafluorid	SF <sub>6</sub>	23900

\*GWP: Global Warming Potential. Angir hvor mye et kg av gassen tilsvarer i CO<sub>2</sub> enheter. Tallet vil variere med tidsperioden man benytter som grunnlag for utregningen. I tallene over er det benyttet 100 år.  
\*\* Dette omfatter flere gasser. GWP for to aktuelle som inngår i PFK er CF<sub>4</sub> (6500) og C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> (9200)

Vi vil i denne studien fokusere på utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC fordi oljeindustrien er en viktig nasjonal kilde til utslipp av disse gassene.

## 2.2 Omfanget av studien

Studien omfatter utslipp til luft fra norsk petroleumsvirksomhet. Aktivitetene som inngår under betegnelsen petroleumsvirksomhet (eller oljeindustri), er letevirksomhet og produksjon av gass og olje på norsk kontinentalsokkel. Ulike kilder har forskjellige definisjoner av hvilke aktiviteter som inngår i de enkelte sektorene. I tillegg er det ulik praksis ved rapportering av utslippstall, blant annet av klimagasser fra de enkelte land, noe som krever omregning for at de skal være direkte sammenlignbare. En slik omregning har ikke vært inkludert i denne studien.

Vi har derfor benyttet et begrenset kildemateriale hvor det er presentert klare definisjoner av utslippkilder, og med utslippstall og tiltakskostnader som er verifisert og sammenlignbare. Studien er utelukkende basert på åpne tilgjengelige kilder som rapporter, tidsskrifter og bøker. Bedriftsinterne statistikker og analyser er ikke inkludert, dette gjelder spesielt vurderingene av tiltakskostnader. Det er heller ikke gjort egne beregninger av denne typen tall i denne studien.

Benyttet informasjon om utslipp i Norge er hovedsakelig hentet fra Statistisk Sentralbyrå (SSB) og OLF. Utslippene fra pumpe- og kompressorplattformer på transportrørledninger til blant annet Teeside og Emden er tatt med i tallene fra OLF som fra og med 1997 er identisk med utslippstallene oppgitt av Statens Forurensingstilsyn (SFT). I forbindelse med transport med bøyelastere (skytteltankertrafikk) er utslippene av blant annet flyktige komponenter (VOC) inkludert så lenge skipet ligger fortøyd til installasjonen, men straks det er i fart blir

<sup>1</sup> Drivhusgasser kan enten påvirke klimaet direkte ved å endre strålingsbalansen til jorden eller de kan ha en indirekte effekt ved å påvirke kjemiske og fysiske prosesser i atmosfæren. Det globale oppvarmingspotensialet (GWP - Global Warming Potential) hver enkelt gass har varierer over tid bl.a. avhengig av hvor lenge de er virksomme i atmosfæren. Utslipp av klimagasser oppgis derfor ofte som den mengde CO<sub>2</sub> som ville gitt den samme klimaeffekten.

**Skadevirkninger av en del luftforurensende stoffer**

Navn	Symbol	Skadevirkning
Karbondioksid	CO <sub>2</sub>	Øker drivhuseffekten. Global effekt.
Metan	CH <sub>4</sub>	Øker drivhuseffekten og bidrar til ozondannelse. Global effekt.
Nitrogenoksider	NO <sub>x</sub>	Bidrar til forsurening og eutrofiering av vannkilder. Inngår i ozondar særlig nær bakken. Skader på materialer. Spesielt NO <sub>2</sub> bidrar til luftveislidelser. Regional og lokal effekt.
Flyktige organiske forbindelser	NMVOC*	Bidrar til bakkenær ozondannelse f.eks. i kombinasjon med NO <sub>x</sub> inneholde kreftfremkallende stoffer. Regional og lokal effekt.
Svoveldioksid	SO <sub>2</sub>	Forsurer jord og vann og skader materialer. Regional effekt.
Lystgass	N <sub>2</sub> O	Påvirker ozonlaget. Øker drivhuseffekten. Global effekt.

\* Inkluderer ikke metan (Non Methane Volatile Organic Compounds). Kalles ofte bare for VOC

utslippene tillagt skipsfart som er inkludert i transportsektorens<sup>1</sup> utslipp. Utslipp fra tilknyttet marin støttevirksomhet og helikoptertransporter er heller ikke inkludert i oljeindustriens utslipp (OLF, 1997).

## 2.3 Utslipsreducerende tiltak i oljeindustrien

Oljeindustrien har gjennomført en rekke tiltak med primær målsetting å redusere utslippene til luft. I tillegg har en del av de generelle oppgraderinger av teknologien ført til reduserte utslipp. En oversikt over gjennomførte og besluttet gjennomførte tiltak i områdene Oseberg og Sleipner og er utarbeidet i forbindelse med Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen (RKU under utarb., 1999). Feltene innen de fire områdene representerer noen av de største utslippskildene på norsk sokkel. I følge innrapporterte prognoser til Oljedirektoratet høsten 1997 bidrar f.eks. Tampenområdet med omlag 40% av de akkumulerte utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i perioden 1996 – 2015, mens Sleipner bidrar med vel 10 %. Tampenområdet representerer hele 90 % av de akkumulerte utslippene av VOC i samme periode. I disse prognosene er det bare delvis tatt hensyn til effekten av utslipsreducerende tiltak. I RKU ble tiltakene inndelt i følgende kategorier:

Kategori 1: Reduksjon av energibehovet, bedre utnyttelse av energien i prosessen.

Kategori 2: Mer effektiv kraftgenerering og kraftdistribusjon.

Kategori 3: Optimalisering av prosessen. Redusert behov for fakling.

Kategori 4: Rensing og deponering.

Kategori 5: Kraft fra land / alternativ kraftforsyning. Reduksjon ved kilden.

Tiltakene som er presentert er enten gjennomført eller kan være aktuelle å gjennomføre innen en 4-5 års periode. Effekten av allerede gjennomførte tiltak er diskutert i kapittel 3. Utover dette arbeides det med en rekke andre tiltak hvorav enkelte kan ligge noe lenger frem i tid. Mange av disse tiltakene vil medføre betydelige kostnader, noe som diskuteres videre i kapittel 4.

<sup>1</sup> Transportsektoren inkluderer i følge Statistisk Sentralbyrå blant annet all skipsfart til og fra norske havner og installasjoner på norsk sokkel av skip registrert i Norge inkludert Norsk Internasjonalt Skipsregister (NIS).

Tampenområdet inkluderer felt som Statfjord, Gullfaks, Snorre og Veslefrikk. De totale utslippene av CO<sub>2</sub> fra disse feltene regnet som akkumulert mengde for perioden 1996-2015 vil bli redusert med ca 5,3 mill tonn CO<sub>2</sub> ved gjennomførte eller besluttet gjennomførte tiltak etter januar 1996 (se Tabell 1). De største tiltakene gjennomføres på Gullfaksfeltene med en reduksjon på 17 % tilsvarende i overkant av 3 mill. tonn CO<sub>2</sub> i denne perioden.

**Tabell 1: Gjennomførte tiltak for å redusere utslipp til luft fra Tampen området (data fra RKU under utarbeidelse, 1999).**

Tiltaks-kategori	Årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon tonn/år, gjennomsnitt	Årlig NO <sub>x</sub> -reduksjon tonn/år, gjennomsnitt
1	125.400	397
2	42.600	822
3	144.900	774

Tiltak som er gjennomført eller besluttet gjennomført etter januar 1996 reduserer de totale akkumulert utslippene av CO<sub>2</sub> fra Sleipner Vest og Sleipner Øst for perioden 1996-2015 med ca 57 %, som tilsvarer ca 18 mill tonn CO<sub>2</sub> (se Tabell 2). Tilsvarende reduksjon i samme periode av utslippene av NO<sub>x</sub> er ca 13 %, som tilsvarer ca 8600 tonn NO<sub>x</sub>. Tabell 2 inkluderer både tiltak som er gjennomført med målsetting å redusere luftutslippene og generelle oppgraderinger av teknologien. Detaljer presenteres i Appendix A.

**Tabell 2: Gjennomførte tiltak for å redusere utslipp til luft fra Sleipner området etter Januar 1996 (data fra RKU under utarbeidelse, 1999).**

Tiltaks-kategori	Årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon tonn/år, gjennomsnitt	Årlig NO <sub>x</sub> -reduksjon tonn/år, gjennomsnitt
1	32.300	124
2	20.500	79
3	51.100	260
4	700.000 – 900.000*	-

\* Fjerning av CO<sub>2</sub> fra produsert gass med injeksjon i berggrunnen. Det er tatt hensyn til at energiforbruket i forbindelse med injeksjon produserer en CO<sub>2</sub> mengde tilsvarende omtrent 10 % av den injiserte gass.

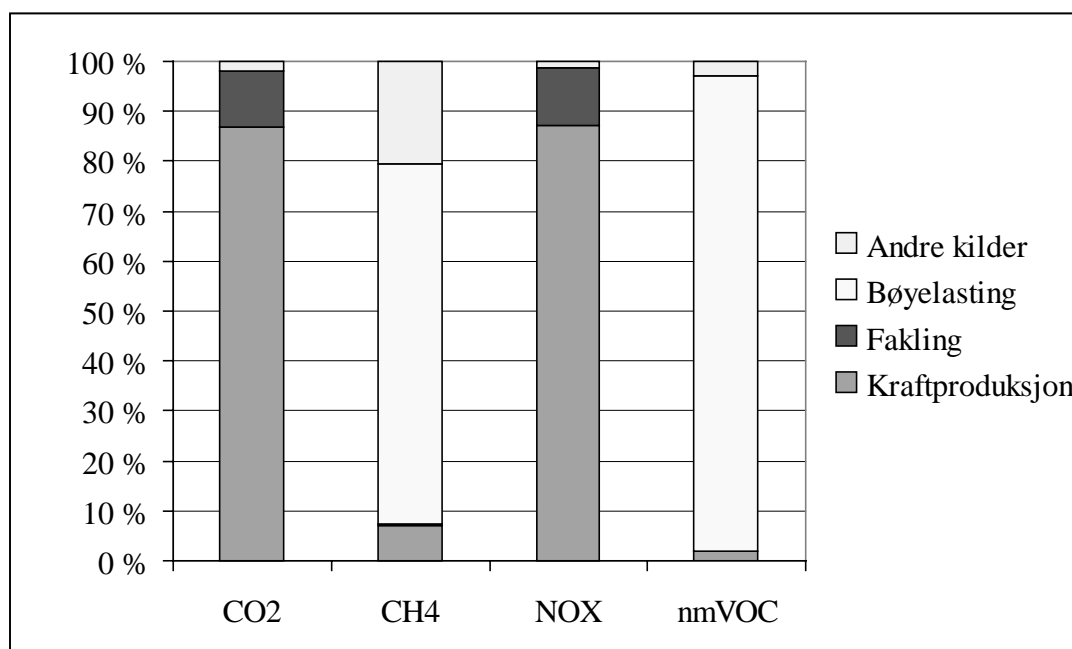
Effekten av de enkelte tiltakene er oppgitt som gjennomsnittlig redusert antall tonn utslipp pr. år (CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>), regnet for de årene tiltaket er virksomt.

## 3 Norsk olje og gass i et nasjonalt og globalt perspektiv

### 3.1 Utslipp til luft fra norsk sokkel; trender og prognoser

I nasjonal sammenheng er norsk petroleumsvirksomhet en betydelig kilde til utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC. Denne virksomheten har beskjedne utslipp av metan, mens utslipp til luft av andre gasser er neglisjerbare. Vi vil i denne rapporten derfor fokusere på utslipp av de tre gassene CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC, mens CH<sub>4</sub> kun blir omtalt enkelte steder. De viktigste kildene til utslipp av disse gassene i forbindelse med olje- og gassproduksjonen er:

- gass- og dieselturbiner som produserer energi (gjelder særlig CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>). Det meste av CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-utslippet fra oljevirkomheten stammer fra energiproduksjon.
- fakling (særlig CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>)
- bøyelasting av olje (råoljen fraktes med skip fra lastebøyer offshore til terminaler og raffinerier på land) (særlig NMVOC og CH<sub>4</sub>). 80% av metan-utslippet stammer fra råoljelasting og diffuse utslipp (venting og lekkasjer), mens 95% av NMVOC-utslippene stammer fra råoljelasting.



Figur 4: Utslipp fra offshorevirksomheten fordelt på kilde, 1997. (Kilde: OLF, 1998a )

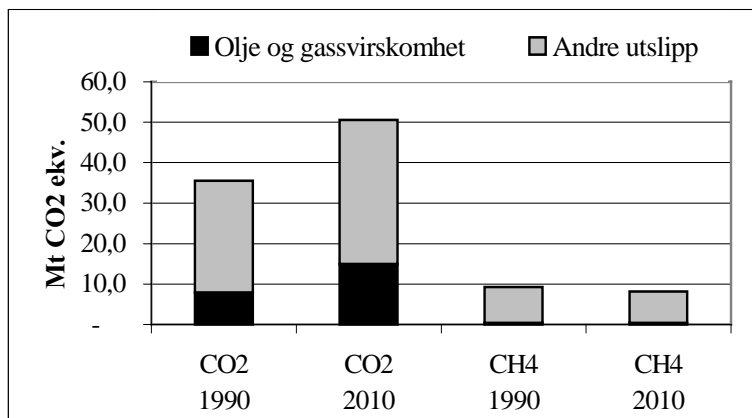
#### 3.1.1 Framskrivninger

I prognosene for utslipp fra petroleumsvirksomheten er det viktig å være klar over at det i de offisielle prognosene er forutsatt en videreføring av dagens virkemiddelbruk og en teknologisk framgang som tilsvarer den historisk erfarte. Dette medfører at det forventes lavere utslipp enn bruk av den teknologien som er installert ville ført til. Bransjen selv rapporterer ut fra dagens situasjon og foreliggende planer for tiltak, noe som fører til at deres prognoser er høyere enn det som legges til grunn fra myndighetenes side. Det er viktig å være klar over denne differansen, som for enkelte gasser er betydelig, når framtidige utslippsmål

for denne virksomheten fastsettes. Vi har i dette kapittelet benyttet de offisielle prognosene utarbeidet av Olje- og Energidepartementet (OED, 1998c) slik at disse kan sammenliknes med prognosene for de samlede norske utslippene. Generelt er det viktig å være klar over at beregninger av framtidige utslipp er beheftet med usikkerhet.

Norge står overfor en betydelig utfordring dersom man skal oppnå det utslippsnivået av klimagasser i 2010 som Kyoto-protokollen tillater. Samlet sett forventer regjeringen at uten tiltak vil utslippene av de seks gassene som er inkludert i Kyoto-protokollen øke fra 55,2 Mt CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (CO<sub>2</sub>-ekv) i 1990 til 68,1 Mt CO<sub>2</sub>-ekv i 2010 (MD, 1998). Det er hovedsakelig bare utslippene av CO<sub>2</sub> som forventes å øke. Prognosen for disse utslippene tilsier en økning fra 35,5 Mt i 1990 til 50,6 Mt i 2010 (forutsatt ingen nye tiltak, men bygging av gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes) (MD, 1998)<sup>1</sup>. Den viktigste årsaken til den forventede veksten er økte utslipp fra petroleumssektoren, spesielt knyttet til økt produksjon og transport av gass som i hovedsak går til eksport (Miljøverndepartementet 1995 og 1998)<sup>2</sup>. CO<sub>2</sub>-utslippene fra denne sektoren er forventet å stige fra 8 Mt i 1990 til 15 Mt i 2010 (OED, 1998c).

Det ventes derimot en reduksjon i Norges totale utslipp av metan fra 9,3 til 8,2 Mt CO<sub>2</sub>-ekv. i perioden 1990-2010 (MD, 1998)<sup>3</sup>. Metan-utslippet fra offshore har økt i takt med produksjonsutviklingen på 90-tallet. Prognosen for metan-utslipp offshore tilsier at utslippene ligge rundt 0,4 Mt CO<sub>2</sub>-ekv i 2010, noe som tilsvarer nivået i 1990.



**Figur 5: Framskrivninger av nasjonale utslipp av CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> fordelt etter olje- og gassvirksomheten og landbasert virksomhet. Kilder: OED (1998), MD (1998)**

Når det gjelder NO<sub>x</sub>, har Norge i følge Statistisk sentralbyrå oppfylt Sofia-protokollen som tilsa at Norge innen 1994 skulle stabilisere NO<sub>x</sub>-utslippene på 1987-nivå. Vi ligger imidlertid langt etter den eksisterende nasjonale målsettingen som sier at utslippene skal reduseres med 30% i 1998 i forhold til nivået i 1986. Hittil har reduksjonen vært på 1%. En ny avtale for reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp er gjenstand for internasjonale forhandlinger. I henhold til langtidsprogrammet 1998-2001 (FTD, 1997) forventes NO<sub>x</sub>-utslippene å gå ned fra ca 222 kilo tonn (kt) i 1990 til ca 207 kt i 2010 (SSB, 1998a og FTD, 1997). NO<sub>x</sub>-utslippet fra offshorevirksomheten er forventet å stige fra 34 kt i 1990 til ca. 45 kt i 2010.

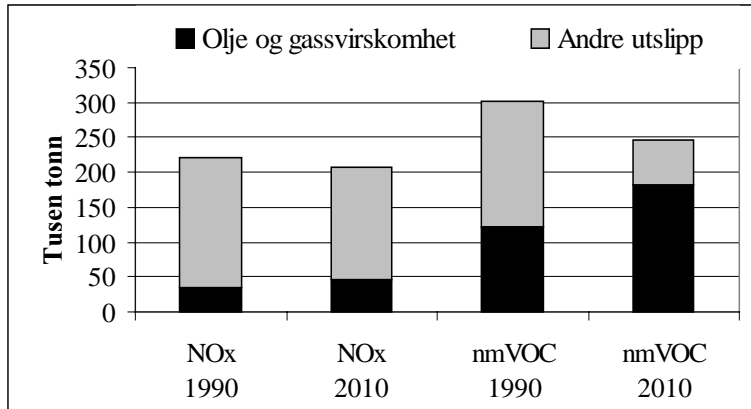
<sup>1</sup> I følge NOU, 1998:11 er denne prognosen nedjustert til 46,6 Mt CO<sub>2</sub> inkl. gasskraftverk

<sup>2</sup> Utslppsprognoser for de fire aktuelle gassene fra petroleumsvirksomheten er basert på en videreføring av dagens virkemiddelbruk og den historisk erfarte teknologiframgang for anlegg i drift (OED).

<sup>3</sup> Ett tonn CH<sub>4</sub> har samme globalt oppvarmingspotensial (GWP) som 21 tonn CO<sub>2</sub>.



Norge har forpliktet seg til å redusere NMVOC utslippene med 30% fra 1989-nivået innen 1999. I 1995 hadde disse utslippene økt med ca 33%. Norge vil ikke klare de internasjonale forpliktelsene innenfor tidsrammen. Framskrivningene av NMVOC-utslippet fra offshorevirksomheten indikerer en økning fra 121 kt i 1990 til 183 kt i 2010. Denne framskrivningen inkluderer ikke mulige nye tiltak mot utslipp i forbindelse med råoljelasting.

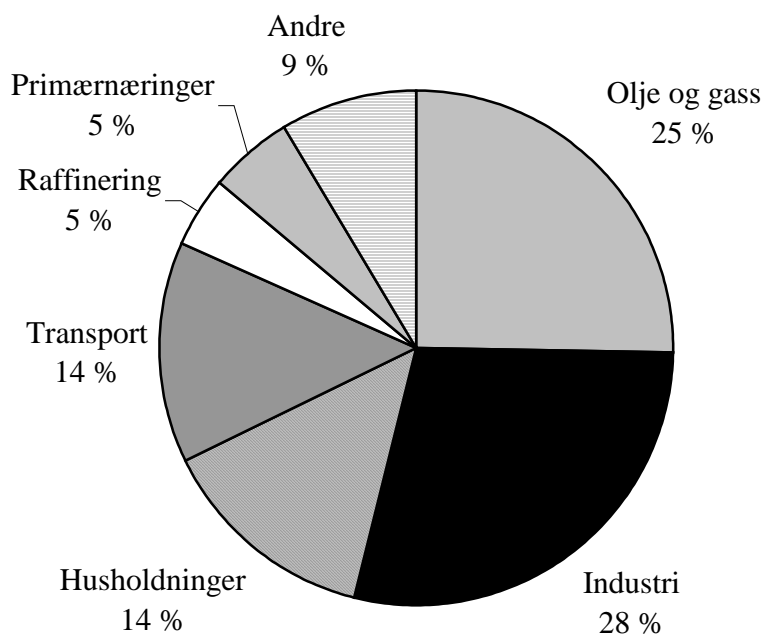


**Figur 6: Framskrivninger nasjonale utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC fordelt etter olje- og gassvirksomheten og virksomhet på fastlandet. Kilder: SFT (1997), FTD (1997) og OED (1998a).**

### 3.2 Offshoresektoren sammenlignet med andre sektorer i Norge

I dette avsnittet vil vi først gi en statistisk sammenligning av utslippene fra petroleumsvirksomheten med andre næringer i Norge. Senere i kapittelet ser vi på utviklingen i utslipp i forhold til produksjonsvolum i petroleumsvirksomheten og noen utvalgte industrinæringer.

Som det går fram av Figur 7 til Figur 9 utgjør utslippene av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NMVOC fra petroleumsvirksomheten en relativt stor andel av de totale norske utslippene. Denne virksomheten betyr mindre for utslippene av CH<sub>4</sub>.



**Figur 7: Fordeling av CO<sub>2</sub>-utslipp etter næring<sup>1</sup>, 1995<sup>2</sup> (kilde: SSB, 1998a).**

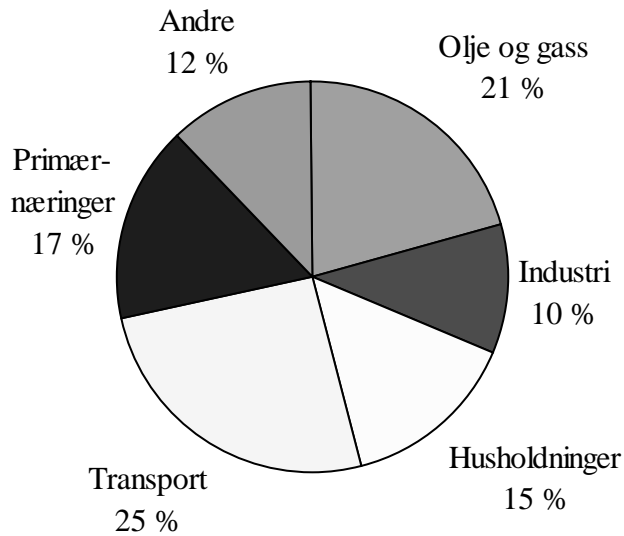
Offshorevirksomheten og fastlandsindustriene er de største bidragsyterne til Norges samlede CO<sub>2</sub> utslipp. Her må det likevel tilføyes at selv om utslipp fra transportnæringen utgjør kun 14% av de totale utslippene, utgjør utslipp fra mobile kilder i følge SSB 39% av de samlede utslipp. Dette skyldes at mye transportarbeide blir utført under de enkelte næringer, som f.eks. bilbruk i private husholdninger.

Metan-utslippene fra petroleumsvirksomheten er relativt beskjedne. Den største kilden i nasjonal sammenheng er angitt å være kommunale avfallsdeponier som utgjør nærmere halvparten av de samlede utslippene av metan. Utslipp fra jordbruk er også en viktig kilde. Petroleumsvirksomhetens utslipp av metan utgjør kun 6% av de nasjonale metanutslippene. Vi vil derfor fokusere mindre på denne komponenten videre i rapporten.

---

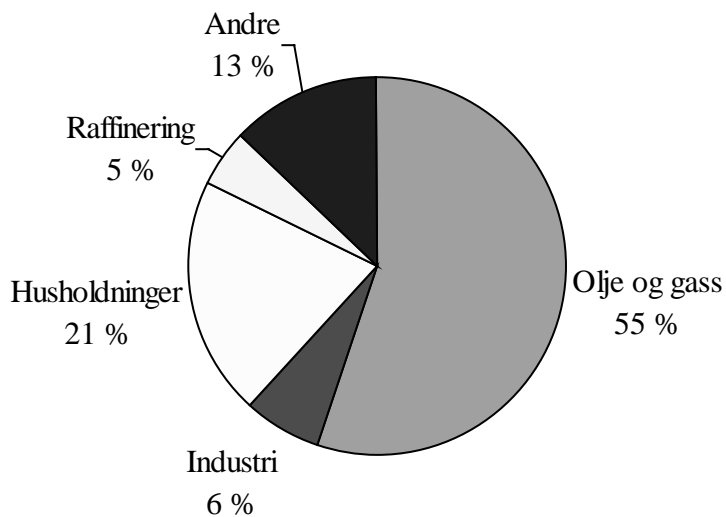
<sup>1</sup> I Figur 7 til Figur 9 er næringene aggregert fra SSB-data på følgende måte: Industri inkluderer industri i alt, utvinning av kull og elektrisitetsforsyning, mens oljeboring er tatt ut og ført under olje og gass. Primærnæringer er jordbruk, skogbruk, fiske og fangst. Transportsektoren inneholder bare utslipp fra transportnæringen. Privat bilbruk er f.eks. ført under private husholdninger, mens egentransport er ført under de enkelte næringer.

<sup>2</sup> Det foreligger pr dags dato ikke utslippsstatistikk etter næring for år etter 1995. Det kan være avvik mellom de data vi har benyttet og tidligere publiserte tall fra SSB, p.g.a. endrede beregningsmåter. Alle data for 1990-95 benyttet her er beregnet med samme og nyeste metodikk.



**Figur 8: Fordeling av NO<sub>x</sub>-utslipp etter næring, 1995 (kilde: SSB, 1998a).**

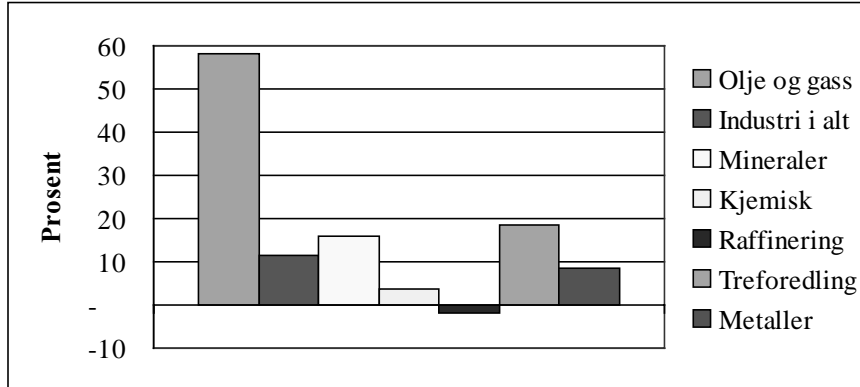
Utslippene av NO<sub>x</sub> fra petroleumsvirksomheten utgjør en drøy femtedel av Norges samlede utslipp. Transportnæringen og utslipp fra privatbiler og fiskefartøy er andre viktige kilder til NO<sub>x</sub> utslipp.



**Figur 9: Fordeling av NMVOC-utslipp etter næring, 1995 (kilde: SSB, 1998a).**

Utslipp av NMVOC fra petroleumsvirksomheten utgjør over halvparten av de samlede utslippene. Kilden til utslipp er i all hovedsak fra lasting av råolje. Utslippstall for NMVOC er imidlertid beheftet med langt større usikkerhet enn tallene for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> (OED, 1998b). For å si noe om utviklingen av utslippene fra norsk sokkel sammenliknet med annen norsk næringsvirksomhet har vi valgt ut noen industrisektorer som er viktige bidragsyttere til de

nasjonale utslippene og sammenlignet utslippsutviklingen fra 1990 til 1995 med endringen i produksjonsvolumet for den samme perioden. Å gjøre en slik analyse mot alle næringer er vanskelig da "produksjonsbegrepet" i f.eks. private husholdninger defineres på en annen måte.



**Figur 10: Endring i produksjonsvolum i noen norske industrinæringer fra 1990 til 1995, prosent. SSB, 1998b (tabell265).**

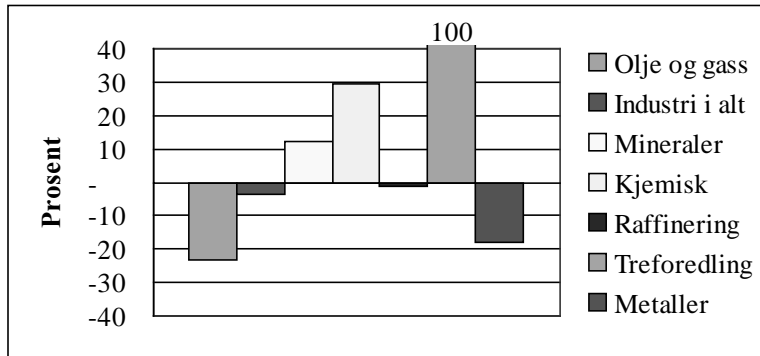
Figur 10 viser at olje og gass sektoren har hatt en sterk produksjonsøkning sammenlignet med de andre utvalgte næringene. Produksjonen av olje og gass økte med nærmere 60 prosent i perioden 1990 til 1995.

**Tabell 3: Utslipp etter utvalgte industrinæringer og gasser, 1995. (kilde: SSB, 1998a).**

Næring	CO <sub>2</sub> Mt	NO <sub>x</sub> kt	NMVOC kt
Olje og gass	9.6	45.0	204.3
Raffinering	1.7	2.5	19.1
Treforedling	0.6	1.8	0.3
Kjemiske råvarer	2.5	4.4	2.7
Mineraler	1.9	7.1	1.6
Metaller	4.6	6.0	1.5
Alle andre sektorer	17.2	149.8	141.0
<b>Total Norge</b>	<b>38.1</b>	<b>216.6</b>	<b>370.6</b>

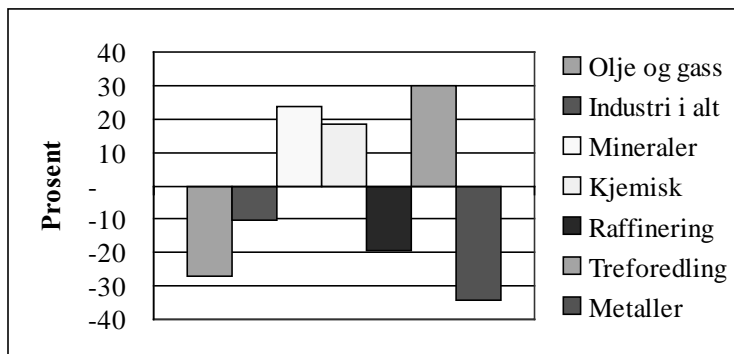
Andel utvalgte energi- og industrisektorer	55 %	31 %	62 %
Andre næringer	45 %	69 %	38 %
<b>SUM</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Utviklingen i utslipp til luft av de komponentene vi her ser på i forhold til produksjonsutviklingen er vist i Figur 11 til **Figur 13.**



**Figur 11: Endring i utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert enhet etter næring fra 1990 til 1995, prosent.**

For CO<sub>2</sub> finner vi at utslippene er redusert med i overkant av 20% i forhold til produksjonsutviklingen i petroleumssektoren<sup>1</sup>. Metallindustrien har hatt en tilsvarende utvikling, mens oljeraffinering viser liten endring. Kjemiske råvarer og mineralproduktindustri<sup>2</sup> har økt sine gjennomsnittlige CO<sub>2</sub> utslipp med fra ca 10 til 30% mens treforedling har hatt en dobling av utslippet i forhold til produksjonsvolumet. Sistnevnte skyldes i første rekke overgang fra bruk av elektrisitet til fossile brenslere i forbindelse med de stigende elprisene i den aktuelle perioden.



**Figur 12: Endring i utslipp av NO<sub>x</sub> per produsert enhet etter næring fra 1990 til 1995, prosent.**

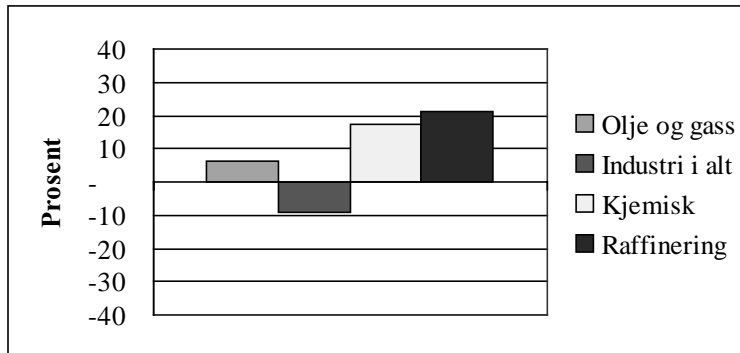
Utviklingen i utslipp av NO<sub>x</sub> har for den gruppen av sektorer vi her ser på vært todelt. Mens metallindustrien, oljeraffinering og petroleumssektoren har hatt en nedgang i utslippet av NO<sub>x</sub> pr produksjonsenhet på mellom 20 og 35 prosent, har kjemiske råvarer, mineralproduktindustri og treforedling hatt en tilsvarende utslippsvekst<sup>3</sup>. NO<sub>x</sub> utslippene fra petroleumssektoren viser stor grad av samvariasjon med CO<sub>2</sub> utslippene fra denne virksomheten. Selv om NO<sub>x</sub> utslippene offshore utgjør ca 21% av de nasjonale utslippene, er bidraget til ozondannelsen i Sør-Norge i følge NILU (se OLF, 1997) ca 2-5%. I følge den

<sup>1</sup> Tall fra OED (1998b) viser at denne utviklingen har fortsatt til 1997 da det spesifikke utslippet (utslipp pr. produsert enhet) er redusert med ca. 30% i forhold til 1990. Denne reduksjonen ser nå ut til å flate ut.

<sup>2</sup> Her inngår sement, betong, leca, glass mm

<sup>3</sup> Det spesifikke utslippet av NO<sub>x</sub> fra produksjonen av olje og gass er i følge OED redusert med vel 30% i perioden 1990 til 1997 (OEDb, 1998, s. 111)

samme kilden bidrar  $\text{NO}_x$  utslippene offshore lite til konsentrasjonsnivået av nitrogenoksider på land.



**Figur 13: Endring i utslipp av NMVOC per produsert enhet etter næring fra 1990 til 1995, prosent.**

Som det går fram av Figur 9 er petroleumssektoren den desidert største kilden til utslipp av NMVOC. Det har kun vært små endringer i NMVOC-utslippene i forhold til produksjonen i denne sektoren (se

**Figur 13**). Kjemiske råvarer og oljeraffinering har hatt en vekst på ca 20% i utslippene i forhold til produksjonen, mens industrien i sin helhet har hatt en svak nedgang.

Utslippsutviklingen sammenlignet med produksjonsutviklingen som beskrevet i Figur 11 til **Figur 13** kan ha flere forklaringer. Det er relativt aggregerte sektorer vi her omtaler og produksjonen innenfor hver sektor er sammensatt av en rekke produkter. Dersom denne sammensetningen har endret seg i retning av mere eller mindre utslippsintensive produkter vil dette gi seg utslag i sektoren som helhet. Endringene kan også skyldes endring i produksjonsmønsteret som er lønnsomme uavhengig av eventuelle gevinster på miljøsidan. Et eksempel på dette kan være energieffektiviseringstiltak der utslippene er redusert samtidig som energikostnadene senkes. En reduksjon i utslippsintensiteten kan også skyldes miljømål satt av bedriften. Men det kan også være et resultat av myndighetenes virkemiddelbruk på dette området. Til slutt må det legges til at beregningsmetodene for utslipp til en viss grad er knyttet nettopp til produksjonsvolumet. Dette gjelder spesielt for utslipp av metan og NMVOC. Det kan derfor være grunn til stille spørsmål om reelle utslippsendringer i tilstrekkelig grad er fanget opp i utslippsstatistikken.

I petroleumssektoren har ny teknologi både blitt implementert på gamle installasjoner og gjort nyere installasjoner mere effektive og mindre utslippsintensive. På den annen side kreves det mer energi å utvinne ressursene noe som fører til økte utslipp pr. produsert enhet. Dette skyldes både at ressursene er vanskeligere å utvinne jo mindre det er igjen i reservoaret og at de mest lønnsomme feltene blir bygget ut først.

### 3.3 Petroleumsvirksomheten i Norge og i andre land

Vi har i denne rapporten lagt vekt på å sammenligne utslipp, tiltak og virkemidler i norsk petroleumsvirksomhet, med andre sektorer i Norge. Det er allikevel av interesse å sammenligne denne sektoren med tilsvarende virksomhet i utlandet fordi det vil kunne gi

indikasjoner på om det er gjennomført utslippsreducerende tiltak i andre land som ikke er gjennomført i Norge eller omvendt. Å gjennomføre en slik sammenligning viser seg å være svært komplisert. Dette skyldes både at data er vanskelig tilgjengelig fra enkelte land og at det benyttes ulike beregningsmetoder landene i mellom. Et eksempel på det siste er at landene opererer med forskjellige definisjoner av de ulike utslippsaktivitetene. I 1996 gjorde SINTEF en studie der utslippsdata fra denne virksomheten for noen utvalgte land ble innhentet og bearbeidet (SINTEF, 1996). Beregningene som gjaldt for utslipp i årene 1990-91 viser at denne virksomheten i Norge generelt har lave CO<sub>2</sub> utslipp per produsert olje- og gassenhet i forhold til andre land. Dette skyldes bl.a. at utslipp fra fakling er regulert av norske myndigheter, mens dette ikke er tilfelle i mange andre land. CO<sub>2</sub> utslipp i forbindelse med gasstransport var omtrent på gjennomsnittet. Metan-utslippene var for alle aktiviteter nærmest neglisjerbare i forhold til utlandet. NO<sub>x</sub> -utslippene var lavest mens NMVOC utslippene var høyest per produsert enhet i forhold til tilsvarende virksomhet i andre land. Det siste er en direkte følge av det store omfanget av bøyelasting av olje på sokkelen (OED, 1998b).

Man skal være forsiktig med å legge for mye vekt på tallene fra denne studien som et mål for implementering av utslippsreducerende tiltak i de ulike landene. I tillegg til den usikkerheten som er knyttet til datagrunnlaget og beregningsmetoder, er utslippene svært avhengig av lokale fysiske forhold samt alderssammensetning av installasjoner og felt.

## 4 Tiltak og tiltakskostnader

### 4.1 Beregning av tiltakskostnader

Beregninger av tiltakskostnader omfatter oftest kun rene økonomiske betraktninger av kostnadene til det enkelte tiltak. Vurderinger av kostnadseffektivitet benyttes for å finne de tiltak som på billigste måte kan nå fastsatte utslippsmål uten å si noe om samfunnsøkonomisk lønnsomhet (SFT, 1996).

Kostnadseffektivitet angis ofte som kostnad per redusert utslippsenhet. Sammenligning av kostnadseffektiviteten til flere tiltak, kan derfor gi et bilde av hvilke tiltak som bør gjennomføres for å oppnå spesifikke mål til lavest mulig kostnad. For å undersøke om et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt, må det eventuelt gjennomføres en nytte-kostnadsanalyse.

Sekundæreffekter er vanskelig å inkludere, men ikke nødvendigvis uvesentlig for forståelse av helhetsbildet. Som eksempel nevnes at den samfunnsøkonomiske kostnaden (inklusive makroøkonomiske ringvirkninger) av de norske ozonnivåene i 1992 ble beregnet til mellom 400 og 1200 millioner per år (SFT, 1997).

Det understrekes at tiltakskostnader kan beregnes på forskjellige måter, og at resultatet avhenger av faktorer som diskontering, hvilke grunnlagsdata som er anvendt og deres kvalitet (for eksempel om tallene er oppdaterte), og ikke minst hvilke faktorer som ikke er inkludert i analysen. Lokale forhold som mulighet for å ta opp rentefrie lån og varierende lønnsomhetskrav vil også påvirke beregnede tiltakskostnader. Tiltakskostnader beregnet for forskjellige land eller forskjellige industrier er derfor ikke nødvendigvis direkte sammenlignbare. Flere kilder oppgir ikke hvilken metode som er benyttet, noe som har vanskeliggjort vurderingene.

To viktige metoder for beregning av tiltakskostnader bør nevnes (se bl.a. OLF, 1998):

- ”Tiltakskostnad – bedrift” beregnes som nåverdi av investeringer og driftskostnader i NOK delt på diskonterte årlige utslippsreduksjoner i tonn. Dette betyr at et utslipp som unngås om f.eks. 10 år gis mindre verdi enn et tilsvarende utslipp som unngås i år.
- ”Tiltakskostnad – miljø” beregnes som nåverdi av investeringer og driftskostnader i NOK delt på totale utslippsreduksjoner over feltets levetid i tonn. Dette betyr at et utslipp som unngås om f.eks. 10 år gis like stor absolutt verdi som det utslippet som spares i år. Tiltakskostnad – miljø tar dermed hensyn til akkumulerte utslippsreduksjonene.

Tiltakskostnad – bedrift er en bedriftsøkonomisk tiltakskostnad som brukes for å avgjøre om et tiltak er økonomisk lønnsomt (OLF, 1998) når det sammenlignes med avgiftsnivået.

I denne studien benytter vi tiltakskostnad bedrift og fokuserer på tiltak der beregnede kostnader ikke er ”urimelig” store sammenlignet med de høyeste avgiftene i Norge i dag. Blant annet er det en rekke tiltak som er blitt vurdert innen oljeindustrien (se bl.a. OLF (1998) og RKU under utarb. (1999)), hvor tiltakskostnadene ligger langt over avgiftsnivået. Kapittelet er ikke ment å gi en fullstendig oversikt over tiltakskostnader for alle sektorer og



land, men snarere et bilde av hvilket nivå tiltakskostnadene ligger på ut fra den informasjon som er åpent tilgjengelig i Norge.

Tiltak som er inkludert i myndighetenes prognoser for fremtidige utslipp og vedtatt gjennomført er søkt inkludert i kapittel 4.2 og ikke i senere kapitler. Kapittel 4.2 beskriver tiltak gjennomført i norsk oljeindustri. Tiltak som ikke er inkludert i myndighetenes prognoser eller er vedtatt gjennomført er inkludert i kapitlene som omhandler mulige tiltak.

## 4.2 Tiltak gjennomført i norsk oljeindustri

MILJØSOK ble opprettet i 1995 for å bidra til et forpliktende samarbeid mellom myndigheter og industri i miljøspørsmålene knyttet til oljeindustrien. I sluttrapporten for Fase I utgitt i desember 1996 (MILJØSOK, 1996) ble det identifisert mål for reduksjoner av utslipp og anbefalt tiltak for å nå disse målene. Blant annet fordi målene for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ikke inkluderte tiltak innen energisparing, ble nye målformuleringer utarbeidet i fase II (MILJØSOK, 1998). Målsettingene er satt med utgangspunkt i 1995 nivå på utslippene, i et 15 års perspektiv.

**Tabell 4: MILJØSOK målsettinger for reduksjoner i utslipp til luft fra den samlede petroleumsaktiviteten på norsk sokkel.**

Utslipp	MILJØSOK fase 1 Målsettinger	Nye målformuleringer
CO <sub>2</sub>	30 – 40 % reduksjon pr. produsert kWh	Stabilisering i kg CO <sub>2</sub> pr. Sm <sup>3</sup> o.e.
NO <sub>x</sub>	50 – 80 % reduksjon pr produsert kWh	25-70% reduksjon pr. kg NO <sub>x</sub> pr. Sm <sup>3</sup> o.e.
VOC	70 – 90 % reduksjon pr. m <sup>3</sup> lastet olje	70 – 90 % reduksjon pr. m <sup>3</sup> lastet olje

Tiltakene ble klassifisert i følgende grupper:

- Reduksjon av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ved kilden
  - Konseptvalg / prosessvalg (eksempler er vann- og gassinjeksjon og spillvarme til oppvarmingsformål)
  - Optimalisering / ny teknologi (eksempler er videreutvikling av gassturbiner, lav NO<sub>x</sub> brennere)
- Rensing og deponering av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>
  - Prosessvalg (separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass, rensing av CO<sub>2</sub> med injeksjon)
- Gjenvinning av NMVOC
- Reduksjon av SO<sub>2</sub> og H<sub>2</sub>S

Mens innsatsen tidligere i stor grad var på tiltak som f.eks. rensing, er denne i større grad forskjøvet over mot tiltak som forhindrer forurensing (f.eks. reduksjon av energibehovet og bedre utnyttelse av energien i prosessen).

### 4.2.1 Gjennomførte CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak

Strukturmessige endringer i petroleumsvirksomheten og kontinuerlig teknisk fremgang har sammen med økt miljøfokus innenfor næringen og innført CO<sub>2</sub> avgift i 1991 bidratt til at utslippene per produsert oljeekvivalent er redusert med omtrent 30 prosent siden 1990 (MD, 1997-98). Redusert fakling har blitt identifisert som en viktig grunn til denne utslipps-

reduksjonen (MD, 1997-98). Brenning av gass i fakkell er både pålagt CO<sub>2</sub>-avgift og regulert gjennom fakingstillatelser gitt i henhold til petroleumsloven (MD, 1997-98).

Andre reduserende tiltak som kan nevnes er optimalisering av drift, elektrifisering av Troll A plattformen fra land (OED, 1998b), reinjisering av CO<sub>2</sub> fra naturgassen på Sleipner Vest (Statoil, 1996) og innføring av damp turbin på Oseberg (Norsk Hydro, 1996).

Mer detaljerte beskrivelser av gjennomførte tiltak i norsk oljeindustri er gitt i vedlegg A.

#### **4.2.2 Gjennomførte NMVOC reduserende tiltak**

Viktigste kilde til NMVOC i Nordsjøen er bøyelasting og MILJØSOK (1996) anbefalte gjenvinningsteknologi innført på nye og eksisterende skytteltankere og at gjenvunnet gass kunne benyttes til drivstoff ombord i tankerne. Fullskala anlegg er nå under utprøving ombord på to skytteltankere. Tilsvarende teknologi er blitt implementert på Sture terminalen. Myndighetene og industrien er for tiden i bred dialog om gjennomføringen av NMVOC reduserende tiltak.

Nye felt med bedre teknologi og endrede prosesser har mindre diffuse utslipp enn eldre installasjoner (SFT, 1997). SFT forventer at tidligere utslipp (16 500 tonn NMVOC i 1993) vil bli redusert til 8 600 tonn i 1999 og 1 500 tonn i år 2005.

#### **4.2.3 Gjennomførte NO<sub>x</sub> reduserende tiltak**

Lav NO<sub>x</sub>-teknologi ble i MILJØSOK anbefalt for alle nye gassturbin installasjoner. Dette vil redusere en vesentlig utslippskilde – avgassen fra turbinene – med ca. 85 %. Optimering av forbrenningstemperaturen er en viktig faktor for å oppnå dette resultatet. Denne typen teknologi er i dag i drift på Norne og planlagt installert på Åsgard og Snorre II (MILJØSOK, 1998).

Videre utbygginger av nye felt blir planlagt med denne teknologien, mens fornyelse av teknologien på felt med lang gjenværende levetid blir evaluert fortløpende ut fra kostnader og muligheter for gjennomføringen. For eksempel er lav NO<sub>x</sub>-teknologi installert på det nye Ekofisk II (august 1998) og på Eldfisk feltet. Virkningsgraden på de nye turbinene er forbedret, og utslipp av NO<sub>x</sub> og uforbrente hydrokarboner er redusert til en fjerdedel (Utkvitne, 1998).

### **4.3 Mulige tiltak og tiltakskostnader i norsk oljeindustri**

#### **4.3.1 Tiltak og tiltakskostnader for reduksjon av CO<sub>2</sub>**

Regjeringen legger ikke opp til å stille ytterligere krav for å redusere CO<sub>2</sub> utslippene for virksomheter som betaler den høyeste satsen for CO<sub>2</sub> avgift (MD 1997-98). Dette tiltaket er derfor ikke vurdert i denne rapporten. Aktuelle typer tiltak er beskrevet og diskutert i det følgende:

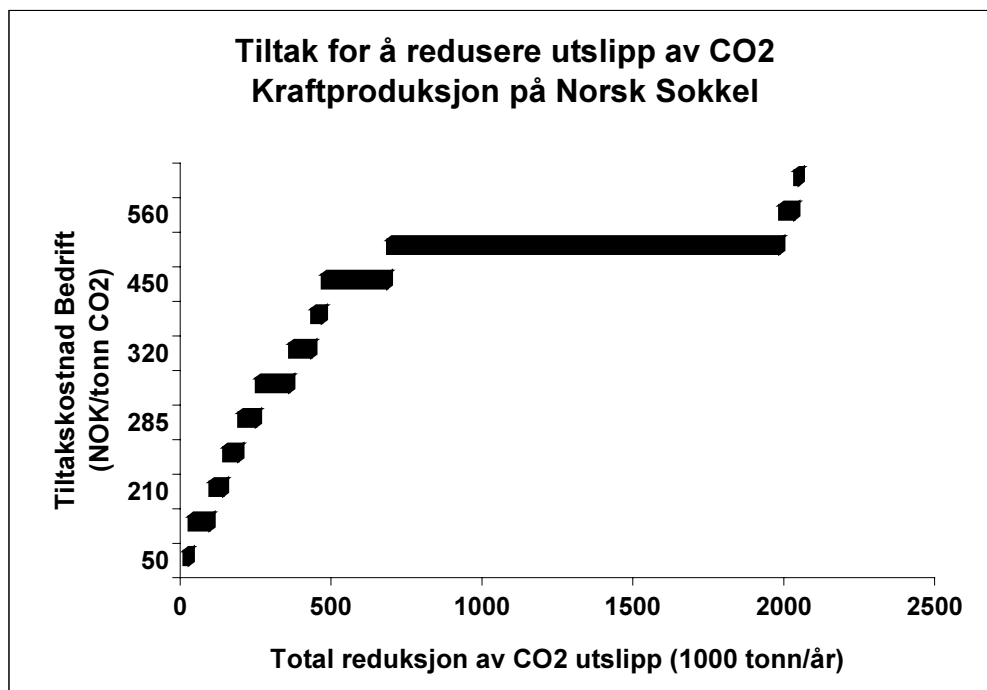
- **Utvikle ny, mindre forurensende teknologi**  
Slike tiltak vurderes som spesielt aktuelle for nye innretninger, eksempler på tiltak er:
  - Ny teknologi som bl.a. fører til redusert kraftbehov
  - Kombinerte kraftverk og annen utnyttelse av spillvarme fra gassturbiner.

- **Realisere eksisterende ENØK potensialer**  
Dette er generelt mest kostnadseffektivt for nybygg, men kan også være gunstig gjennomført i forbindelse med andre modifikasjoner. Tiltakskostnader vil variere mellom installasjoner i drift avhengig blant annet av feltspesifikke forhold, geografisk beliggenhet, vekt og plasstilgjengelighet.
- **Myndighetsprogram:**
  - KLIMATEK-programmet (MD, 1997-98)
- **Endring av produksjonstempoet på norsk sokkel.**  
Kostnadseffektiviteten til et slikt tiltak er vurdert som høy og effekten som diskutabel (MD, 1997-87). Det er derfor lite som taler for at produksjonsbegrensninger på norsk sokkel uten tilsvarende tiltak i andre produsentland er et velegnet virkemiddel i klimapolitikken. Effektene trekker i ulike retninger, og en utsettelse av produksjonen på norsk sokkel kan øke de globale klimagassutslippene knyttet til produksjon av en gitt mengde olje og gass i verden (MD, 1997-98).

Mulige CO<sub>2</sub> reduserende tiltak for kraftforsyning på deler av norsk sokkel (Troll- Oseberg-Tampen og deler av Haltenbankområdet) er gjennomgått i en studie utført for OLF (OLF, 1998) basert på teknologier som er vurdert å kunne være i drift innen år 2010. På grunn av plattform- og feltspesifikke forhold som plass- og vektbegrensninger, brønndybde og orientering, trykkforhold og reservoarbeskaffenhet, avstand til land og gjenværende feltlevetid, kan tiltakskostnader variere sterkt mellom forskjellige installasjoner og felt i drift.

OLF-studien benytter to alternative metoder for beregning av tiltakskostnader ("bedrift" og "miljø"), men i denne studien har vi valgt å basere oss på tiltakskostnad – bedrift. En oppsummering av tiltakskostnadene indikerer at reduksjonspotensialet for Troll- Oseberg-Tampen og de deler av Haltenbankområdet som er inkludert i OLF (1998) kan være i størrelsesorden 0,5 mill tonn CO<sub>2</sub>/år for tiltak med tiltakskostnad lavere eller på nivå med dagens (februar 1999) CO<sub>2</sub> avgift. Inkluderer tiltakskostnader inntil 600 NOK/tonn CO<sub>2</sub> blir reduksjonspotensialet ca. 2 mill tonn CO<sub>2</sub> /år. Dette er oppsummert i Figur 14 (for mere detaljer se egne tabeller i Vedlegg A).

Det understrekes at det er flere alternative fremgangsmåter for å komme fram til dette resultatet, og at kostnadsbildet kan endres avhengig av politiske avgjørelser og teknologisk utvikling. Tiltakene som er nevnt i vedlegg A beskriver derfor ikke den eneste økonomisk mulige kombinasjonen for å oppnå dette resultatet. Sammenstillingen forutsetter at dersom elektrifiseringstiltak henter kraft fra fossile brensler, vil dette være fra gasskraftverk med CO<sub>2</sub> fjerning. For installasjoner med flere alternative tiltak, er det med angitt lavest tiltakskostnad inkludert.



**Figur 14: Oppsummering av tiltakskostnader (bedrift) for Troll- Oseberg- Tampen og deler av Haltenbankområdet. Tiltak både for enkeltinstallasjoner og grupper av installasjoner (OLF, 1998).**

Summeres de tiltakene på enkeltinstallasjoner der tiltakskostnad – miljø er lavere enn 500 NOK/tonn CO<sub>2</sub> fås et gjennomsnittlig reduksjonspotensiale i CO<sub>2</sub> utslipp på omtrent 700.000 tonn CO<sub>2</sub> per år. De fleste av disse tiltakene er imidlertid relativt kostbare. Dersom kun tiltak der tiltakskostnad – miljø for enkeltinstallasjoner er lavere enn en forventet kvotepris på 125 NOK/tonn CO<sub>2</sub> blir implementert, vil dette tilsi en utslippsreduksjon på under 100.000 tonn CO<sub>2</sub> per år. Dette gir en klar indikasjon på at tiltakene med størst samlet effekt er de der en bedrer energiutnyttelsen for grupper av installasjoner.

De to beregningsmetodene for tiltakskostnader gir betydelige forskjeller. Gjennomsnittlig kostnad "bedrift" for tiltakene i Figur 14 er 350 NOK pr. tonn CO<sub>2</sub>, mens tilsvarende tall beregnet med "miljømetoden" er ca. 190 NOK.

#### **4.3.2 Tiltak og tiltakskostnader for å redusere utslipp av NMVOC**

Miljøverndepartementet (MD, 1998-98) har estimert at gjenvinning av 70 % av de indirekte CO<sub>2</sub> utslippene fra bøyelasting av råolje kan redusere de indirekte CO<sub>2</sub> utslippene med 0.4 millioner tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter i år 2010. En detaljert gjennomgang av tiltak for å redusere NMVOC utslipp i Norge utført av SFT (1997) indikerer at innføring av utslippsreducerende tiltak for bøyelasting av råolje på alle bøyelasteskip på norsk sokkel kunne gi en utslippsreduksjon på 128 tusen tonn NMVOC til 0.3 NOK/kg VOC (se Vedlegg A for flere detaljer). Dette enkelttiltaket er det mest effektive av de vurderte både med hensyn på pris og effekt.

#### **4.3.3 Tiltak og tiltakskostnader for å redusere utslipp av NO<sub>x</sub>**

Potensialet for reduksjon i NO<sub>x</sub> utslipp ved å implementere lav-NO<sub>x</sub> (DLE) brennere på alle nye gassturbiner og selektiv katalytisk reduksjon (SCR) på alle nye diesel og gassmotorer i

norsk oljeindustri har blitt estimert (KEO, 1997). Beregningene er utført med 10 % diskonteringsfaktor, antatt utstyrslevetid på 15 år og antatt verdi for gass lik null. Estimert utslippsreduksjon er henholdsvis 12, 14 og 14.5 tusen tonn for år 2000, 2005 og 2010 sammenlignet med et scenarie uten tiltak. Tilsvarende tiltakskostnader ligger i området 3 til 8 NOK/kg NO<sub>x</sub>. Over 80 % av reduksjonen kommer fra plattforminstallasjoner, mens restbidragene kommer fra skytteltankere, supplybåter (PSV) og slepebåter for ankringsoperasjoner (AHIS).

## **4.4 Mulige tiltak og tiltakskostnader i andre sektorer i Norge**

De rimeligste tiltakene for å redusere CO<sub>2</sub> utslippene i Norge er i de sektorer og virksomheter som i dag ikke er pålagt CO<sub>2</sub> –avgift (MD 1997-98). Analyser gjort av SFT (MD 1997-98) viser at det kan være mulig å gjennomføre utslippsreduksjoner av klimagasser fra en rekke industribransjer til relativt lavere kostnader enn i andre sektorer i Norge. I Norge er potensialet for utslippsreduksjoner til lave kostnader størst for gassene utenom CO<sub>2</sub> (MD 1997-98), hvor en reduksjon i utslippene på omkring 4 millioner tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter trolig kan foretas for kostnader under 150 kr/tonn. En reduksjon på ytterligere 1 million tonn er estimert til 500 til 1000 kroner for det siste tonnet (MD 1997-98).

### **4.4.1 Reduksjon av CO<sub>2</sub> i andre sektorer**

Det har blitt anslått at CO<sub>2</sub> utslippene innenfor sjøfart og fiske kan reduseres med 1.2 mill tonn/år ved generelt lave investeringskostnader (MD, 1997-98). Avtalen som er inngått med aluminiumsindustrien (MD, 1997-98) er anslått å gi en utslippsreduksjon på 2 mill tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter per år. Tiltakskostnader er ikke tilgjengelige.

Eksempler på foreslåtte og mulige tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> er:

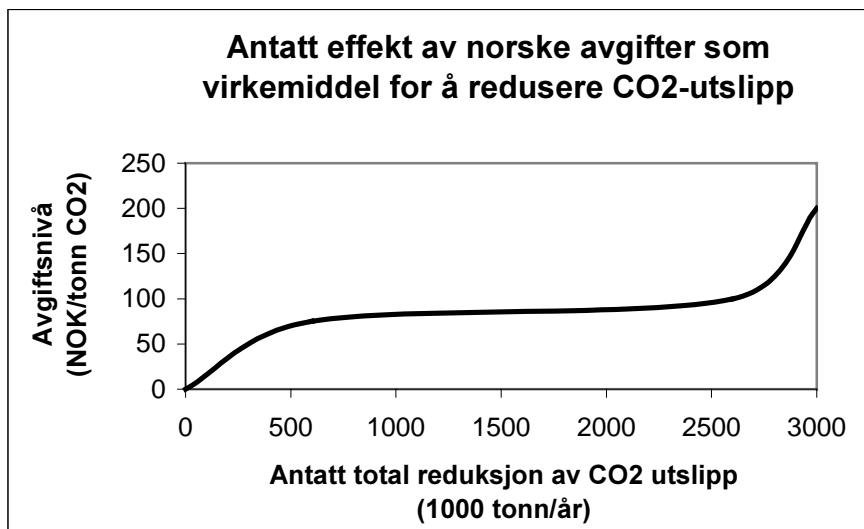
- Forbrenning av avfall og biobrensler.
- ENØK - tiltak i bygninger og industri.
- Økt bruk av varmpumper i større bygninger og byområder.
- Økt kapasitet av fornybar energi.

Eksempler på mulige myndighetsinitierte virkemidler er:

- CO<sub>2</sub> avgifter på elektrisitet og fyringsolje.  
Det er allerede innført CO<sub>2</sub> avgifter på en rekke produkter, for eksempel (MD 1997-98):
  - Bensin (384 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
  - Lette fyringsoljer og autodiesel (168 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
  - Tunge fyringsoljer (143 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
  - Treforedlingsindustrien og sildemelsindustrien (72 – 84 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
  - Kull til energiformål (183 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
  - Koks til energiformål (139 NOK/tonn CO<sub>2</sub> )
- Utvidet bruk av reguleringer etter forurensningsloven og av tidsavgrensede avtaler mellom myndighetene og næringslivet om kvantifiserte utslippsreduksjoner (MD 1997-98).
- Innføring av sektorvise miljøhandlingsplaner (MD 1997-98).
- Transportsektoren: St meld nr 29 (MD, 1997-98)
  - Kjøretøyavgifter

- Samordnet areal- og transport-planlegging.
- Vegprising og tidsdifferensierte bompengesatser.
- Alternative drivstoff <sup>1</sup> i markeds-nisjer.
- Logistikktiltak og informasjons- og kommunikasjonsteknologi (IKT)
- EUs arbeid med reduksjon av utslipp fra nye personbiler – evt. et direktiv.
- Informasjonsarbeid

Figur 15 viser antatt effekt av foreslåtte myndighetsinitierte virkemidler for reduksjon av CO<sub>2</sub> utslipp i Norge (detaljer er angitt i vedlegg A). Dette er en fremstilling av forventet effekt av gitte avgiftsnivå. Mulige omstillingskostnader for samfunnet, f.eks. på grunn av nedlegging av kraftkrevende industri er ikke inkludert (MD, 1997-98). Disse kostnadene kan i praksis forventes å avhenge av formen på den planlagte ordningen med kompenserte tiltak (FTD, 1997-98).



**Figur 15: Sammenstilling av foreslåtte og mulige myndighetsinitierte virkemidler for reduksjon av CO<sub>2</sub> utslipp i Norge.**

#### 4.4.2 Reduksjon av CH<sub>4</sub> i andre sektorer

De identifiserte tiltak og virkemidler med størst effekt på utslipp av CH<sub>4</sub> er:

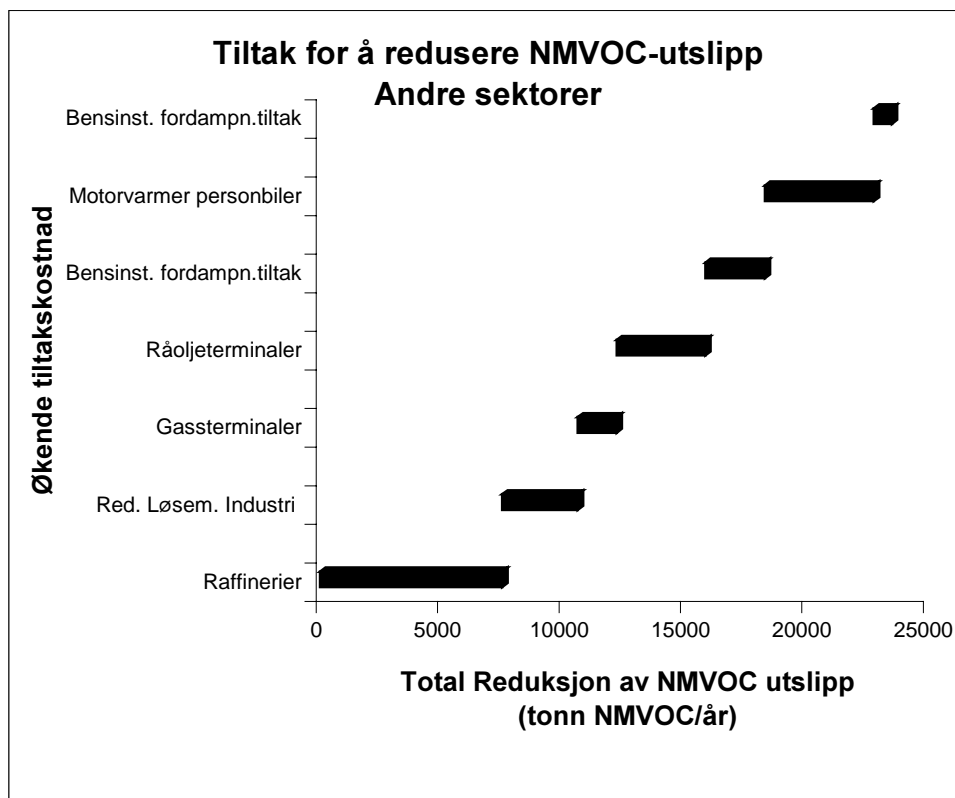
- Innføring av CO<sub>2</sub> avgift og sluttbehandlingsavgift på avfall som er forespeilet å gi en reduksjon på 3.2 mill tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter (FDT, 1997-98).
- Forbrenning i stedet for deponering av papiravfall og våtorganisk matavfall er anslått å gi en utslippsreduksjon på 2 mill tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter til en kostnad under 100 NOK/tonn CO<sub>2</sub> ekvivalent (ECON, 1998).
- Reduksjon av utslipp fra avfallsdeponier og søppelfyllinger ved metanoppsamling og avfallsbehandling er anslått å gi en reduksjon på mellom 0.6 og 1.2 mill tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter til en kostnad fra 35 NOK/tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter og oppover (CICERO, 1998a).

<sup>1</sup> For eksempel biodiesel og hydrogen. Inkluderer videreføring av støtten til forsøk med alternative drivstoff og ny teknologi over Samferdselsdepartementets budsjett.

Vedlegg A gir en oversikt over planlagte og mulige tiltak for å redusere utslipp av CH<sub>4</sub> i Norge.

#### 4.4.3 Reduksjon av NMVOC i andre sektorer

Tiltak og tiltakskostnader dekker kun tekniske tiltak og ikke tiltak som vil kunne begrense aktiviteten til innsatsmidler med høy NMVOC-utslippsintensitet, en reduksjon av for eksempel transportomfang er derfor ikke dekket (SFT, 1997). Mulige tiltak for å redusere utslipp av NMVOC i Norge er oppsummert i Figur 16 (SFT, 1997), mer detaljert informasjon er gitt i Vedlegg A.



Figur 16: Oppsummering av mulige tiltak for å redusere utslipp av NMVOC i andre sektorer i Norge.

#### 4.4.4 Reduksjon av NO<sub>x</sub> i andre sektorer

Tabell 5 gir eksempler på mulige tiltak for reduksjon av NO<sub>x</sub> – utslipp i Norge. Når SFT utgir sin planlagte rapport om NO<sub>x</sub> - reduserende tiltak for forskjellige bransjer i Norge vil denne tabellen kunne gjøres mer omfattende.

**Tabell 5: Eksempler på planlagte og mulige tiltak og virkemidler for å redusere utslipp av NO<sub>x</sub> i Norge.**

Oversikt over tiltak og virkemidler for å redusere utslipp av NO <sub>x</sub>	Utslippsreduksjon NO <sub>x</sub> - Tonn/år	Kostnads-effektivitet NOK/kg NO <sub>x</sub>
Økning i autodieselavgiften for busser og utvidelse av CO <sub>2</sub> avgiften til blant annet å gjelde kysttrafikken (FTD 1997-98)	6 000 <sup>1</sup>	?
Drivstoffreduserende tiltak f.eks. nytt propulsjonssystem og endret skrogutforming på skip i fiske og kystfart. <sup>2</sup>	1 500	< 0
Effekt av IMO regler for nye skip i fiske og kystfart inkl. mobile rigger <sup>2</sup>	6 500	0
Katalytisk rensing (SCR), motortekniske tiltak, vannemulsjon på skip i fiske og kystfart samt mobile rigger <sup>2</sup>	15 000	< 7

#### 4.4.5 Reduksjon av NMVOC kontra NO<sub>x</sub>

Sammenligninger av norske NO<sub>x</sub> og NMVOC-utslipp viser at reduksjon av det bakkenære ozonnivået i Norge kan reduseres omtrent 40 ganger mer effektivt ved å begrense NO<sub>x</sub> utslippene enn ved å begrense NMVOC-utslippene (SFT, 1997). Virkningen på ozon-nivåene av norske NMVOC utslipp varierer mellom forskjellige NMVOC kilder, og med lokale forhold mellom NO<sub>x</sub> og NMVOC i lufta. Som eksempel nevnes at ett kg NMVOC-utslipp fra landbasert industri vil gi ca dobbelt så stor effekt på ozonnivået i Norge som utslipp fra norsk kysttrafikk (SFT, 1997).

## 4.5 Mulige tiltak og tiltakskostnader i andre land

Internasjonalt ses økt bruk av avtaler som omfatter hele bransjer som virkemiddel i miljøvernpolitikken. Slike avtaler med formål å redusere utslipp av klimagasser, spesielt gjennom bedret energieffektivitet, eksisterer mellom myndigheter og industri i Canada, Danmark, Nederland, Tyskland og USA .

### 4.5.1 Tiltak og –kostnader for reduksjon av CO<sub>2</sub> i andre land

Felles gjennomføringsprosjekter og skogprosjekter er eksempler på mulige tiltak i andre land. Hittil har norske myndigheter finansiert følgende FG- prosjekter (CICERO, 1998):

<sup>1</sup> Utslippsreduksjon i år 2010 i forhold til referansebanen.

<sup>2</sup> Utslippsreduksjon og kostnadseffektivitet er estimert basert på arbeid utført av Veritas (Veritas, 1998). Tiltakskostnadene er beregnet ved å inkludere økte driftskostnader- og inntekter samt ved annuitetsberegning av kapitalkostnadene (7 % rente) over tiltakets tekniske levetid. Utslippsreduksjon er beregnet for målåret 2010, utslippsvirkninger før/etter dette året er derfor ikke inkludert. De vurderte tiltakene er teknisk gjennomførbare i dag.



- Kull-til-gass i Polen
- Ilumex-prosjektet i Mexico
- Bærekraftig energiforvaltning i Burkina Faso
- Gjenplantning og skogbeskyttelse i Costa Rica
- AIJ samarbeid mellom Kina og Norge

Et eksempel på et felles gjennomføringsprosjekt er bruk av halm til husbygging i Mongolia, estimert å gi 1 million tonn i CO<sub>2</sub> reduksjoner til en pris på 35 kr/tonn CO<sub>2</sub> (Trexler, 1998). Beregningsmetodikk og avgrensninger er ikke spesifisert i kilden.

ECON (1996) presenterer 16 tiltak i forskjellige industrisektorer i Polen med negative tiltakskostnader og et samlet potensiale for å redusere CO<sub>2</sub> utslipp i år 2010 med 59 millioner tonn. Rapporten presenterer også 8 tiltak med positive tiltakskostnader og potensiale til å redusere CO<sub>2</sub> utslipp i år 2010 med i alt 31 millioner tonn; flere av disse tiltakene har høyere tiltakskostnader enn den norske CO<sub>2</sub> avgiften (fra 195 til 6 000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>). Nøyaktig beregningsmetodikk og avgrensninger er heller ikke her spesifisert i kilden.

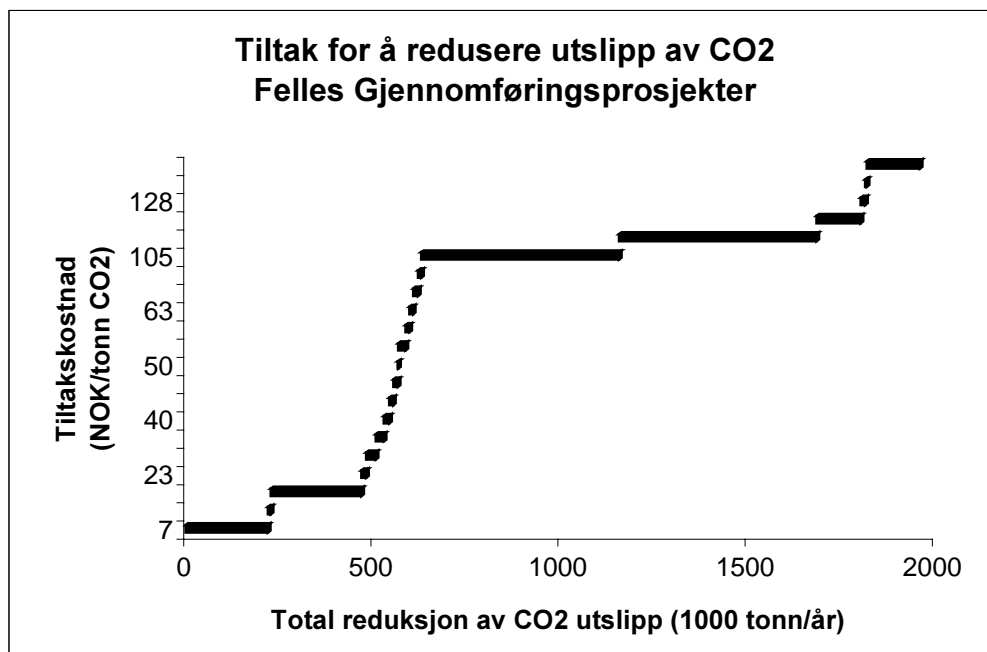
**Tabell 6: Eksempler på mulige tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> i Bulgaria og i de Baltiske land (ECON, 1996).**

Tiltak	Land	Utslippsreduksjon 1000 tonn CO <sub>2</sub> /år	Tiltaks- kostnad NOK/t CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Rehabilitering, kraftproduksjon	Bulgaria <sup>2</sup>	1 500	345
Kraftgjenvinning (Kombikraftverk) 10 anlegg		2 900	69
Effektivisering av kraftproduksjon	De Baltiske Land	700	- 437 til - 35
Energieffektiviseringstiltak i industrien		1 500	- 80 til - 25
Energieffektiviseringstiltak, fjernvarme		1 500	- 47 til 80

Figur 17 illustrerer muligheter for reduksjon i CO<sub>2</sub> utslipp ved Felles Gjennomføringsprosjekter med andre land. I mange av disse eksemplene er andre land enn Norge investortland. Detaljert bakgrunnsmateriale er gitt i tabellform i Vedlegg A.

<sup>1</sup> Tiltakskostnader er regnet om fra USD basert på en kronekurs på 7.5 NOK/USD.

<sup>2</sup> Basert på 15 års levetid og 7 % rentekrav på investeringen.



**Figur 17: Anslag over reduksjon av CO<sub>2</sub> utslipp for eksempler på Felles Gjennomføringsprosjekter innenfor brenselbytte, energieffektivisering og fornybar energi i andre land for forskjellige nivå av tiltakskostnader (CICERO, 1998). Det presiseres at listen over prosjekter ikke er komplett, men eksempler hvor tiltakskostnadene ligger betydelig under kostnadsnivået på norsk sokkel.**

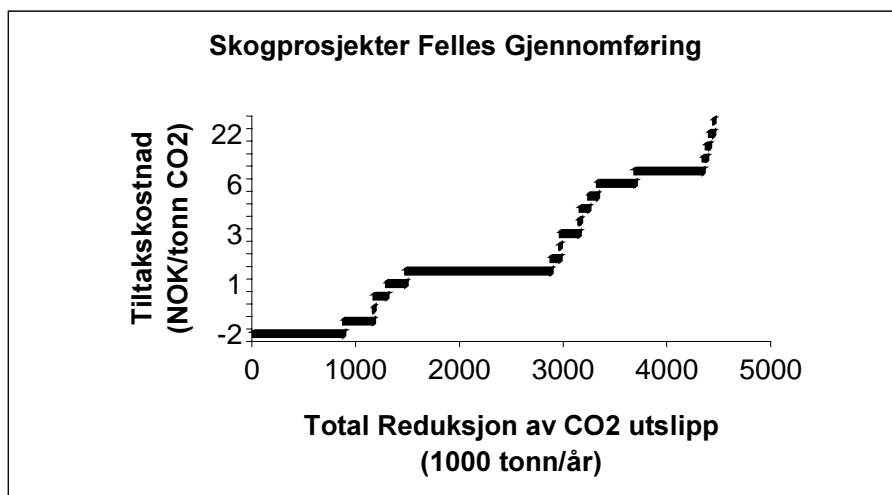
Tabell 7 viser en oversikt over beregnede kostnader for CO<sub>2</sub> binding i skog for perioden 1995 til 2050 og Figur 18 viser eksempler på skogprosjekter for felles gjennomføring. Det understrekes at estimater av effekten av skogprosjekter er beheftet med stor usikkerhet.

Det er grunn til å tro at marginalkostnadene ved skogtiltak vil stige over tid, marginalkostnadene ved skogtiltak er derfor på sikt forventet å bli omtrent som kostnadene ved klimatiltak i andre sektorer.

Tabell 7 gir et ufullstendig kostnadsbilde da transaksjonskostnader og kostnader ved kjøp eller leie av landområder ikke er inkludert (CICERO, 1998). Kostnadsberegninger for skogtiltak fokuserer hovedsakelig på direkte kostnader ved drift og vedlikehold, mens alternativkostnader til landområder, infrastruktur og opplæring sjelden er inkludert (CICERO, 1998).

**Tabell 7: Kostnadsestimat for CO<sub>2</sub>-binding i skog for perioden 1995 til 2050 – globalt perspektiv (CICERO, 1998).**

Mulige tiltak for å redusere CO <sub>2</sub> utslipp: Binding av CO <sub>2</sub> i skog:	Bindingspotensial (1000 tonn CO <sub>2</sub> )	Kostnad <sup>1</sup> NOK/tonn CO <sub>2</sub>
Boreal: Gjenplantning og skogreising	8 800 000	220
Temperert: Gjenplantning og skogreising	43 300 000	170
Agroskogbruk	2 600 000	140
Tropisk: Gjenplantning og skogreising	61 200 000	
Naturlig foryngelse	42 200 000 – 105 200 000	200
Agroskogbruk		50
Redusert avskoging	23 100 000	140
	39 600 000 – 76 300 000	50



**Figur 18: Eksempler på skogprosjekter for CO<sub>2</sub> binding ved felles gjennomføring og estimert nivå for tiltakskostnader og reduksjon av CO<sub>2</sub> utslipp (CICERO, 1998).**

#### 4.5.2 Tiltak og -kostnader for reduksjon av CH<sub>4</sub>-utslipp i andre land

CICERO (1998) nevner et felles gjennomføringsprosjekt for samling og forbrenning av metan i Russland med levetid på 10 år og tiltakskostnad på 40 NOK/tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter. Det er rimelig å anta at et tiltakspotensiale tilsvarende det som er anslått for Norge må eksistere også i en rekke andre land.

<sup>1</sup> Dette er ikke-neddiskonterte etableringskostnader. Flere kostnader, f.eks transaksjonskostnader og kostnader ved kjøp, leie etc. av landområder er ikke inkludert i anslagene. Tallene gir gjennomsnitt av estimater i litteraturen. Tiltakskostnader er regnet om fra USD basert på en kronkurs på 7.5 NOK/USD.

### 4.5.3 Tiltak og -kostnader for reduksjon av NMVOC utslipp i andre land

Sammenlignet med norske forhold vil det målt per kg utslipp være ca 2 ganger mer effektivt å redusere ozonivået i Norge ved å redusere NMVOC utlippene i Storbritannia (SFT, 1996a). Med samme betraktningmåte vil det være like effektivt, målt per kg å redusere norske som å redusere svenske utslipp. Sammenligner man norske NO<sub>x</sub> - og NMVOC-utslipp viser beregninger at det er rundt 40 ganger mer effektivt å begrense NO<sub>x</sub> - utslipp enn å begrense NMVOC utslipp (per kg utslipp) hvis man ønsker å redusere de bakkenære ozon-nivåene i Norge (SFT, 1997). Nyere vurderinger (NILU, 1999 under utarb.; OLF, 1997) har imidlertid vist at selv om utlippene av NO<sub>x</sub> fra oljeindustrien utgjør 21 % av de samlede nasjonale utlippene, er bidraget til konsentrasjonene over Sør-Norge bare ca. 2 – 5 %. Tilsvarende forhold vil sannsynligvis også gjelde utslipp av NMVOC.

## 4.6 Oppsummering

Gjennomførte tiltak som har bidratt til reduksjonen av utlippene fra oljeindustrien er hovedsakelig innen kategoriene bedre utnyttelse av energien, redusert fakling og mer effektiv kraftgenerering og –distribusjon.

Kostnadene for fremtidige tiltak innenfor oljeindustrien er imidlertid meget høye og flere av de vurderte tiltakene gir marginale effekter målt i reduserte utslipp av bl.a. CO<sub>2</sub>, spesielt ved sammenligning med tiltakskostnader innen Felles Gjennomføringsprosjekter, men også sammenlignet med en del andre sektorer i Norge.

I motsetning til dette indikerer en detaljert gjennomgang av tiltak for å redusere NMVOC utslipp i Norge at innføring av utslippsreduserende tiltak for bøyelasting av råolje på alle bøyelasteskip på norsk sokkel kunne gi en utslippsreduksjon på 128 tusen tonn NMVOC til 0.3 NOK/kg VOC. Dette enkelttiltaket nasjonalt er det mest effektive både med hensyn på pris og effekt.

## 5 Valg av virkemidler i klima- og miljøpolitikken

### 5.1 Ulike gasser og forskjellige virkemidler

I dette kapitlet gis en oversikt over virkemidler mot utslipp til luft. En oversikt over virkemidlenes egenskaper finnes i tabell 8. En oppsummering av de viktigste konklusjonene finnes i avsnitt 5.10. Det går et viktig skille mellom virkemidler mot utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC på den ene side og klimagasser på den annen. Utslipp av CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> (metan) gir på ingen måte noen lokale skadevirkninger verken på mennesker eller natur, men utgjør viktige deler av Norges samlede utslipp av klimagasser. Norge har undertegnet Kyoto-protokollen og dermed påtatt seg en forpliktelse til å begrense utslippene av klimagasser i Norge i første omgang i perioden 2008-2012. Nettopp fordi utslippene av klimagasser ikke har noen lokale skadevirkninger åpner Kyoto-protokollen for at land med utslippskvoter om ønskelig kan finansiere utslippsreduksjoner i andre land i stedet for å gjøre alle tiltakene hjemme. Dette kalles nå for Kyoto-protokoll-mekanismene. Disse mekanismene vil trolig utgjøre et helt sentralt rammeverk for norsk klimapolitikk i årene som kommer og vil derfor bli nærmere beskrevet nedenfor.

Som det fremgår av forrige kapittel er kostnadene ved å redusere utslippene av klimagasser på sokkelen trolig svært høye sammenlignet med hva som er de tilsvarende kostnadene i en rekke andre land. Det kan derfor være muligheter for betydelige kostnadsbesparelser ved at oljeindustrien gies muligheter for å skaffe Norge godkjente utslippskvoter utenfor landets grenser i stedet for bare å bli pålagt å redusere utslippene på norsk sokkel. På samme måte vil bruk av markedsbaserte tiltak, som et fritt marked for kvoter i Norge som omfatter alle sektorer, gi en mer kostnadseffektiv fordeling enn dagens politikk med differensierte CO<sub>2</sub>-avgiftssatser og fritak for viktige deler av norsk fastlandsindustri.

Når det gjelder utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC er det, som vi skal komme tilbake til i neste avsnitt, snakk om regionale og lokale skadeeffekter. Det er altså ikke helt likegyldig hvor denne typen utslipp finner sted. En del mekanismer og virkemidler som er spesielt velegnet for klimagasser er derfor mindre aktuelt mot utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC. Det er ikke i prinsippet vanskelig å etablere et system for kvotehandel også for denne typen utslipp, men det vil ikke sikre en kostnadseffektiv allokering av utslippsreducerende tiltak.

### 5.2 Direkte regulering og forhandlede avtaler

Direkte regulering er det mest tradisjonelle virkemiddelet i miljøpolitikken, og har frem til i dag primært vært anvendt for å regulere utslipp med lokale og regionale miljøkonsekvenser.<sup>1</sup> Man kan skille mellom to former for direkte regulering:

1. Kvantitativ direkte regulering. Dette innebærer at myndighetene setter kvantifiserte grenser for enkeltbedrifters utslipp av bestemte typer forurensning. Bedrifter med utslipp med en lokal skadeeffekt har for eksempel måttet søke om konsesjon for slike utslipp.

---

<sup>1</sup> Med visse unntak, for eksempel for transportmidler, er forurensning forbudt og forurenserne må søke om tillatelse (konsesjon) til å forurense.

2. Tiltaksbasert direkte regulering. Dette innebærer at myndighetene pålegger bedrifter eller husholdninger å gjennomføre bestemte tiltak. Et forbud mot piggdekk i store byer ville vært et eksempel på et tiltaksbasert virkemiddel.

Både i Norge og i andre land, som var tidlig ute med å iverksette tiltak mot forurensning, spilte kvantitative direkte reguleringer en viktig rolle. En viktig grunn var at man i miljøpolitikkenes første fase forsøkte å begrense industriutslipp med lokale miljøskader og fra kilder av en viss størrelse, gjerne industribedrifter. I takt med at man har gått løs på nye miljøproblemer og sett gevinstene av å spille på lag med markedene i miljøpolitikken, er avgifter blitt mer sentralt. Regulering gjennom omsettbare kvoter er et virkemiddel som trolig vil bli viktig i fremtiden.

I det følgende vil vi forsøke å fremheve noen av fordelene med markedsbaserte virkemidler og ulempene med direkte regulering. Vi er imidlertid helt på det rene med at direkte regulering fortsatt vil ha sin plass i miljøpolitikken. Som vi skal komme tilbake til finnes det typer av miljøproblemer som av ulike grunner ikke egner seg for markedsbaserte virkemidler.

Kvantitativ direkte regulering kan gi unødvendig høye kostnader av to grunner:

1. Utforming av politikken krever en omfattende ressursbruk, fordi man i hvert enkelt tilfelle må ta standpunkt til hvilke utslipp som skal begrenses og hvor mye det er fornuftig å begrense det enkelte utslipp. Innsamling av informasjonsgrunnlag, som kan gi grunnlag for slike beslutninger, kan være kostbart.
2. Miljømyndighetene har ikke førstehånds kunnskaper om kostnadene forbundet med utslippsbegrensningene i de forskjellige bedriftene. På tross av en høy ressursbruk vil man i alminnelighet ende opp med en samfunnsøkonomisk ugunstig fordeling av utslippsbegrensende tiltak. Man kan ikke se bort fra at direkte regulering vil kunne mangedoble kostnadene med å nå et miljøpolitisk mål, om man sammenligner med en kostnadseffektiv politikk.

Det finnes likevel en rekke tilfeller der kvantitativ direkte regulering kan ha sin berettigelse. Dette gjelder for eksempel om det er noen få kilder for utslippene eller om utslippenes lokalisering er viktig. Om miljøskaden er ubetydelig opp til et bestemt terskelnivå, men svært stor over dette terskelnivået, er det viktig å sikre seg at man ikke bryter terskelnivået. I slike tilfeller kan direkte regulering være mer hensiktsmessig enn for eksempel en avgift. Med mangelfull informasjon om bedriftenes reaksjon på avgiften risikerer man for eksempel at avgiften settes så lavt at utslippene likevel kommer over terskelnivået.

Når det gjelder utslipp av CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub>, er dette typisk ikke forurensingskilder hvor man snakker om slike terskelverdier. Slik sett er det ikke grunn til å benytte kvantitativ regulering overfor norsk oljeindustri, når det gjelder denne typen forurensning.

Når det gjelder tiltaksbasert direkte regulering er situasjonen en annen. Denne typen direkte regulering kan ha sin berettigelse i tilfeller der det er små administrasjonskostnader forbundet med å påse at bestemte tiltak gjennomføres, mens det er høye kostnader forbundet med å måle og for eksempel avgiftsbelegge bestemte utslipp. Et pålegg om å utstyre bensindrevne biler med katalysator er for eksempel på en form for direkte regulering som kan synes hensiktsmessig. Dersom det eksisterer velkjente, rimelige alternativer til en spesiell forurensningskilde, kan også rene forbud være det mest kostnadseffektive virkemiddelet.

Et alternativ til direkte reguleringer er avtaler mellom myndigheter og industri. Disse avtalene omtales som frivillige, forhandlede og tidsavgrensede avtaler. Blant annet arbeides det med å regulere VOC-utslippene på sokkelen ut fra et slikt konsept. Bruk av slike avtaler er i prinsippet et virkemiddel som er nært beslektet med direkte regulering. Forskjellen mellom direkte regulering og forhandlede avtaler er relatert til hvordan forurensere involveres i arbeidet med reguleringen og dessuten at det er en avtale mellom myndighet og forurenser som man forholder seg til, ikke en lov.

Forhandlede avtaler kan blant annet være hensiktsmessig i tilfeller der man er avhengig av et samarbeid mellom myndigheter og industri som det ikke gis rom for i et avgiftsregime. I slike tilfeller vil man være avhengig av en form for samarbeid med forurenserne som et avgiftsregime i liten grad gir grunnlag for.

### 5.3 Nasjonale systemer for omsettelige kvoter

Kvantitativ direkte regulering, som vi behandlet i forrige avsnitt, kan også betegnes som gratis utdeling av ikke-omsettelige kvoter. Normalt vil man oppleve betydelige gevinster for de involverte forurenserne om kvotene gjøres omsettelige, det vil si at utslippstillatelsene anses som omsettelige verdipapirer. Selgere av kvoter vil være forurenserne som har muligheter for å redusere utslippene til små kostnader. Forurenserne med høye kostnader knyttet til utslippsreduksjoner vil være kjøpere av kvoter. Kvotepreisen vil ligge et sted mellom de to aktørenes kostnader. Dermed vil begge parter tjene på handelen. Slike gevinster kan være betydelige. Jo større kostnadsforskjellene er, jo større er gevinstene med å gjøre kvotene omsettelige.

Fordi Norge har et system med svært høy CO<sub>2</sub>-avgift i visse næringer, herunder oljeindustrien, mens andre næringer har en betydelig lavere avgift eller er fullstendig fritatt fra CO<sub>2</sub>-avgiften, er det grunn til å anta at kostnadsforskjellene for utslippsreduksjoner er spesielt store i Norge. Både på grunn av disse store kostnadsforskjeller innenfor landets grenser, og utslippsreduksjoner generelt sett har høye kostnader i Norge, vil innføring av fri kvotehandel derfor komme til å gi spesielt store effektivitetsgevinster for Norge. Skal man høste hele potensialet av gevinster forutsetter imidlertid dette at alle næringer blir inkludert i markedet og at det ikke legges noen restriksjoner på omsetningen av kvoter, for eksempel begrenset rett til å selge kvoter ved nedleggelse.

Bruk av omsettelige kvoter er et miljømessig sett styringseffektivt virkemiddel, fordi man i prinsippet vet nøyaktig hvor store utslippene blir i og med at totalt omfang av kvoter vil samsvare med utslippene.<sup>1</sup> Den utslippsreducerende virkningen av avgifter er derimot mer usikker, fordi man ikke vet hvor stor utslippsreducerende virkning et bestemt avgiftsnivå har. Igjen har vi imidlertid at den fulle gevinsten med hensyn på styringseffektivitet blir bare blir oppnådd om alle næringer og alle utslipp inkluderes i systemet.

Av de utslippene til luft, som denne rapporten behandler, er kvotehandel mest aktuelt for CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub>, fordi det er likegyldig hvor disse gassene slippes ut. At kvotehandelen fører til geografiske forskyvninger av de utslippsreducerende tiltakene, spiller derfor ikke noen rolle.

---

<sup>1</sup> Styringssikkerheten forutsetter at alle innehavere av kvoter holder utslippene strengt innenfor den kvotemengden de innehar.

En slik geografisk omfordeling av utslipp av NO<sub>x</sub>, kan derimot være uheldig fordi NO<sub>x</sub> bidrar til skader på natur og helse på regionalt/lokalt nivå. Med hensyn til regionale forsureffekter kan man et stykke på vei hevde at geografisk omfordeling spiller mindre rolle. Når det gjelder ozon-dannelse kan en geografisk omfordeling av utslipp av NO<sub>x</sub> og NMVOC ha stor betydning.<sup>1</sup> Kvotehandel innenfor store geografiske områder er derfor mindre aktuelt for NMVOC og NO<sub>x</sub>.

For klimagassene er kvotehandel spesielt aktuelt fordi Kyoto-protokollen åpner for slik handel internasjonalt. Dermed kan et norsk kvotemarked koples til et internasjonalt kvotemarked, noe som reduserer faren for at et norsk kvotemarked kan bli dominert av en eller flere store aktører. Det nasjonale kvotemarkedet bør omfatte så mange kilder og sektorer som mulig. Spesielt er det viktig å inkludere sektorer og kilder med både høye og lave reduksjonskostnader. Dette taler for at petroleumssektoren inkluderes i et framtidig nasjonalt kvotesystem. Hvis bedrifter tillates å handle kvoter internasjonalt eller erverve slike gjennom felles gjennomføringstiltak eller den grønne utviklingsmekanismen, vil det dessuten i praksis bli svært vanskelig å holde enkeltsektorer utenfor det nasjonale kvotesystemet i det den nasjonale handelen kan skje via internasjonale kanaler.

Det er grunnlag for å konkludere at det er vanskelig å se tungtveiende grunner for å holde oljeindustrien utenfor et nasjonalt kvotesystem.

## 5.4 Internasjonal handel med kvoter

Kvotehandel med klimagasser ble aktualisert av det tredje partsmøtet til klimakonvensjonen i desember 1997 og møtets vedtak av Kyoto-protokollen. Denne avtalen setter kvantifiserte grenser for industrilandenenes utslipp av klimagasser i perioden 2008-2012. Avtalen gjør det imidlertid klart at landene skal ha anledning til å handle med disse kvotene. Om Kyoto-protokollen blir ratifisert av tilstrekkelig mange land, slik at den blir å betrakte som internasjonal lov, vil etter all sannsynlighet et internasjonalt kvotemarked oppstå.

I første omgang er det de nasjonale regjeringer som vil være kjøpere og selgere på dette markedet, ettersom det er de som har en juridisk forpliktelse i form av en kvote. Det er imidlertid et sterkt ønske fra flere toneangivende land at også bedrifter blir gitt anledning til å handle på dette markedet. Man kommer imidlertid ikke utenom at de nasjonale regjeringer involveres i all handel med kvoter over landegrensene.

Man kan se for seg at om Norge etablerer et nasjonalt kvotemarked, kan dette markedet koples til tilsvarende markeder i andre land. Da kan for eksempel norsk oljeindustri kjøpe kvoter av bedrifter i land hvor kostnadene i forbindelse med utslippsreduksjoner er lavere, eller kanskje mer sannsynlig, anonymt gjennom en kvotebørs. Om det er fri omsetning av kvoter også over landegrensene vil kvoteprisene bli like i de ulike nasjonale markedene. Dette vil også være en kostnadseffektiv løsning, fordi det sikrer at de marginale kostnadene blir like i alle land, og også lik i ulike virksomheter innenfor det enkelte land.

---

<sup>1</sup> En sterk ikke-linearitet i kjemien mellom NO<sub>x</sub> og NMVOC bidrar til at utfallet av endringer kan være vanskelig å forutsi.



For norsk oljeindustri, og andre norske næringer som i dag betaler CO<sub>2</sub>-avgift, vil prisen på utslippsrettigheter i det internasjonale markedet overta rollen til dagens CO<sub>2</sub>-avgift. Mens CO<sub>2</sub>-avgiften i denne sektoren er på 380 kr. pr. tonn CO<sub>2</sub>, peker anslag på en fremtidig kvotepris på et betydelig lavere nivå. CICEROs egne beregninger med modellen ACT gir kvoteprisanslag på rundt 150,- kroner per tonn CO<sub>2</sub>. Beregninger med OECDs modell GREEN gir omtrent samme anslag. Hvis disse anslagene vil vise seg å være rimelige vil altså norsk oljeindustri ha mye å vinne på å bli inkludert i det norske systemet for omsettelige klimagasskvoter. Det er imidlertid også andre anslag på kvoteprisen som ligger betydelig høyere, også over kr. 380,- pr tonn CO<sub>2</sub>. Oljeindustrien har altså ingen garanti for at det vil innebære gevinster å bli inkludert i kvotehandel.

## **5.5 Utformingen av kvotemarkedet i Norge**

Når et internasjonalt kvotemarked blir etablert vil trolig omsetningen skje gjennom en eller flere egne kvotebørser. Dersom det norske kvotemarkedet blir en integrert del av det internasjonale markedet, er det rimelig at også den norske kvoteomsetningen skjer gjennom dette systemet, evt. en norsk filial. De kvotene som norske myndigheter har mottatt gjennom Kyoto-protokollen, kan myndighetene legge ut for salg på den internasjonale kvotebørsen. Samtidig må norske lover etableres som forplikter relevante norske institusjoner til å erverve kvoter tilsvarende deres utslipp av klimagasser. De ervervede kvotene må på samme tid forelegges myndighetene, slik at disse har grunnlag for å dokumentere at Norge overholder utslippsforpliktelsen i Kyoto-protokollen.

Stortinget har foreslått at en del av utslippskvotene man har fått i Kyoto-protokollen skal deles ut gratis til de delene av norsk industri som i dag er fritatt for CO<sub>2</sub>-avgift. Hensikten med slik gratistildeling er å hindre nedlegging av energiintensive industribedrifter. Om kvotene er fritt omsettelige vil imidlertid ikke dette gi færre bedriftsnedleggelse enn et system hvor bedriftene må kjøpe kvotene til markedspris. Skal gratiskvotene hindre nedleggelse må det varsles om at kvotene ikke blir tillatt videresolgt ved hel eller delvis nedleggelse av virksomheten, noe også Stortinget ønsker man skal gjøre, jf. boks om Stortingets retningslinjer. Da har man imidlertid ikke lenger et fritt kvotemarked, noe som er en betingelse for full kostnadseffektivitet.<sup>1</sup>

Om mange land innfører tilsvarende systemer med ikke fritt omsettelige gratiskvoter vil dette redusere tilbudet av kvoter og kvoteprisen vil bli høyere enn med fri omsetning. For Norge som en sannsynlig nettoimportør av kvoter, og ikke minst for norske oljeindustri, vil dette være uheldig. Man kan derfor stille spørsmål ved hvor fornuftig det er at Norge går foran i etableringen slike ordninger.

Det kan dessuten vise seg at begrenset rett til videresalg av gratiskvoter kan være i strid med internasjonale handelsregler. Det er uansett i strid med intensjonene for de internasjonale

---

<sup>1</sup> Stortinget foreslår at kvotene evt. kan tildeles for en begrenset tidsperiode. En underliggende forutsetning er trolig at bedrifter i løpet av tidsperioden ikke vil skal få tildelt nye kvoter ved periodens utløp. På den måten kan man ha fri omsetning av alle gratiskvoter og samtidig få til at gratiskvoter begrenser antallet nedleggelse. I prinsippet vil imidlertid dette virke likt som tilsvarende et system hvor gratiskvoter inndras ved nedleggelse. Poenget er at systemet uansett implisitt knytter tildelte gratiskvoter til produksjonsnivå og derfor hindrer en kostnadseffektiv fordeling av utslippsreduksjoner.

### Stortingets retningslinjer

I retningslinjene fra Stortinget heter det blant annet at et kvotesystem bør omfatte alle klimagasser som omfattes av Kyotoprotokollen. Kvotesystemet skal i hvertfall omfatte de industrielle virksomheter som i dag ikke er ilagt CO<sub>2</sub>-avgift. Slike virksomheter skal pålegges en utslippsreduksjon gjennom tildeling av kvoter. Målet for denne reduksjonen skal være i størrelsesorden 30 % i forhold til 1990-nivå. Utslipp som er regulert gjennom kvoter skal hverken ilegges avgift eller reguleres gjennom forurensningsloven. Systemet skal utformes slik at statens inntekter ikke reduseres. Punktvis kan retningslinjene oppsummeres slik:

1. Systemet bør omfatte alle relevante klimagasser.
2. Kvotesystemet skal som et minimum omfatte de industrielle virksomheter som i dag ikke er ilagt CO<sub>2</sub>-avgift. Man skal vurdere hvorledes andre sektorer kan inkluderes, uten at statens inntekter reduseres.
3. Kvoteutdelingen bør skje med basis i en historisk kvote med 1990-nivå som utgangspunkt.
4. De industrielle virksomheter som i dag er fritatt for CO<sub>2</sub>-avgift pålegges en utslippsreduksjon i størrelsesorden 30 % i forhold til 1990-nivå. Desto mer omfattende kvotesystemet blir desto større kan utslippsreduksjonen være.
5. Ny virksomhet må basere sine utslipp på kjøp av kvoter gjennom det nasjonale kvotesystemet eller ved bruk av fleksible gjennomføringsmekanismer.
6. Kvotene bør tildeles langsiktig, men tidsavgrenset.
7. Det legges begrensninger på bedriftenes adgang til å selge kvoter ved nedleggelse av aktivitet.
8. Det nasjonale kvotesystemet skal knyttes opp mot et internasjonalt system for handel med kvoter, felles gjennomføring og grønn utviklingsmekanisme.
9. Utformingen av kvotesystemet skjer i aktiv dialog med de berørte interesser i arbeids- og næringsliv.

handelsreglene, som blant annet har til hensikt å få størst mulig effektivitetsgevinster ut av handel med varer og tjenester.

Dersom man velger gratis utdeling, må man også velge hvem som skal få kvoter og hvor store de skal være. Såkalt "grandfathering" innebærer at det er de historiske utslippene som legges til grunn for størrelsen på gratiskvotene. Stortinget sier at utslippene i 1990 skal være grunnlaget for gratistildeling av kvoter. Slik grandfathering innebærer en "overføring" av formue til fordel for eksisterende utslippskilder. Nyetablerte bedrifter vil derimot kunne få et handicap ved at de må kjøpe kvoter på markedet.

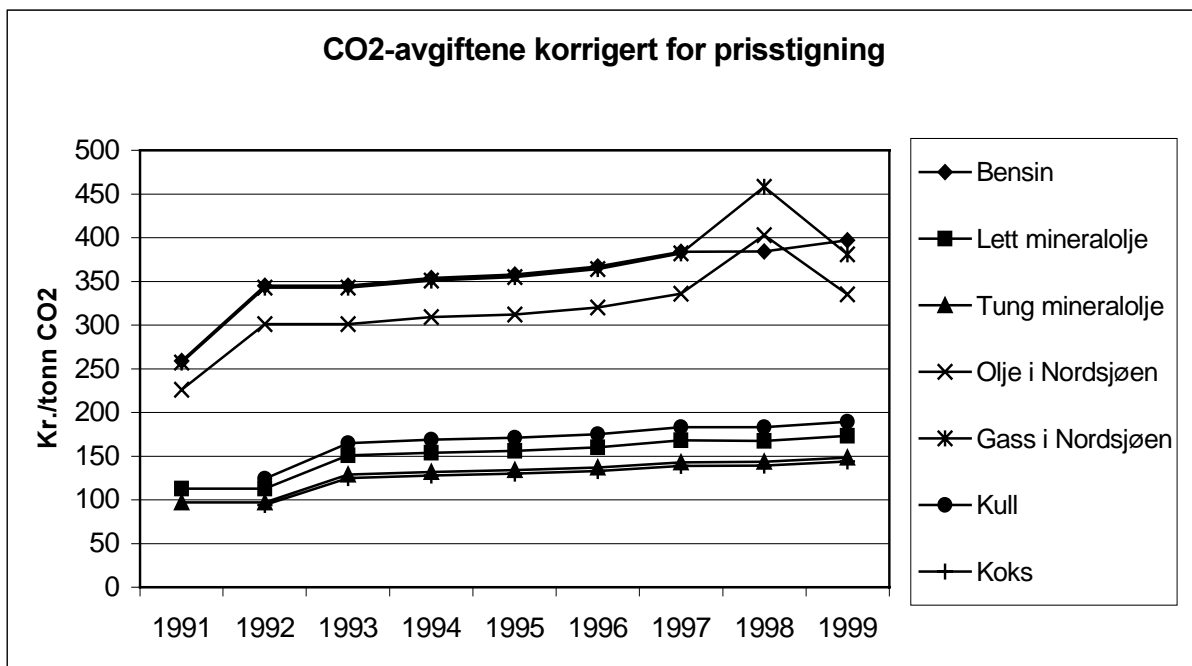
Gratistildeling av kvoter vil svekke provenyet i forhold til et kvotesystem der kvotene auksjoneres eller selges. Dette provenytapet må dekkes inn ved økte skatter og vil derfor få konsekvenser for annen skattlegging og kan også få konsekvenser for skattleggingen av petroleumssektoren.

Det er viktig å være oppmerksom på at tilgangen til internasjonale kvoter (ved handel, felles gjennomføring eller gjennom den grønne utviklingsmekanismen) vil gjøre det vanskelig for

staten å bestemme det samlede provenyet fra nasjonale klimatiltak. Stortingets målsetting om en provenynøytral omlegging er ikke nødvendigvis mulig å gjennomføre. Som tidligere nevnt anslår imidlertid CICERO kvoteprisen internasjonalt til kr. 150,- tonn CO<sub>2</sub>. Om den norske stat hadde lagt alle sine 55,5 millioner tonn kvoter ut for salg til denne prisen ville det innbrakt 8,4 milliarder NOK. Til sammenligning er det for statsbudsjettet 1999 lagt til grunn et proveny fra CO<sub>2</sub>-avgiften på 8,2 milliarder kroner.

## 5.6 Avgifter

Det er viktig å peke på at under gitte forutsetninger er omsettelige kvoter og avgifter er to virkemidler som i hovedtrekk har de samme virkninger på både utslipp og næringsstruktur. For å oppnå dette er det avgjørende at avgiften ikke er differensiert og at kvotemarkedet er helt fritt. Dersom begge disse virkemidlene er implementert på en slik måte kan de sikre den kostnadseffektive allokeringen av utslippsbegrensende tiltak. En slik virkning oppnås ikke om man utifra politiske hensyn gir unntak fra avgiften eller differensierer satsene. Kyoto-protokollen kan imidlertid legge nye rammer for norsk klimapolitikk som gjør det lite aktuelt å opprettholde et system med klimagassavgifter.



**Figur 19: Utviklingen av den norske CO<sub>2</sub>-avgiften.** Kilde: Finansdepartementet og SSB.

Norge innførte allerede i 1991 en CO<sub>2</sub>-avgift. Avgiften er imidlertid differensiert og fører derfor ikke til en kostnadseffektiv fordeling av utslippsbegrensende tiltak. Oljeindustrien betaler kr. 380 pr tonn CO<sub>2</sub>, mens for eksempel prosessindustrien er fritatt for denne avgiften. Dette innebærer at det er rasjonelt for oljeindustrien å redusere sine utslipp helt til marginalkostnaden av ytterligere utslippsreduksjoner overstiger 380 kr. pr tonn CO<sub>2</sub>. Avgiftssystemet gir derimot prosessindustrien ingen incentiver til å redusere utslippene av CO<sub>2</sub>. Dette gir selvsagt en lite kostnadseffektiv fordeling av utslippsbegrensninger. Det er

overveiende sannsynlig at det vil være gevinster å hente på å omfordele utslippsbegrensende tiltak fra oljeindustrien til andre sektorer, blant annet prosessindustrien.

Prinsipielt sett er avgifter mindre styringseffektivt enn kvoter, fordi man ikke vet nøyaktig hvor stor utslippsreduksjon avgiften vil medføre. I forbindelse med utslipp hvor Norge har inngått internasjonale forpliktelser kan dette være et problem, fordi man ikke med sikkerhet kan fastslå på forhånd at avgiften vil sikre at vi innfrir våre forpliktelser. I forbindelse med Kyoto-protokollen er dette likevel et mindre problem, fordi det er de totale utslippene i perioden 2008-2012 som skal begrenses. Det makroøkonomiske modellverktøy vi rår over i Norge er trolig tilstrekkelig til å gi oss informasjon om hvor stor en klimagassavgift må være for å sikre at vi innfrir Kyoto-protokollens krav med rimelig grad av nøyaktighet. Med internasjonal kvotehandel og muligheter for såkalt "banking", det vil si sparing av kvoter til senere forpliktelsesperioder blir dette problemet ennå mindre. Man kan altså se for seg at et land, som etter utløpet av første forpliktelsesperiode viser seg å ha større utslipp enn beholdning av kvoter, vil kunne dekke dette opp ved kvotekjøp fra land som har drevet "banking". Om slik handel "på etterskudd" blir tillatt er ennå ikke avklart.

En prinsipiell ulempe med avgiftssystemer er at de, som følge av det politiske systemet, kan sies å gi industrien liten grad av forutsigbarhet. Problemet er at en klimagassavgift kan bli endret både i den ordinære budsjettbehandlingen i Stortinget og i behandlingen av revidert nasjonalbudsjett. Et klart eksempel på dette hadde man under behandlingen av revidert nasjonalbudsjett for 1998. Da ble det vedtatt å heve CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen fra 89 øre pr. liter/Sm<sup>3</sup> til 107 øre som et ledd i salderingen av budsjettet. Nå er riktignok avgiften tilbake til nivået fra 1997. Det er likevel grunn til å fastslå at når en avgift på denne måten brukes i salderingen av et budsjett, kan den ikke lenger kalles en miljøavgift. Bruken av CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen i salderingsøyemed innebar derfor en klar svekkelse av troverdigheten ved den norske miljøavgiftspolitikken. På den annen side har faktisk den norske CO<sub>2</sub>-avgiften, etter et par justeringer i etableringsfasen og bortsett fra den nevnte salderingsjusteringen, i hovedsak vært ganske stabil over tid, jf. Figur 19.

### **5.6.1 Avgiftenes rolle i et internasjonalt kvotemarked**

Utviklingen av et internasjonalt marked for klimagasskvoter, og planene om å involvere private selskaper i dette markedet direkte, gir endrede perspektiver for avgiftenes rolle i klimapolitikken. Selv om det i en nasjonal sammenheng er kostnadseffektivt å bruke klimagassavgifter, kan slike avgifter likevel komme til å vise seg mindre gunstig for land som er underlagt Kyoto-protokollen og ønsker å utnytte de fleksible mekanismene fullt ut. Poenget med kvotehandel er at en markeds mekanisme skal sørge for en kostnadseffektiv fordeling av utslippsbegrensende tiltak mellom land og mellom ulike aktører innenfor det enkelte land. I et land som velger avgifter som virkemiddel bør denne avgiften variere i takt med den internasjonale kvoteprisen for å sikre slik kostnadseffektivitet. En slik ordning er neppe særlig praktisk, og det vil være bedre å la markeds mekanismene få "større armslag" ved å erstatte avgiftene med et kvotemarked som er integrert i det internasjonale markedet. Spesielt i små åpne økonomier som den norske er det trolig betydelige gevinster i å la omsettelige kvoter overta rollen til dagens CO<sub>2</sub>-avgift. Akkurat som Norge, som en liten økonomi, har en omfattende handel med varer og tjenester sett i forhold til for eksempel BNP, er det trolig at det også i et velfungerende kvotemarked vil være en betydelig strøm av kvoter frem og tilbake over norske grensen.

## 5.7 Felles gjennomføring og samarbeidsprosjekter

Forskjellen mellom felles gjennomføring (FG) og kvotehandling kan være litt vanskelig å få øye på. Begge mekanismene åpner for overføring av utslippskvoter fra et land til et annet. I tilfellet med kvotehandling skjer denne overføringen med utgangspunkt i en betaling med penger som det ikke er knyttet andre betingelser til. I tilfellet med felles gjennomføring skjer betalingen for overføringen av utslippskvoter i form av at "kvotekjøperen" finansierer et bestemt utslippsreducerende prosjekt innenfor grensene til "selgerlandet".

Kvotehandling er en konkurrent til FG. Det er vanskelig å si hvor viktig FG blir. Om man raskt får etablert en velfungerende marked for kvoter vil kanskje FG spille en mindre rolle. Dersom det derimot av ulike grunner viser seg vanskelig å få etablert et velfungerende og forutsigbart kvotemarked, kan FG spille en viktig rolle. Dette gjelder ikke minst dersom kvotemarkedet ikke er velfungerende når man nærmer seg 2008 og første forpliktelsesperiode.

For norsk oljeindustri kan felles gjennomføring bli aktuelt dersom norske myndigheter legger til rette for det. Man kan for eksempel tenke seg at norsk oljeindustri genererer og finansierer ulike prosjekter for å redusere utslipp av klimagasser i Russland eller et av de sentral- og østeuropeiske landene. En forutsetning er at man sikrer internasjonal godkjenning for prosjektene slik at den norske regjering får overført utslippskvoter fra vertslandet i forbindelse med prosjektet. For at norsk oljeindustri skal være interessert i dette må det selvsagt gis en kompensasjon, mest naturlig gjennom refusjon av CO<sub>2</sub>-avgift for en tilsvarende mengde klimagassutslipp så lenge man er i et avgiftsregime. Hvis ikke norsk oljeindustri tjener på å bidra til FG-prosjekter vil den heller neppe bidra.

## 5.8 Erverv av kvoter gjennom CDM

Kyoto-protokollen pålegger ikke u-landene noen utslippsbegrensninger. Det er imidlertid et meget stort potensiale for rimelige tiltak for reduksjon i klimagassutslipp i u-land. Blant annet for å redusere kostnadene ved å implementere protokollen er den grønne utviklingsmekanismen CDM etablert.<sup>1</sup> CDM vil bli en kanal for finansiering og sertifisering av FG-prosjekter i utviklingsland. Tanken er at industriland med utslippskvoter skal kunne utvide sin utslippskvote ved å finansiere utslippsreducerende prosjekter i u-land gjennom CDM. CDM vil dermed kunne utgjøre et supplement til regulær kvotehandling mellom industriland.

Det er mange som ønsker at private bedrifter skal kunne delta både i det regulære kvotemarkedet og i å erverve kvoter gjennom CDM. Det gjenstår imidlertid mye arbeid med utarbeiding av et nærmere regelverk. Det er foreløpig for tidlig å si hvordan for eksempel norske selskaper skal kunne involveres i dette. Om det blir et nasjonalt kvotemarked i Norge vil det kunne åpne seg muligheter for at norske bedrifter vil kunne kjøpe kvoter også gjennom CDM. Dersom en slik mulighet åpner seg vil prisen på CDM-kvoter bestemme prisen i det norske kvotemarkedet og også i det internasjonale markedet.

---

<sup>1</sup> CDM er forkortelse for Clean Development Mechanism (på norsk kalt den grønne utviklingsmekanismen).

## **5.9 Gevinster ved fleksible mekanismer**

I de sektorene i Norge som har vært pålagt høye CO<sub>2</sub>-avgifter er de rimeligste tiltakene for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> allerede gjennomført. Det er for eksempel rimelig å anta at oljeindustrien kan ha marginalkostnader knyttet til ytterligere reduksjoner i deres klimagassutslipp på størrelse med den CO<sub>2</sub>-avgift de står overfor. Marginalkostnaden her kan altså i denne næringen ligge i størrelsesorden kr. 300-400 pr. tonn CO<sub>2</sub>. Ved oppbygging av nye felt vil det imidlertid hele tiden være muligheter for billigere tiltak enn dette.

I et internasjonalt marked under Kyoto-protokollen kan kvoteprisen komme til å ligge mellom 100 og 200 kr. pr. tonn CO<sub>2</sub>, jf. for eksempel CICERO Rapport 1998:1. Hva som faktisk blir prisen på kvoter gjennom CDM er vanskelig å anslå. Det er imidlertid anslått at en del CO<sub>2</sub>-reduserende prosjekter i u-land kan ha en kostnad helt ned mot én US dollar, det vil si rundt 7 norske kroner. Om man kan få kjøpt kvoter gjennom CDM til en slik pris vil det selvsagt kunne legge et tak på prisen i det regulære kvotemarkedet.

Uansett snakker man altså om at Norge har mulighet for å få generert flere ganger så store utslippsreduksjoner pr. investert krone utenfor Norge, sammenlignet med å pålegge høykostsektorer i Norge ytterligere utslippsrestriksjoner.

**Tabell 8: Klimapolitiske virkemidler – kostnadseffektivitet og implementeringsmuligheter.**

	Kostnadseffektivitet	Implementering og styringseffektivitet
Avgifter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gjennomgående satser er kostnadseffektivt.</li> <li>• Differensierte satser er ikke kostnadseffektivt: Det norske CO<sub>2</sub>-avgiftssystemet gir ikke en kostnadseffektiv fordeling av utslippsreduksjoner</li> <li>• Avgifter gir opphav til proveny som kan bli brukt til å redusere eksisterende skatter og avgifter. Dette kan stimulere til effektiv ressursbruk i økonomien - man får med andre ord <i>gevinster av provenyresirkulering</i>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Noe begrenset styringseffektivitet. Avgifter gir ikke full kontroll med utslippene fordi man ikke på forhånd kjenner virkningen av avgiftene</li> <li>• Avgifter har trolig god nok styringseffektivitet i forhold til Kyoto-protokollen</li> </ul>
Nasjonal kvotehandling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Om kvotemarkedet fungerer godt, er omsettbare kvoter et kostnadseffektivt virkemiddel</li> <li>• Auksjonerte kvoter vil gi samme proveny og like store doble gevinster som avgifter</li> <li>• Gratis kvoter svekker offentlig sektors inntektsside og gir derfor mindre rom for provenyresirkulering</li> <li>• Gratis utdeling av kvoter vil i seg selv ikke hindre nedlegging av norsk prosessindustri.</li> <li>• Gratis kvoter delt ut på betingelse av opprettholdelse av produksjonen i Norge vil redusere kostnadseffektiviteten ytterligere.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Omsettbare kvoter er styringseffektivt. Man kan fordele kvoter tilsvarende den utslippsmengden man vil akseptere.</li> <li>• Med et velfungerende kvotemarked internasjonalt kan det vise seg å være hensiktsmessig å erstatte den norske CO<sub>2</sub>-avgiften med omsettelige kvoter.</li> </ul>
Kjøp av kvoter i utlandet	I flere næringer i Norge, blant annet i oljeindustrien, er det høye kostnader forbundet med nye store reduksjoner i utslipp av CO <sub>2</sub> . Kjøp av kvoter på verdensmarkedet kan redusere Norges kostnader med å innfri Kyoto-protokollen.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Industrien kan gies anledning til å kjøpe kvoter direkte</li> <li>• Refusjon av avgifter</li> </ul>
Felles gjennomføring og CDM	<p>FG og kvotekjøp gjennom CDM kan bidra til å redusere kostnadene ved å nå spesifikke utslippsmål</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Man kan få mer miljø igjen for hver investert krone om norsk industri gis mulighet til å delta i FG-prosjekter og å kjøpe CDM-kvoter</li> <li>• Dette er spesielt aktuelt for norsk oljeindustri som står overfor svært høye kostnader ved utslippsreduksjoner på norsk sokkel</li> <li>• CDM skal ta til å gjelde fra 2000, FG fra 2008, gitt at Kyoto-protokollen ratifiseres</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kyoto-protokollen åpner for private selskapers deltakelse i både FG og CDM</li> <li>• Mekanismene vil bli nærmere utformet i internasjonale forhandlinger</li> </ul>

## 5.10 Oppsummering

1. Direkte regulering og forhandlede avtaler (miljøavtaler) kan fortsatt komme til å spille en rolle i miljøpolitikken. Når det gjelder utslipp til luft på sokkelen er denne typen virkemidler mest aktuelt for NO<sub>x</sub> og NMVOC.
2. Virkemidlene mot utslipp av klimagassene CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> må sees i lys av at de ikke har noen lokale eller regionale skadevirkninger på mennesker eller natur. De fleksible mekanismene som vil bli etablert under Kyoto-protokollen gir mulighet for å få mer miljø ut av hver investert krone.
3. Det vil være kostnader forbundet med å ikke inkludere norsk oljeindustri i kvotemarkedet, men i stedet opprettholde en avgift på sokkelen på 380 kr. pr. tonn. Den internasjonale kvoteprisen vil trolig ligge vesentlig lavere. Et slikt regime innebærer at man foretar kostbare utslippsreducerende tiltak på norsk sokkel, mens betydelig rimeligere utslippsreducerende tiltak andre steder ikke blir gjennomført.
4. Dersom det som følge av Kyoto-protokollen blir etablert et velfungerende kvotemarked internasjonalt, vil det være naturlig at også myndighetene gir flest mulig norske virksomheter muligheter for å handle fritt på dette markedet. I såfall kan det være mest praktisk at CO<sub>2</sub>-avgiften erstattes av et system med omsettbare kvoter.
5. Det er vanskelig å si om den norske CO<sub>2</sub>-avgiften kan erstattes av et system med omsettelige kvoter uten at statens inntekter reduseres. Dette avhenger først og fremst av hvilket nivå den internasjonale kvoteprisen legger seg på ettersom det vil være nærliggende å kople det norske markedet til et internasjonalt marked. Derneft er omfanget av gratiskvoter vesentlig. Stort omfang av gratisutdeling reduserer sjansene for å få til en omlegging som ikke svekker offentlige inntekter.
6. Stortingets opplegg for gratistildeling av kvoter koplet opp mot begrenset rett til videresalg ved nedleggelse vil redusere kostnadseffektiviteten ved den norske klimapolitikken. Dersom mange lang innfører lignende systemer presser det opp kvoteprisen internasjonalt. Dette vil Norge trolig tape på som sannsynlig nettoimportør av kvoter.
7. Det er vanskelig å se tungtveiende grunner for å holde oljeindustrien utenfor kvotemarkedet. Tvert i mot er det viktig å inkludere så mange sektorer og klimagasser som mulig i kvotemarkedet.



## 6 Referanser

- CICERO, (1998). Muligheter og betingelser for felles gjennomføring etter Kyoto. Report 1998:2.
- CICERO, (1998a). Kyoto-avtalen: Hva kan Norge gjøre? Working Paper 1998:1.
- Concawe (1998) Cost-effectiveness of marine vapour emissions control. CONCAWE updates its figures in the light of European and US experience. *Concawe Review*, 7(2): 11-13.
- ECON (1998) Klimatiltak i Norge: Kostnader og potensialer. Rapport 24/98.
- ECON (1996) Emission Trading and Joint Implementation among Annex-1 countries. Report 58/96.
- FTD (1997-98) Grønne skatter. St prp nr 54 (1997-98). Finans- og Tolldepartementet.
- KOG (1997) NO<sub>x</sub> Reduction – Cost Effective Solutions for Norwegian Offshore Petroleum Activities. Final Report. Kværner Oil & Gas a.s. Client OLF. 1997.
- Miljøverndepartementet, 1995. St. melding nr. 41 (1994-95). Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider.
- Miljøverndepartementet, 1998 Norges oppfølging av Kyotoprotokollen. St Melding nr 29 (1997-98). Miljøverndepartementet.
- MILJØSOK (1996) Oljeindustrien tar ansvar. Rapport fra MILJØSOK Styringsgruppen, 13. Desember 1996.
- OED, 1998a. Miljø'98, Petroleumssektoren i Norge.
- MILJØSOK, 1998. Technological Status Report. Under utarbeidelse.
- NILU, 1999. Regional Konsekvensutredning Nordsjøen. Temarapport 5: Regulære utslipp til luft – konsekvenser. Under utarbeidelse.
- Norsk Hydro, U & P Div, 1996. Miljø sammendrag. Internt notat.
- OED, 1998a. Miljø'98, Petroleumssektoren i Norge.
- OED, 1998b. St.meld nr 46 (1997-98). Olje- og gassvirksomheten
- OED, 1998c. Utslippsprognoser for norsk petroleumsvirksomhet levert av Lars Erik Aamot, OED, 1998.
- OLF (1998) Kraftforsyning for installasjoner på norsk sokkel, CO<sub>2</sub> – reduserende tiltak, Oljeindustriens Landsforening, August 1998.

- Rosland(1998) Statens forurensningstilsyn, telefonsamtale med Audun Rosland, torsdag, 22. oktober 1998.
- RKU, 1999. Regionale konsekvensutredninger Nordsjøen. Temarapport 1 a – f. Infratsruktur, utslipp, overvåkingsundersøkelser og miljøtiltak i områder i Nordsjøen. Under utarbeidelse.
- SFT (1997) Tiltak for reduksjon av NMVOC-utslipp i Norge. Beregninger av kostnader. Rapport 97:11. Statens forurensningstilsyn.
- SFT (1996) Samfunnsøkonomisk vurdering av miljøtiltak. Fakta. TA-1318/1996. Statens Forurensningstilsyn.
- SFT (1996a) Ozone Concentrations in Norway and Europe. Modelling the Contributions from NO<sub>x</sub> and NMVOC Emissions. Report 96:01. Statens forurensningstilsyn.
- SINTEF, 1996. Utslipp av klimagasser i forbindelse med olje- og gassproduksjon på norsk sokkel sammenlignet med tilsvarende virksomhet i enkelte andre land. STF84 A96428, SINTEF Energi.
- SSB, 1997. Naturressurser og miljø 1997. Statistiske analyser.
- SSB, 1998a. Data levert fra seksjon for miljøstatistikk, Statistisk Sentralbyrå
- SSB, 1998b. Statistisk årbok 1998 (tabell 265), NOS C463, Statistisk Sentralbyrå
- Statoil, 1996. Årsrapport, Helse, Miljø og Sikkerhet. 1996.
- Trexler (1998) Foreign Experiences: Joint Implementation possibilities. Innlegg på CICERO/NHOs konferanse "Klimatiltak i andre land: Felles Gjennomføring – muligheter og kostnader". 30.04.1998.
- Utkvitne, H. (1998) Nye gassturbiner på Ekofisk gir mye lavere utslipp. *Norsk energi*, 3: 11-13.
- Veritas (1998) Tiltaksanalyse Reduksjoner av NO<sub>x</sub> i fartøyer. Rapport Nr. 98-3391. For Fiskeri-, Sjøfarts- og Vegdirektoratet.
- Weidemann (1998) Statens forurensningstilsyn, telefonsamtale med Fredrik Weidemann, torsdag, 05 november 1998.
- Årvåg (1998). PPCoN, mottatt e-mail og telefonsamtale med Elisabeth Årvåg, tirsdag, 8. desember 1998.

## Appendiks A

# Tiltakskostnader for reduksjon av utslipp til luft

## A1 Tiltak gjennomført i norsk oljeindustri

### A1.1 CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>

**Tabell 1: Gjennomførte og besluttet gjennomførte tiltak for å redusere CO<sub>2</sub> - og NO<sub>x</sub> - utslipp fra norsk oljeindustri (OLF, 1998; RKU, 1999).**

Tiltak gjennomført for å redusere CO <sub>2</sub> –utslipp	Utslipps-reduksjon tonnCO <sub>2</sub> /år gjennomsnitt	Utslipps-reduksjon tonnNO <sub>x</sub> /år gjennomsnitt
Eldfisk (Årvåg, 1998): Effekt av varmegjenvinning av avgass (i tillegg til installasjon av lav NO <sub>x</sub> turbin)	50 000 <sup>1</sup>	?
Det nye Ekofisk II: En vesentlig utslippsskilde – avgassen fra turbinene – er redusert som følge av prosess-omlegging, inklusive nye turbiner med høyere virkningsgrad og optimering av forbrenningstemperaturen.	800 000 <sup>2</sup>	?
Sleipner: Injisering av CO <sub>2</sub> i Utsira-formasjonen.	700 000 – 900 000 <sup>3</sup>	-
Sleipner: Fjerning av strainere SLA	5 300	20
Sleipner: Redusert mottrykk Kårstø	1 200	5
Sleipner: Redusert blender på anti-is luft turbin	4 100	16
Sleipner: Tilgjengelighetsprogram SLA	12 300	47
Sleipner: Tilgjengelighets program SLT	8 200	31
Sleipner: SLT Fjerne kompakt gasstrainer	1 200	5
Sleipner: Reduksjon i temp. setpunkt våtgasskjøler SLT	4 100	16
Sleipner: Økning av kaldseparatortrykk SLT	2 000	8
Sleipner: SLA/SLT Fjerne forfilter turbiner	4 100	16
Sleipner: SLT Pelton i normal drift	12 300	47
Sleipner: Tilgjengelighetsprogram SLA (fakkell)	7 000	36
Sleipner: Tilgjengelighets program SLT (fakkell)	7 000	36
Sleipner: Tilgjengelighetsprogram CO <sub>2</sub> kompressor	35 100	180
Oseberg D: Kombikraftverk basert på damp besluttet bygd på ny plattform.	75 000	?
Oseberg Feltsenter	75 000	286
Oseberg D Slukket fakkell	8 500	43
Nytt kontroll/styresystem for turbiner og kompressorer på Statfjord A	3 500	15
Installere varmegjenvinningsenhet på turbiner på Statfjord A	34 000	50

<sup>1</sup> Estimert utslippsreduksjon de første 5 årene (fra år 2001), total beregnet utslippsreduksjon er 509 tusen tonn over 20 års levetid.

<sup>2</sup> Kilde er St meld nr 29 (MD, 1997-98).

<sup>3</sup> Det er tatt hensyn til at energiforbruket i forbindelse med injeksjon produserer en CO<sub>2</sub> mengde tilsvarende omtrent 10 % av den injiserte mengden gass

**CICERO Report 1999:2**  
 Utslipp til luft fra oljeindustrien: Tiltak, kostnader og virkemidler

Nytt kontroll/styresystem for turbiner og kompressorer på Statfjord B og C	7 400	29
Erstatte hydrokarbongass med nitrogen i avluftingsanlegg (MINOX-anlegg). Statfjord B og C	16 700	65
Lav-NOx teknologi på nye turbiner, Statfjord C	-	53
Reewheeling av 2. og 3. kompresjonstrinn, Statfjord C.	8 700	25
Utskifting av luftfilter på turbiner, Statfjord C	4 600	18
Omlegging av vanninjeksjonssystemet på Statfjord C	12 000	?
Gullfaks A og C: Slukket fakkell,	65 000	248
Nye filter på inntak turbiner på Gullfaks A og B	5 400	18
Gullfaks: Forbedret faklingsstrategi	38 000	193
Gullfaks: Redusert eksporttrykk GF-VF-T som følge av ny ledning	57 000	218
Redusert behov for trykkavlastning som følge av oppvarming av brønnstrømsrør, Gullfaks Satelitter fase 1 og 2	8 200	28
Gullfaks: Endret regulering av inntaksluft turbiner	500	2
Lav-NOx teknologi på ny turbin Gullfaks A	-	100
Gullfaks C: Nye filter på inntak turbiner Gullfaks C	2 100	7
Snorre: Kombikraftanlegg på Snorre B, elkabel til Snorre TLP	30 000	115
Snorre: Slukking av fakkell	17 000	87
Veslefrikk: Installasjon av eksos- kjele for damp- generering	2.800	60
Veslefrikk: Gassdrift dieselgeneratorer	0	662

## Appendiks B

# Mulige CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak i norsk oljeindustri

## B1 CO<sub>2</sub> – Norsk oljeindustri

Tabell 2 gir en oppsummering av de mest kostnadseffektive tiltakene som er angitt i tabell 3 og tabell 4. Det presiseres at ikke all den beskrevne teknologien er tilgjengelig for direkte implementering i dag.

**Tabell 2: Oppsummering av mulige CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak på deler av norsk sokkel med tiltakskostnad lavere enn dagens CO<sub>2</sub>-avgift.**

Tiltak	Gjennomsnittlig CO <sub>2</sub> -reduksjon (1000 tonn/år)	Tiltakskostnad bedrift (NOK/tonn CO <sub>2</sub> )
Brønnstrømsturbin:		
• Kristin	35	420
• Visund	15	570
• Kvitebjørn	30	280
Kombidampkraft Oseberg C	50	560
Veslefrikk gass med Huldra kondensat	> 45	210
Kombidampkraft Oseberg feltcenter	69	190
Kombidampkraft Visund	73	320
Luft-bunnsyklus ABC, Åsgard A	17	50
Samkjøring av feltgrupper; Snorre TLP og Snorre B, ingen gasseksport	59	285
Samkjøring av feltgrupper; Gullfaksfeltet, Kvitebjørn tilknyttet	110	310
Samkjøring med kraft fra land; helelektrifisering med kraftforsyning fra land (som ikke bidrar til CO <sub>2</sub> utslipp); Troll A og Troll C	1 300	555
Samkjøring med kraft fra land; helelektrifisering med kraftforsyning fra land (som ikke bidrar til CO <sub>2</sub> utslipp); Fram	216	450
<b>Total gjennomsnittlig CO<sub>2</sub> reduksjon</b>	<b>2 000</b>	

**Tabell 3: Mulige tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp på norsk sokkel ved bedring av energiutnyttelsen på enkeltinstallasjoner - detaljert oversikt (OLF, 1998).**

<b>CO<sub>2</sub> reduserende tiltak; Bedring av energiutnyttelsen på enkeltinstallasjoner (OLF, 1998):</b>	<b>Gj.sn. CO<sub>2</sub> reduksjon 1000 tonn/år</b>	<b>Total CO<sub>2</sub> reduksjon 1000 tonn</b>	<b>Tiltakskostnad bedrift<sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>	<b>Tiltakskostnad miljø<sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>
<b>Tiltak: Brønnstrømsturbin<sup>2</sup> (dette tiltaket kan gjennomføres parallelt med kombidampkraft/ABS:</b>				
• Kristin	35	270	420 – 550	280 - 370
• Visund	15	110	570 – 700	380 – 470
• Kvitebjørn	50	350	280 – 350	210 - 270
<b>Tiltak: Kombidampkraft</b> <b>Kategori A: Nedstengning av gassturbindrevet generator – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Oseberg C	50	800	560 – 690	290 – 360
• Veslefrikk	45	630	360 – 495	225 – 310
• Veslefrikk gass med Huldra kondensat	> 45 ?	630	210 – 340	130 – 215
• Gullfaks	71	1 000	700 – 800	430 – 500
• Gullfaks med tilknytning av Kvitebjørn	81	1 100	610 – 710	380 – 440
<b>Tiltak: Kombidampkraft</b> <b>Kategori C: Redusert gassturbinlast – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Oseberg Feltcenter	69	1 800	190 – 320	70 - 120
• Brage (ingen gasseksport)	29	320	1460	870
• Troll C (Troll B tilsvarende tall)	19	210	2160 – 2290	1290 – 1360
• Visund	73	1 310	320 – 450	160 - 220
<b>Tiltak: Kombidampkraft</b> <b>Kategori D: Redusert gassturbinlast – utløser behov for ny jacket for å få plass til nytt utstyr:</b>				
• Oseberg Sør	43	720	1270 – 1400	650 – 720
• Oseberg Øst (ingen gasseksport)	21	300	3160	1730
<b>Tiltak: Kombidampkraft</b> <b>Kategori E: Ny utbygging:</b>				
• Fram	29	580	540 – 670	250 - 310
<b>Tiltak: Luft-bunnsyklus, ABC<sup>3</sup></b> <b>Kategori A: Nedstengning av gassturbindrevet generator – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Oseberg C	46	650	530 – 660	290 – 360
• Oseberg Feltcenter	70	1 820	660 – 785	270 – 320

<sup>1</sup> Der salg av gass er mulig er tiltakskostnad er gitt for et tilfelle, et med gasspris på 30 øre/Sm<sup>3</sup> og et der verdien av gassen er satt lik 0. Dersom all gassen blir solgt, er det realistisk å oppnå en gasspris på minst 30 øre/Sm<sup>3</sup>, denne verdien er derfor valgt i grafiske fremstillinger. I beregning av tiltakskostnad miljø inngår totale CO<sub>2</sub> reduksjoner over feltets levetid, mens tiltakskostnad bedrift er beregnet ved å bruke diskonterte årlige CO<sub>2</sub> reduksjoner.

<sup>2</sup> Fremtidig teknologi som i dag anvendes innenfor andre områder.

<sup>3</sup> Fremtidig teknologi.

**CICERO Report 1999:2**

Utslipp til luft fra oljeindustrien: Tiltak, kostnader og virkemidler

<b>CO<sub>2</sub> reduserende tiltak; Bedring av energiutnyttelsen på enkelt-installasjoner (OLF, 1998):</b>	<b>Gj.sn. CO<sub>2</sub> reduksjon 1000 tonn/år</b>	<b>Total CO<sub>2</sub> reduksjon 1000 tonn</b>	<b>Tiltakskostnad bedrift <sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>	<b>Tiltakskostnad miljø <sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>
<b>Tiltak: Luft-bunnsyklus, ABC</b>				
<b>Kategori C: Nedstengning av gassturbindrevet generator – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Brage (ingen gasseksport)	19	210	1850	1100
• Troll C (Troll B tilsvarende tall)	19	210	1730 – 1860	1030 – 1110
• Visund	32	570	1360 – 1490	660 – 720
<b>Tiltak: Luft-bunnsyklus, ABC</b>				
<b>Kategori D: Nedstengning av gassturbindrevet generator – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Oseberg Sør	25	420	2260 – 2390	1130 – 1200
• Oseberg Øst (ingen gasseksport)	17	240	3790	2090
<b>Tiltak: Luft-bunnsyklus, ABC - kategori E:</b>				
<b>Nedstengning av gassturbindrevet generator – aktuelt på installasjoner med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Fram	23	460	630 – 760	270 – 330
• Åsgard A	17	350	50 – 180	20 – 90
<b>Tiltak: Oppgradering av gassturbiner:</b>				
• Troll B	176	880	820 – 950	410 – 480

**Tabell 4: Mulige tiltak for å redusere CO<sub>2</sub> utslipp på norsk sokkel ved bedring av energiutnyttelsen for grupper av installasjoner – detaljert oversikt (OLF, 1998).**

CO <sub>2</sub> reduserende tiltak; Bedring av energiutnyttelsen på grupper av installasjoner (OLF, 1998):	Gj.sn. CO <sub>2</sub> -reduksjon 1000 tonn/år	Total CO <sub>2</sub> -reduksjon 1000 tonn	Tiltakskostnad bedrift <sup>1</sup> NOK/t CO <sub>2</sub>	Tiltakskostnad miljø <sup>1</sup> NOK/t CO <sub>2</sub>
<b>Tiltak: Samkjøring av feltgrupper:</b>				
• Oseberg C, Oseberg Feltsenter, Oseberg Sør og to kabelforbindelser <sup>2</sup>	62	1 620	-90 – 490	-30 - 145
• Alle installasjoner i Oseberg-området unntatt Troll B, inkluderer 4 kabelforbindelser.	119	3 080	700 – 1340	360 - 680
• Haltenbanken gass	16	350	4130 – 4260	820 - 840
• Snorre TLP og Snorre B, ingen gasseksport	59	1 000	285	135
• Gullfaksfeltet gass	110	1 500	530 – 600	330 - 380
• Gullfaksfeltet, Kvitebjørn tilknyttet	110	1 500	310 – 390	200 - 240
<b>Tiltak: Samkjøring med kraft fra land. Helelektrifisering med kraftforsyning fra land.</b>				
<b>NB: Tallene representerer <u>kun</u> utslippsreduksjoner på sokkelen!</b>				
• Tampenområdet	1 300	29 900	1480 – 1605	625 - 680
• Osebergområdet	1 420	32 600	1160 – 1290	435 – 485
• Troll A og Troll C	1 300	30 000	555 – 680	175 - 215
<b>Delelektrifisering med kraftforsyning fra land.</b>				
<b>NB: Tallene representerer <u>kun</u> utslippsreduksjoner på sokkelen!</b>				
• Osebergområdet	700	19 800	1090 – 1190	430 – 470
<b>Helelektrifisering i Osebergområdet med kraftproduksjon offshore:</b>				
• Kraftverk med CO <sub>2</sub> fjerning	1 300	31 200	1010 – 1040	330 - 340
• Kraftverk uten CO <sub>2</sub> fjerning	700	15 800	1570 – 1700	520 - 560
<b>Helelektrifisering av enkeltplattformer med kraftforsyning fra land:</b>				
• Fram	216	3 900	450 – 540	220 – 260
• Visund	270	7 400	900 – 940	370 – 380
• Troll C	321	5 100	720 – 850	360 - 430

<sup>1</sup> Der salg av gass er mulig er tiltakskostnad er gitt for to tilfeller, et med gasspris på 30 øre/Sm<sup>3</sup> og et der verdien av gassen er satt lik 0. I beregning av tiltakskostnad miljø inngår totale CO<sub>2</sub> reduksjoner over feltets levetid, mens tiltakskostnad bedrift er beregnet ved å bruke diskonterte årlige CO<sub>2</sub> reduksjoner.

<sup>2</sup> En 15 MW dampeturbin er allerede vedtatt installert på Oseberg Feltsenter (OLF, 1998).



**CICERO Report 1999:2**

Utslipp til luft fra oljeindustrien: Tiltak, kostnader og virkemidler

<b>CO<sub>2</sub> reduserende tiltak; Bedring av energiutnyttelsen på grupper av installasjoner (OLF, 1998):</b>	<b>Gj.sn. CO<sub>2</sub>-reduksjon 1000 tonn/år</b>	<b>Total CO<sub>2</sub>-reduksjon 1000 tonn</b>	<b>Tiltakskostnad bedrift <sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>	<b>Tiltakskostnad miljø <sup>1</sup> NOK/t CO<sub>2</sub></b>
<b>Tiltak: Separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass.</b>				
<b>Kategori A: Installering på en eksisterende plattform med tilstrekkelig vekt og plassreserver:</b>				
• Oseberg Feltsenter med ett CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg	60	1 580	1160	500
<b>Tiltak: Separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass.</b>				
<b>Kategori B: Installering på en separat plattform ved siden av en eksisterende (gjelder kun for faste plattformer) og tilkople en turbin:</b>				
• Oseberg Sør	110	1 870	1050	550
• Oseberg Øst	96	1 350	1335	750
<b>Tiltak: Separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass.</b>				
<b>Kategori C: Installering på en separat plattform ved siden av en eksisterende (gjelder kun for faste plattformer) og tilkople to eller flere turbiner:</b>				
• Oseberg Feltsenter med tre CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg	180	4 760	945	410
• Brage	102	1 210	1800	1100
• Oseberg C	145	2 030	880	480
<b>Tiltak: Separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass.</b>				
<b>Kategori D: Anlegg installert på en nyutbygging:</b>				
• Fram	187	3 740	750	330

## B2 NMVOC – Norsk oljeindustri

Av alle de NMVOC tiltak som er listet i tabell 5, er tiltak om reduksjon av NMVOC utslipp på bøyelastere i Nordsjøen det eneste som er vedtatt fulgt opp per oktober 1998. Det arbeides med å få til en avtale, men tidsplanen for reduksjoner er fremdeles et forhandlingstema og derfor ikke endelig avgjort. Det er imidlertid klart at implementering av tiltak ikke vil skje så raskt som forutsatt i tabell 5 (Weidemann, 1998).

**Tabell 5: Oversikt over alternative, mulige tiltak og kostnadseffektivitet for reduksjon av NMVOC utslipp i norsk oljeindustri.**

Oversikt over alternative tiltak for å redusere NMVOC utslipp (SFT, 1997):	Forventet nivå uten tiltak 1999 (tonn)	Mulig utslippsreduksjon 1999 (tonn)	Tiltaks-kostnad (1000 kr/år)	Kostnads-effektivitet (NOK/kg NMVOC)
<b>Olje-og gassinretninger offshore:</b>	700			
• Gjenvinningskompressor for gass fra ventsystemet med reinjisering i prosessen		220	2 560	12
• Installering av atmosfærisk fakkel		400	8 660	22
• Nitrogen som teppe- og spylegass		75	550	7
<b>Lasting av råolje offshore, samlet utslipp norsk sokkel: <sup>1</sup></b>	183400			
• Tiltak på 20 bøyelasteskip, totalt norsk sokkel		128 406	38 380	0.3
• Tiltak på 15 bøyelasteskip, totalt norsk sokkel		96 300	28 780	0.3
<b>Lasting av råolje offshore, effekt sør for 62 °N:</b>	(142400)			
• Tiltak på 20 bøyelasteskip (effekt sør for 62 °N)		99 700	38 380	0.4
• Tiltak på 15 bøyelasteskip (effekt sør for 62 °N)		74 800	28 780	0.4

<sup>1</sup> Prognose fra MD (1997-98) antar at 70 % gjenvinning av indirekte CO<sub>2</sub> utslipp fra bøyelasting av råolje vil gi en utslippsreduksjon på 400 000 tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter i forhold til prognosen for år 2010.

## Appendiks C

# Mulige tiltak i andre sektorer i Norge

## C1 CO<sub>2</sub> – Andre sektorer i Norge

**Tabell 6: Foreslåtte og mulige myndighetsinitierte CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak i Norge.**

Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO <sub>2</sub>	Utslippsreduksjon 1000 tonn CO <sub>2</sub> /år	Kostnads-effektivitet NOK/tonn CO <sub>2</sub>	Kommentarer
<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub> - avgift i sektorer og virksomheter som i dag ikke er pålagt avgift.</li> </ul>	1 500	125 <sup>1</sup>	St meld nr 29 (MD, 1997-98)
<ul style="list-style-type: none"> <li>Innføring av CO<sub>2</sub> - avgift i anvendelser der dette i dag ikke beregnes, inkl. auto-dieselavgift for busser.<sup>2</sup></li> </ul>	600	100 <sup>1</sup>	Reduksjon på kort sikt. St prp nr 54 (FTD, 1997-98)
	2 000		Reduksjon på lang sikt, antatt forbedret prosess teknologi og avvikling av kompensjonsordning knyttet til CO <sub>2</sub> avgiften. St prp nr 54 (FTD, 1997-98)
<ul style="list-style-type: none"> <li>Økt CO<sub>2</sub> avgift.</li> </ul>	3 000 <sup>3</sup>	200 <sup>1</sup>	Dersom avgiften ikke kompenseres. Deler av produksjonen vil trolig bli ulønnsom og lagt ned, noe som igjen vil medføre omstillingskostnader for samfunnet (MF 1997-98).
<b>Sjøfart og fiske:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Motor- framdrift og fartøyt tekniske tiltak; endre skrogform, mer effektive propeller, motor-forbedringer.</li> <li>Driftstekniske tiltak.</li> <li>Drivstoff- og energitekniske tiltak.</li> <li>Spesielle tiltak mot fiskeflåten.</li> </ul>	1 200 <sup>4</sup>	Generelt lave investeringskostnader.	St meld nr 29 (MD, 1997-98)

<sup>1</sup> Det understrekes at dette er en avgift. Det betyr at avgiftsnivået ikke direkte tilsvarer en kostnadseffektivitet som kan beregnes for konkrete teknologisk rettede tiltak.

<sup>2</sup> Denne avgiften ble vedtatt i revidert nasjonalbudsjett 1998 for diverse mineralolje produkter innenfor luftfarten, godstransport i innenriks sjøfart, og supplyflåten. For disse næringene skal avgiften tre i kraft per 1. Januar 1999. Kystfiske, prosessindustrien, og utvidelse av avgiften til 100 kr/ tonn for treforedlings- og sildemelsindustrien er så langt holdt utenfor.

<sup>3</sup> Utslippsreduksjonen er beregnet i CO<sub>2</sub> ekvivalenter for år 2010 og er basert på en tiltaksrettet analyse utført av SFT (MD 1997-98). Analysen har vurdert utslippene fra produksjon av sement, aluminium, ferrolegeringer, ammoniakk, silisiumkarbid og utslipp fra raffinerier.

<sup>4</sup> Anslag basert på 30 % reduksjon av totalt CO<sub>2</sub> utslipp fra sjøfart i 1996.

**Tabell 7: Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> fra prosessindustrien i Norge.**

Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO <sub>2</sub> fra prosessindustrien	Utslippsred. 1000 tonn CO <sub>2</sub> /år	Kostnads-effektivitet NOK/tonn CO <sub>2</sub>	Kommentarer
Ferrolegeringer (ECON, 1998): <ul style="list-style-type: none"> <li>Tiltak Elkem Sauda</li> <li>Øke bruken av biokarbon til 20-40%</li> <li>Energigjenvinning</li> </ul>	200	Ukjent  170 – 285  200	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realisering avh. Av krafttilgang på "akseptable vilkår"</li> <li>Mulig utslippsreduksjon i utlandet ikke inkludert, tiltak kan gjøre drift ulønnsom</li> <li>Forutsatt at kraften erstatter kull og prod.kostn. for kraften på 15-18 øre/kWh.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Raffinerier (ECON, 1998)</li> </ul>	115	5 – 550 (150 veiet snitt)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sement; erstatte kull med avfall (ECON, 1998)</li> </ul>	270	480 + ?	Forutsetter at bruk av avfall som brensel betraktes som CO <sub>2</sub> nøytralt
<ul style="list-style-type: none"> <li>Avtale med aluminiums-industrien (MD 1997-98).</li> </ul>	2 000	?	Reduksjonene er gitt i CO <sub>2</sub> ekvivalenter, den vil i vesentlig grad komme som følge av reduserte utslipp av PFK.

**Tabell 8: Mulige tiltak for å redusere utslipp av CO<sub>2</sub> fra andre sektorer i Norge.**

Mulige CO <sub>2</sub> tiltak	Utslippsred. 1000 tonn /år	Kostnads-effektivitet NOK/tonn CO <sub>2</sub>	Kommentarer
Øke CO <sub>2</sub> opptak i skog: Skogreising og treslags-skifte <sup>1</sup> (ECON, 1998)	500	80 - 110 <sup>2</sup>	Antatt gjennomsnittlig årlig effekt for måleperioden 2008 – 2012. Disse investeringene vil i tillegg bidra til å oppfylle målsetningene i flere tiår etter 2012.
Energigjennomførings-tiltak i skolen (MD 1997-98).	20	Lav	Miljølæreprogram (MEIS) i skolen, antatt at alle skoler gjennomfører programmet

<sup>1</sup> Skogreising og treslagskifte kan ha uheldige konsekvenser for naturmiljøet. Eksempler er endret biologisk mangfold, endret landskapsbilde, forsuring av jordsmonn og redusert tilgjengelighet (MD 1997-98).

<sup>2</sup> I beregninger utført av ECON (1997) varierer tiltakskostnadene fra 30 kr per tonn CO<sub>2</sub> dersom en ikke tar hensyn til tidsperspektivet, til 80 – 110 kr per tonn CO<sub>2</sub> med en neddiskonteringsfaktor på 7 % (som er sagt å være høyt for investeringer i skogbruk).

## C2 CH<sub>4</sub> - Andre sektorer i Norge

**Tabell 9: Oversikt over planlagte og mulige tiltak for å redusere utslipp av CH<sub>4</sub> i Norge.**

Oversikt over tiltak for å redusere utslipp av CH <sub>4</sub>	Utslippsreduksjon CO <sub>2</sub> -ekvivalenter (1000 tonn)	Kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO <sub>2</sub> ekvivalenter)
Innføring av (FTD, 1997-98): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sluttbehandlingsavgift på avfall.</li> <li>• CO<sub>2</sub> avgift og sluttbehandlings-avgift.</li> </ul>	1 200 <sup>1</sup> 3 200 <sup>1</sup>	?
<b>Redusert avfallsproduksjon</b>	Antatt at mange lite kostnadskrevende tiltak finnes (ECON, 1998)	
<b>Endret avfallshåndtering:</b> Forbrenning <sup>2</sup> (ECON, 1998): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Forbrenning av papiravfall fra husholdningene i stedet for deponering.</li> <li>• Forbrenning av våtorganisk matavfall</li> </ul>	2 000	< 100
<b>Gjenvinning og kildesortering</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gjenvinning av papiravfall fra bedriftene</li> <li>• Gjenvinning fra emballasje- og andre industrier<sup>3</sup></li> </ul>	Minimale utslipp  Stor reduksjon  ?	60  50 – 100  ?
<b>Deponering</b> (ECON, 1998): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Deponering av plastavfall</li> <li>• Deponere papir fra husholdningene på deponier med gassoppsamlings-anlegg i stedet for på gamle deponier.</li> <li>• Deponigassanlegg som dekker 70 % av deponert mengde og samler opp 50 % av gassen på disse.</li> <li>• Kombinasjon av deponigassanlegg og jorddekke.</li> </ul>	50 %  35 %  75 %	40  < 100  ?
Deponering; effekt av metanuttak på fyllinger basert på anslag fra SFT (MD 1997-98): <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gjennomsnittlig effekt i dag.</li> <li>• Forventet effekt omkring 2010 (basert på teknologiske forbedringer).</li> </ul>	20 %  30 – 40 %	
Redusere utslipp fra avfallsdeponier og søppelfyllinger (CICERO, 1998a) <sup>4</sup> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Oppsamling av metan for forbrenning og varmeproduksjon (eks. Fjernvarme)</li> <li>• Avfallsbehandling for å redusere metanproduksjon.</li> </ul>	600 – 1200	35 - ?

<sup>1</sup> Utslippsreduksjon i år 2010 i forhold til referansebanen.

<sup>2</sup> Kostnaden ved forbrenning kan være overvurdert siden beregningene ikke inkluderer at energigjenvinning ved forbrenning kan erstatte bruk av fossilt brensel og dermed redusere klimagassutslippene. Beregningene er basert på relativt gamle data, og tar derfor ikke hensyn til ny teknologisk utvikling av forbrenningsanlegg (ECON, 1998).

<sup>3</sup> Miljøverdepartementet har inngått avtaler med emballasjebransjen om reduksjon, innsamling og gjenvinning av emballasjeavfall av kartong, drikkekartong, brunt papir, plast og metall. Tilsvarende system kommer på plass for elektrisk- og elektronisk avfall gjennom avtale og forskrift fra mars 1998. Norske Skog har forpliktet seg til å bygge et avsvertningsanlegg for returpapir med planlagt driftsstart i år 2000 (MD 1997-98).

<sup>4</sup> Referansen understreker at anslagene er usikre. Detaljspesifisering av hva tiltaket omfatter er ikke angitt.

### C3 NMVOC - Andre sektorer i Norge

**Tabell 10: Mulige tiltak for å redusere utslipp av NMVOC i Norge.**

<b>Oversikt over tiltak for å redusere utslipp av NMVOC (SFT, 1997):</b>	<b>Forventet nivå uten tiltak 1999 (tonn)</b>	<b>Mulig utslippsreduksjon 1999 (tonn)</b>	<b>Tiltaks-kostnad (1000 kr/år)</b>	<b>Kostnads-effektivitet (NOK/kg NMVOC)</b>
<b>Olje-og gass på land</b>				
• Råoljeterminaler (Mongstad) <sup>1</sup>	6 090	3 650	24 270	6.6
• Gassterminaler (Kårstø inkl. Gass fra Åsgard)	1 780	1 600	9 340	5.8
• Raffinerier (Statoil Mongstad, Esso Slagen, Shell på Sola)	16 060	7 500	8 590	1.1
<b>Totalt</b>	<b>23 930</b>	<b>12 750</b>	<b>42 200</b>	<b>3.3</b>
• Reduksjon av løsemiddelutslipp fra industrielle prosesser	5 440	3 110	9 090	2.9
Trinn 2 på bensinstasjoner, tiltak mot fordampning av bensin. To alternativer for implementering av tiltak:	2 700			
1. Implementert på all bensinstasjoner med årlig bensingjennomstrømning over 1500 m <sup>3</sup>	(1 593)	1115	14 913	13.4
2. Implementert på alle bensinstasjoner med årlig bensingjennomstrømning over 2500 m <sup>3</sup>	(531)	372	2 451	6.6
Stimulere til økt bruk av motorvarmer på personbiler for å redusere utslipp fra kaldstart <sup>2</sup>	13 190	4 490	57 200	12.8

<sup>1</sup> Tiltaket forventes å kunne ha økt effektivitet etter 1999 fordi tiltaket også krever ombygging av båter som laster råolje

<sup>2</sup> Tiltaket er forventet å gi økt effekt etter 1999 ved økt bruk av motorvarmer, større andel av biler med katalysator vil også øke effekten av tiltaket. Tiltaket har redusert utslipp av CO og minsket forbruk av drivstoff under oppstart før motoren er varm som sekundæreffekter.

## Appendiks D

# Mulige tiltak i andre land

### D1 CO<sub>2</sub> – Andre land

**Tabell 11: Felles gjennomføringsprosjekter for CO<sub>2</sub> reduksjon (CICERO, 1998).**

FG Tiltak	Partnerland		Gj. sn. CO <sub>2</sub> -reduksjon (1000 tonn CO <sub>2</sub> /år)	NOK/ t CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Merknader
	Vert	Investor			
<b>Bytte av brensel:</b>					
• Decin	Tjek. Rep.	USA	22	34	
• Kull til gass	Polen	Norge	142	80 – 320 450 670 – 900	High efficiency gas boilers Condensing boiler Housing projects
<b>Energi-effektivitet:</b>					
• Renere elektrisitet og varme-produksjon	Romania	Nederland	220	7	Veldig lave transaksjons-kostnader for dette prosjekt
• Bærekraftig energistyring	Burkina Faso	Norge	242	12	Kostn. inkluderer AIJs kostnader tilsvarende 2,4 mill. USD, ikke 18 mill. USD (totalrammen for prosjektet).
• Ungarske kommuner og brukere	Ungarn	Nederland	12	128	
• Høyeffektiv belysning (ILUMEX)	Mexico	Norge	118	0 – 240	Totalpris og pris per tonn CO <sub>2</sub> avhenger av anvendt beregningsmetode.
• Vöru Fjernvarme	Estland	Sverige	4	158	
<b>Fornybar energi:</b>					
• Baisogale Kjelbytte	Litauen	Sverige	11	43	
• Aluksne Kjel bytte	Latvia		25	24	
• Balvi Kjel bytte			13	23	
• Daugavgriva Kjel bytte			13	70	
• Geotermisk Energi utvikling i Nicaragua	Nicaragua	USA	528	105	Pris inkl. alle kap.kostn., rente under konstruksjon, forsikring, oppstart-kostnader.
			528	105	

<sup>1</sup> Tiltakskostnader er regnet om fra USD basert på en kronekurs på 7.5 NOK/USD.

**CICERO Report 1999:2**  
 Utslipp til luft fra oljeindustrien: Tiltak, kostnader og virkemidler

FG Tiltak	Partnerland		Gj. sn. CO <sub>2</sub> - reduksjon (1000 tonn CO <sub>2</sub> /år)	NOK/ t CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Merknader
	Vert	Investor			
• Varena Kjel bytte	Litauen	Sverige	20	56	
• Vienybe Kjel bytte			14	40	
• Jurmala Kjel bytte			9	70	
• Haabneme Kjel bytte	Estland		12	43	
• Paldiski Kjel bytte			8	11	
• Tartu-Aardla Kjel bytte			10	63	
• Viljandi Kjel bytte			10	56	
• Vöru Kjel bytte			1	50	



Tabell 12 viser eksempler på skogprosjekter for felles gjennomføring. Det understrekes at estimater av effekten av skogprosjekter er beheftet med stor usikkerhet.

**Tabell 12: Skogprosjekter for CO<sub>2</sub>-binding ved felles gjennomføring (FG) (CICERO, 1998).**

FG tiltak	Partnerland		Gj. sn. CO <sub>2</sub> -binding (1000 tonn CO <sub>2</sub> /år)	Pris (NOK / tCO <sub>2</sub> )	Merknader
	Vert	Investor			
Nyplanting	Costa Rica	USA	870	-2.5	Inntekter i form av støtte fra myndighetene, tømmersalg og økoturisme
	Russland		7.3	1.0	Prosjekterte kostnader, inkludert både prosjektutvikling og gjennomføring
Skogbevaring	Costa Rica	Nederland	84	1.6	
	Tsjekkia		655	6.5	
	Indonesia	USA	5.2	2.9	Kostnad per tonn CO <sub>2</sub> er rapportert estimat.
	Belize		120	1.0	Kostnadsestimat (1997) for investering over en tiårsperiode. Prosjektet forutsettes å være selvfinansierende etter dette.
Gjenplanting	Panama	USA	2.3	131	Kostnader er investeringskostnader over de første 7 årene. Etter år 7 antas plantasjonen å være selvfinansierende gjennom tømmersalg.
	Costa Rica		180	3.1	Kostnader inkluderer utvikling og implementering av prosjektet. Inntekter forventes fra salg av tømmer.
	Costa Rica	Norge	34	8	Kostnad per tonn CO <sub>2</sub> er regnet ut på basis av aktuelle prosjektkostnader. Prosjektbeskrivelsen oppgir 10 USD/tonn C (2,72 USD/tonn CO <sub>2</sub> ) basert på avtale om en FG-investering på 2 millioner USD for en binding på 200 000 tonn C.

FG tiltak	Partnerland		Gj. sn. CO <sub>2</sub> -binding (1000 tonn CO <sub>2</sub> /år)	Pris (NOK / tCO <sub>2</sub> )	Merknader
	Vert	Investor			
Gjenplanting	Mexico	USA	1 800 - 40 000	17 – 84	Angitte kostnader er kun for prosjektutvikling. Kostnad per tonn CO <sub>2</sub> estimert i prosjektbeskrivelsen basert på middels produksjonsintensitet og en diskonteringsrate på 5%.
	Russland	USA	14	3.1	Kostnader basert på leasing av land og overvåkning av prosjektet.
Rehabilitering	Costa Rica	USA	363	6	
Bevaring /gjenplanting	Costa Rica		80	5.5	Tall fra Face (1 NLG = 0,48 USD)
Nyplanting	Nederland	(Face)	30	11	" "
Gjenplanting /rehabilitering	Tsjekkia	(Face)	83	4.9	" "
Gjenplanting /foryngelse i gjennomhogd skog	Malaysia	(Face)	185	1.0	Tall fra Face (1 NLG = 0,48 USD)
	Ecuador	(Face)	1 400	1.0	" "
Gjenplanting /rehab. av nasjonal-park	Uganda	(Face)	285	0.4	" "

## D2 CH<sub>4</sub> - Andre land

Tabell 13: Mulige tiltak for reduksjon av CH<sub>4</sub> utslipp.

Tiltak for å redusere utslipp av CH <sub>4</sub> Ref: CICERO(1998)	Tiltakskostnad NOK/tonn CO <sub>2</sub> -ekvivalent	Reduksjons-/ bindingspotensial
Felles Gjennomføring: Prosjekteksempel, godkjent av nasjonale myndigheter). <ul style="list-style-type: none"> <li>Samle og forbrenne metan</li> </ul> Russland: Anvende metan fra gjødsel og søppel som energivare	40	Levetid 10 år

# ***This is CICERO***

CICERO was established by the Norwegian government in April 1990 as a non-profit organization associated with the University of Oslo.

The research concentrates on:

- International negotiations on climate agreements. The themes of the negotiations are distribution of costs and benefits, information and institutions.
- Global climate and regional environment effects in developing and industrialized countries. Integrated assessments include sustainable energy use and production, and optimal environmental and resource management.
- Indirect effects of emissions and feedback mechanisms in the climate system as a result of chemical processes in the atmosphere.

Contact details:

CICERO  
P.O. Box. 1129 Blindern  
N-0317 OSLO  
NORWAY

Telephone: +47 22 85 87 50  
Fax: +47 22 85 87 51  
Web: [www.cicero.uio.no](http://www.cicero.uio.no)  
E-mail: [admin@cicero.uio.no](mailto:admin@cicero.uio.no)

