Reduksjon av klimagassutslipp i Norge

En tiltaksanalyse for 2010 og 2020

Versjon 2 - September 2005

TA-2121/2005
ISBN 82-7655-269-2

Forord

SFTs tiltaksanalyse for å redusere utslipp av klimagasser ble utgitt i 2000. En oppdatert klimatiltaksanalyse har vært etterspurt av sentrale aktører i næringsliv og samfunnsliv.

I stor grad er det vedtatt virkemidler for de nasjonale klimagassutslippene. Tiltaksanalysen for klimagasser vil derfor først og fremst ha nytte ved å være underlag for endringer i eksisterende virkemiddelbruk og i arbeidet med utforming av framtidige internasjonale utslippsforpliktelser. I den forbindelse er det hensiktsmessig å se flere forpliktelser om utslippsreduksjoner i sammenheng.

Statens forurensningstilsyn har lang erfaring med å utarbeide tiltaksanalyser for reduksjon av utslipp av blant annet SO_2, NO_x, VOC og klimagasser. Slike analyser har vært viktig underlag for oppfølging av internasjonale klima- og sur nedbør avtaler. Tiltak rettet mot både klimagasser og "tradisjonell" luftforurensning kan gi mer effektive utslippsreduksjoner i form av lavere samlede kostnader og større nytteeffekter. Det er ønskelig å inkludere flest mulig av slike sideeffekter av klimatiltak. I denne analysen er klimatiltakenes effekt på utslipp av NOx og partikler (PM_{10}) inkludert.

Denne rapporten er en statusrapport som sammenfatter best tilgjengelige kunnskap om kostnader ved reduksjon av klimagasser. SFT vil oppdatere og justere dette materialet når det foreligger ny kunnskap. Oppdaterte beregninger og analyser vil gjøres tilgjengelig på www.sft.no/klima

SFT, Oslo, september 2005

Ingrid Bjotveit
Direktør i næringslivsavdelingen

Innhold

1. Sammendrag 6

2. Innledning 11
2.1 Hensikt med oppdatering og utvidelse av klimatiltaksanalysen 11
2.2 Hvordan kan klimatiltaksanalysen brukes? 12
2.3 Organisering av arbeidet 13

3. Metode og forutsetninger 14
3.1 Beskrivelse av tiltak 14
3.2 Beregning av årlige utslippsreduksjoner 14
3.3 Beregning av årlige merkostnader og kostnadseffektivitet 15
3.4 Kostnadskurver, marginalkostnader og rangering av tiltak 16
3.5 Skalering av tiltak 16
3.6 Innhenting av tiltaksdata 17
3.6.1 Landbasert industri 17
3.6.2 Oljeindustrien offshore 17
3.6.3 Veitrafikk 17
3.6.4 Energi 18
3.6.5 Skip og fly 18
3.6.6 Landbruk 18
3.6.7 Avfall 18
3.7 Framskriving av utslipp i tiltaksanalysen 18
3.8 Andre forutsetninger 19
3.8.1 Utslipp ved elektrisitetsproduksjon 19
3.8.2 Energipriser og avgifter 20
3.8.3 Verdsetting av sideeffekter 23
3.8.4 Andre forutsetninger 25
3.8.5 GWP-verdier og sammenligninger mellom klimagasser 26

4. Historiske utslipp og referansebane for 2010 og 2020 27
4.1 Historiske utslipp og viktige kilder 27
4.1.1 Utslipp av karbondioksid (CO_2) 28
4.1.2 Utslipp av metan (CH_4) 29
4.1.3 Utslipp av lystgass (N_2O) 29
4.1.4 Utslipp av perfluorkarboner (PFK) 29
4.1.5 Utslipp av hydrofluorkarboner (HFK) 29
4.1.6 Utslipp av svovelheksafluorid (SF_6) 30
4.2 Referansebane for 2010 og 2020 30

5. Muligheter for innenlands reduksjon av klimagasser 33
5.1 Utslippsreduksjon og kostnadsvurdering for de enkelte sektorer 33
5.1.1 Tiltak i petroleumssektoren 33
5.1.2 Tiltak for landbasert industri 34
5.1.3 Tiltak for CO_2–separering 36
5.1.4 Tiltak for stasjonær energibruk og -produksjon 38
5.1.5 Tiltak i transportsektoren 40
5.1.6 Tekniske tiltak på skip og fly 44
5.1.7 Tiltak for avfallssektoren 44

5.1.8 Tiltak i landbruket ... 45
5.1.9 Tiltak som ikke er utredet i denne rapporten ... 46
5.1.10 Netto nytte ... 47
5.2 Sammenstilling av kostnadsberegnede tiltak ... 49
5.3 Ytterligere teknisk potensial for reduksjon av klimagasser mot 2020 ... 56
5.3.1 Oppsummering ... 56
5.3.2 Industrien ... 56
5.3.3 Mobile kilder ... 57
5.3.4 Landbruk ... 58
5.3.5 Avfall ... 59
5.3.6 Energisektoren ... 59

6. Hovedresultater ... 60
6.1 Utslippsreduksjoner og kostnader fram mot 2020 ... 60
6.2 Utslippsreduksjoner og kostnader fram mot 2010 ... 62
6.2.1 Forholdet til Kyotoprotokollen ... 65

7. Usikkerhet og følsomhetsvurdering ... 67
7.1 Utslippsregnskapet og framskrivninger ... 67
7.2 Utslippsreduksjonenes størrelse og ikke utredede tiltak ... 68
7.3 Kostnadsberegningene og aggregering av kilder ... 69
7.3.1 Usikkerhet knyttet til bruk av CO_2 til deponering og til økt oljeutvinning ... 70
7.3.2 Usikkerhet knyttet til tekniske tiltak på kjøretøy ... 71
7.4 Andre eksterne virkninger av reduserte utslipp ... 73
7.5 Samlet kvalitativ vurdering av usikkerheten i analysen ... 74
7.6 Samlet kvalitativ følsomhetsvurdering ... 74

Referanser ... 76

Tabeller

Tabell 1: Kalkulasjonsrente for beregning av kapitalkostnader ... 15
Tabell 2: Antatt energipris for 2010 og 2020 ... 20
Tabell 3: CO_2-avgiften på fossile brensler per 1. januar 2005, anvendelser og sektorer med reduserte avgifter eller fritak for avgiften er angitt ... 22
Tabell 4: Andre energirelaterte miljøavgifter per 1. januar 2005 ... 23
Tabell 5: Avgift for sluttbehandling, avfallsforbrenning og drikkeemballasje per 1. januar 2005 ... 23
Tabell 6: Marginale skadekostnader tilgjengelige fra LEVE-prosjektet. Skraverte felter angir koblinger som ikke er relevante ... 24
Tabell 7: Globalt oppvarmingspotensial (GWP) med tidshorisontene 20, 100 og 500 år for noen utvalgte gasser som omfattes av Kyoto-avtalen. 100 år brukes i denne analysen ved omregninger fra tonn utslippskomponent til tonn CO_2-ekvivalenter ... 26
Tabell 8: Framskrivninger for utslippet av klimagasser for årene 2005 og 2010, samt utslipp i 1990 og 1997. Framskrivningen er inklusive gasskraftverk ... 31
Tabell 9: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad 2010 (ikke skalert, jamfør avsnitt 3.5) ... 50
Tabell 10: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad 2020 (ikke skalert, jamfør avsnitt 3.5 ... 52
Tabell 11: Alle tiltak med reduksjonspotensial over 100 000 tonn CO_2-ekvivalenter - rangert etter reduksjonspotensial 2010 (ikke skalert, jamfør avsnitt 3.5) ... 54
Tabell 12: Alle tiltak med reduksjonspotensial over 100 000 tonn CO_2-ekvivalenter - rangert etter reduksjonspotensial 2020 (ikke skalert, jamfør avsnitt 3.5) ... 55
Tabell 13: Kostnader ved innblanding av biodrivstoff ved høy råoljepris 2010 og 2020 ... 73

Figurer

Figur 1: Referansebane for utslipp av klimagasser fram til 2020 7
Figur 2: Utslipp av klimagasser og virkning av mulige tiltak i 2020 8
Figur 3: Utslipp av klimagasser og virkning av mulige tiltak i 2010 10
Figur 4: Samlet utslipp av klimagasser i 2003 fordelt etter sektorer 27
Figur 5: Samlet utslipp av klimagasser fordelt etter sektorer fra 1990 – 2002 28
Figur 6: Samlet utslipp av CO_2 fordelt etter sektorer fra 2003 28
Figur 7: Forventet utvikling i utslipp av klimagasser fram til 2010 og 2020 i prosent av 1990. Stolpene angir utslipp med og uten gasskraftverk i referansebanen 32
Figur 8: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak på norsk sokkel med kostnad lavere enn 1000 kroner/tonn CO_2-ekvivalent 34
Figur 9: Utslipp av flourholdige gasser (PFK, SF6, HFK) fra 1990 til 2003 35
Figur 10: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i prosessindustrien i 2010. Tiltak med marginalkostnader lavere enn 500 kroner/tonn CO_2-ekvivalent 36
Figur 11: Kostnadskurve bruk av CO_2 til økt oljeutvinning i 2020 inkludert CO_2- fangst fra store landbaserte industrikilder 37
Figur 12: Kostnadskurve for stasjonær energiproduksjon og –bruk 2010. Tiltak med kostnad lavere enn 200 kroner/tonn CO2-ekvivalent. Reduksjon opp til 1,3 millioner tonn er samfunnsøkonomisk lønnsomme (ikke skalert) 39
Figur 13: Reduksjonspotensial for stasjonær energiproduksjon og –bruk 2020 39
Figur 14: Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2010 fra tiltak knyttet til areal og transportplanlegging 41
Figur 15: Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2020 fra tiltak knyttet til areal og transportplanlegging 42
Figur 16: Kostnader ved reduksjon av klimagassutslipp i 2010 fra tiltak på kjøretøy 42
Figur 17: Kostnader ved reduksjon av klimagassutslipp i 2020 fra tiltak på kjøretøy 43
Figur 18: Alle tiltak i avfallssektoren. Kostnader for 2010 og 2020 45
Figur 19: Utslippsreduksjon ved gjennomføring av tiltak innen landbruk i 2010 og i 2020 .. 46
Figur 20: Kostnadskurve med og uten nyttevirkning for 2010. Tiltak på norsk sokkel med kostnad opp til 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent 49
Figur 21: Kostnadskurve for 2020 med marginale (kroner/tonn CO2-ekv.) og akkumulerte årlige merkostnader 61
Figur 22: Utslipp av klimagasser: Referansebane, tiltak opp til 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent og teknisk potensial 62
Figur 23: Virkning av utredede tiltak fram til 2010 63
Figur 24: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Alle tiltak. Marginalkostnaden kan avlese på venstre y-akse og akkumulert årlig kostnad kan avleses på høyre akse 65
Figur 25: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak med kostnad lavere enn 500 kroner/tonn CO_2-ekvivalent 65
Figur 26: Eksempel på usikkerhet ved beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved EOR på et norsk oljefelt. 71
Figur 27: Dieselpris med avgifter (uten moms) og uten avgifter og kostnadseffektivitet for reduksjon i utslippet av CO_2-ekv som funksjon av råoljepris 72
Figur 28: Etanolpris (Brasil), bensinpris med avgifter (uten moms) og uten avgifter og kostnadseffektivitet for reduksjon i utslippet av CO_2-ekv som funksjon av råoljepris 72

1. Sammendrag

Om rapporten

Rapporten gir en sammenstilling av eksisterende kunnskap om mulige tiltak som kan gjennomføres i Norge for å redusere utslippene av klimagasser fram mot 2010 og 2020. Tiltaksanalysen tar utgangspunkt i kjent kunnskap om teknologi og vurderer nye muligheter for utslippsreduksjoner med tilhørende kostnader og nyttevirkninger. Den er en oppdatering av SFT rapport 1708/2000 ”Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – En tiltaksanalyse for 2010”.

Hovedformålet er å vise omfanget av kostnadseffektive tiltak som kan iverksettes for å redusere Norges utslipp av klimagasser. Tiltakene som er analysert er rangert etter kriteriet ”kostnad per enhet utslippsreduksjon”. En slik rangering gir informasjon om reduksjonspotensialet ved gjennomføring av tiltak etter stigende kostnad, og vil kunne gi nyttig informasjon ved valg av nye virkemidler. Analysen gir imidlertid ingen konkrete råd om hvilke virkemidler som bør innføres for å utløse de aktuelle tiltakene.

Rapporten inneholder:

- Referansebane for utslipp fram mot 2020, som er en framskrivning av utslipp uten nye tiltak og virkemidler.
- Årlige kostnader og marginale kostnader for gjennomføring av tiltak fram mot 2010 og 2020.
- Liste over ulike typer tiltak rangert etter kostnader og reduksjonspotensial.
- Estimat av mulig teknisk potensial for reduksjoner fram mot 2020 ved tiltak som anses som teknisk mulige, men som ikke er kostnadsestimert.

Analysen inkluderer også en beregning av klimatiltakenes sidevirkninger på utslippene av NO_X og svevestøv (PM_{10}). Der det har vært mulig er nyttevirkningene av redusert utslipp av NO_X og PM_{10} verdsatt. For tiltak knyttet til transportplanlegging er det også gjennomført beregninger som inkluderer verdsetting av tid, ulykker og støy.

Klimaproblemet og Kyotoprotokollen

Menneskeskapte klimaendringer er det mest alvorlig miljøproblemet verden står ovenfor. I følge FNs klimapanel (IPCC) sin tredje hovedrapport forventes den global middeltemperaturen å øke med 1,4 - 5,8 ºC de neste 100 år.

For å avgrense den globale temperaturstigningen til 2 ºC konkluderer IPCC at de globale utslippene må reduseres med 50-80 prosent i løpet av de neste 50 årene. Dette reduksjonsspennet er i samme størrelsesorden som nå er vedtatte som nasjonale reduksjonsmål for enkelte andre industriland som Sverige, Tyskland, Frankrike og Storbritannia. I februar 2005 nedsatte regjeringen et utvalg for å utrede ulike scenarier for hvordan et "lavutslippssamfunn" for klimagasser kan utvikles i løpet av en 50-årsperiode. Utvalget skal legge til grunn det samme reduksjonsspennet på 50-80 prosent innen 2050.

Kyoto-avtalen er et første forsiktig skritt som vil kunne redusere industrilandenes utslipp med opp mot 5 prosent innen 2012. Avtalen krever at Norges utslipp ikke skal øke med mer enn 1 prosent i perioden 2008-2012 i forhold til utslippene i 1990. Dette innebærer at utslippene ikke skal overstige 50,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter per år i perioden 2008-2012. Deler av Norges utslippsforpliktelse kan imidlertid dekkes gjennom kjøp av kvoter i andre land.

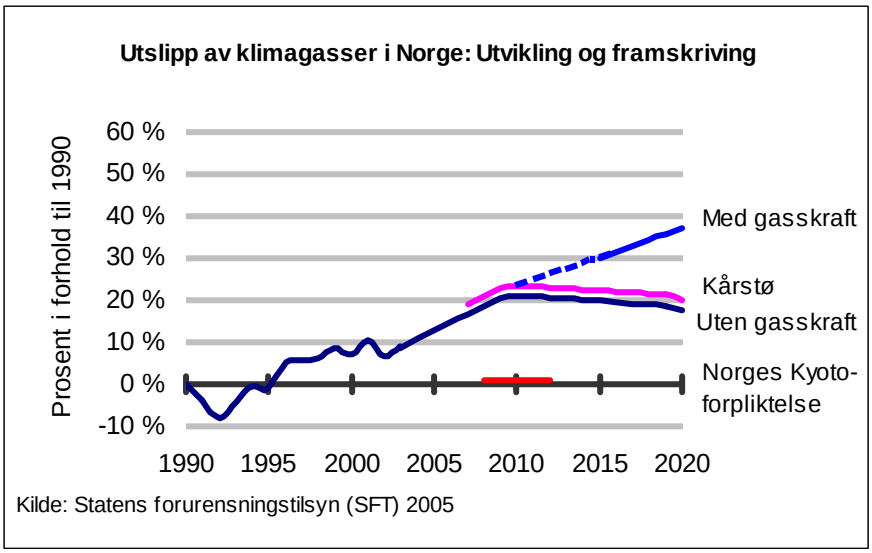
Det er forventet sterk vekst i de norske klimagassutslippene
Uten nye tiltak og virkemidler vil de norske utslippene fram til 2010 forventes å ligge 11 millioner CO_2-ekvivalenter over 1990-nivået, mens de i 2020 forventes å være nær 19 millioner tonn over 1990-nivået. Denne framskrivningen, som SFT har utarbeidet, bygger på et makroøkonomisk forløp nær opp til referansebanen i Regjeringens Perspektivmelding. SFTs framskriving forutsetter gjennomføring av alle vedtatt og implementerte virkemidler, samt de reduksjoner som industrien har gjennomført frivillig[1]. Uten disse tiltakene ville trolig utslippene i 2010 kunne ha blitt 7-10 millioner tonn høyere, jf. Norges tredje nasjonale rapport til Klimakonvensjonen (Miljøverndepartementet, 2002).

Utslippsveksten fram til 2020 er følsom for om det bygges gasskraftverk uten CO_2-håndtering, se kapittel 4.2. I SFTs referansebane er det lagt til grunn at økningen i det norske kraftbehovet dekkes opp gjennom bygging av gasskraftverk uten CO_2-håndtering. I 2020 er det derfor forutsatt et utslipp på i underkant av 10 millioner tonn CO_2 fra gasskraftverk, inkludert Kårstø-anlegget.

Utslippene fra olje og gassvirksomheten forventes å vokse kraftig fram til 2010. Det er forutsatt at utslippene fra denne sektoren kulminerer etter 2010 for deretter å reduseres fram til 2020.

Utslippene fra vegtrafikken forventes å vokse mot 2020, sterkest i perioden fra 1990 til 2010. I referansebanen er det lagt til grunn at utslippene fra vegtrafikken i 2020 vil ligge 50 prosent over nivået i 1990.

Figur 1: Referansebane for utslipp av klimagasser fram til 2020



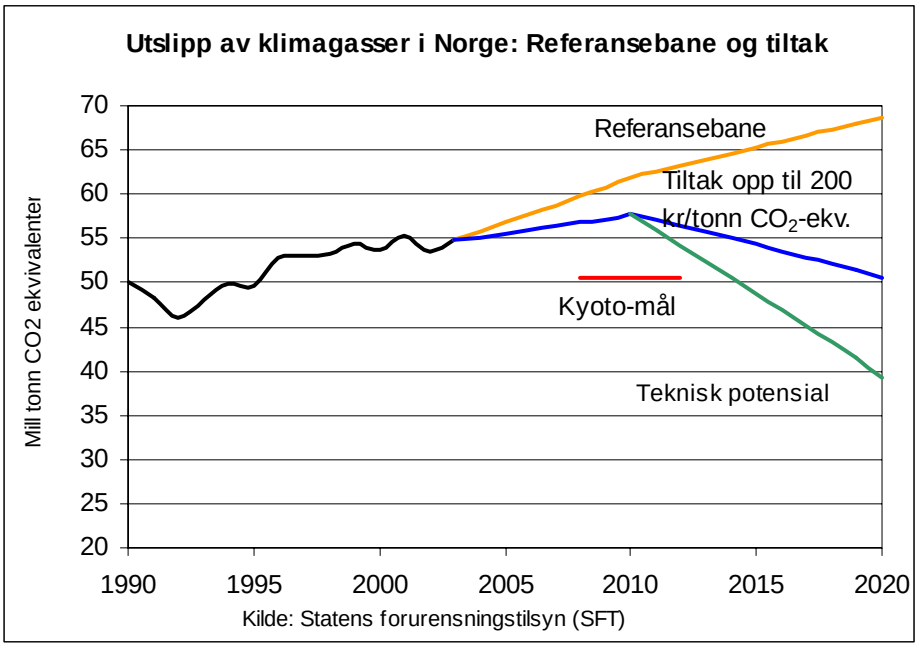
Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

[1] Virkningene av det nye nasjonale klimakvotesystemet og overenskomsten mellom Miljøverndepartementet og Prosessindustriens landsforening om reduserte klimagassutslipp fra industrien er da ikke inkludert.

Mulige utslippsreduksjoner fram til 2020

Utslippsveksten kan reduseres med 18 millioner tonn
Analysen viser at ved å iverksette kjente tiltak med kostnad opp til 200 kr pr tonn CO_2 så vil de norske utslippene i 2020 kunne reduseres med rundt 18 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i forhold til referansebanen. Det betyr en stabilisering på 1990-nivå, se Figur 2.

Figur 2: Utslipp av klimagasser og virkning av mulige tiltak i 2020



Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

Av denne reduksjonen vil omlag 10 millioner tonn CO_2-ekvivalenter kunne realiseres ved å legge til rette for kostnadseffektiv fangst av CO_2 fra gasskraftverkene, og at CO_2-gassen deponeres eller benyttes til økt oljeutvinning. SFTs analyse viser at CO_2-fangst og bruk av CO_2 til økt oljeutvinning trolig vil bli samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette resultatet er avhengig av flere forutsetninger, som blant annet utviklingen i oljeprisen og hvor mye mer CO_2 som vil utvinnes gjennom tiltaket.

Alternativt, kan omlag 10 millioner tonn CO_2-ekvivalenter reduseres ved at det økte kraftbehovet i referansebanen ikke dekkes med gasskraft, men helt eller delvis gjennom økt satsing på ny fornybar energi og energisparing. Eksempler på slike tiltak er; enøk i eksisterende bygg og tilrettelegging for lavere energibruk i nye og rehabiliterte bygg, fjernvarmeutbygging, konvertering av oljekjeler til bioenergikjeler o.l.

De samme tiltakene for å øke satsingen på ny fornybar energi og energisparing vil også redusere forbruket av fossil energi innen industri, næring og husholdninger. Dette vil gi en ytterligere reduksjon i 2020 på 3 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i forhold til referansebanen til kostnader under 200 kr pr tonn CO_2.

I transportsektoren er det flere kostnadseffektive tekniske tiltak. Introduksjon av mer energieffektive biler er eksempel på et slikt tiltak. Om lag 0,9 millioner tonn CO_2-ekvivalenter kan realiseres til kostnader under 200 kr pr tonn CO_2. Tiltak knyttet til lokal transportplanlegging kan bidra til å redusere utslippene med rundt 600.000 tonn i 2020, og er

samfunnsøkonomisk svært lønnsomme. I tillegg finnes en rekke tiltak, særlig innen regional/nasjonal transport, som i denne omgang ikke er omfattet av analysen.
Med utgangspunkt i prosessindustriens egne vurderinger (se PILs Hvitebok) er potensialet for kostnadseffektive tiltak innen prosessindustrien anslått til 1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i 2020.

Innen olje- og gassvirksomheten vil det være mulig å gjennomføre tiltak som gir en utslippsreduksjon på rundt 1,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter mot 2020, men bare 150 000 tonn av dette kan trolig realiseres til en kostnad under 200 kroner/tonn CO_2.

Analysen har videre identifisert et kostnadseffektivt potensial (under 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalenter) for utslippsreduksjoner innen landbrukssektoren og avfall på til sammen 1,6 millioner tonn i 2020.

Det kreves sterke virkemidler for iverksette de mest lønnsomme tiltakene
For å få ut gevinsten ved de mest lønnsomme tiltakene, så som energiøkonomisering, mer effektiv transportplanlegging, biler med lavere forbruk med mer vil det kreve en rask implementering av mer styringseffektive virkemidler enn det som til nå har vært benyttet.

Betydelig teknisk potensial
Det tekniske potensialet for reduksjoner fram mot 2020 er trolig langt høyere enn 18 millioner tonn, for eksempel ved økt bruk av biodrivstoff i transportsektoren, økt bruk av biokarbon i industrien, bruk av inert-anoder i aluminiumsprosessene, økt andel av drivstoffeffektive biler og redusert bruk av nitrogengjødsel i landbruket. Grovt anslag viser at de norske utslippene vil kunne reduseres med om lag 20 prosent innen 2020 sett i forhold til utslippsnivået i 1990. En slik reduksjon forutsetter teknologiske gjennombrudd og at tilstrekkelig incentiver innføres, se avsnitt 5.3. Disse tiltakene er imidlertid ikke kostnadsberegnet i denne analysen, da det ikke har vært mulig å innhente tilstrekkelig data på dette tidspunkt.

For å starte denne positive utviklingen er det helt nødvendig allerede i dag å innføre sterke incentiver som kan rette trenden mot mer bruk klimavennlig teknologi.

Mulig tiltak på kort sikt (fram til 2010):

Utslipsveksten kan reduseres med 4,4 millioner tonn
Dersom det gjennomføres tiltak med en kostnad opp mot 200 NOK/tonn CO_2-ekvivalenter, vil det være mulig å redusere utslippene med 4,4 millioner tonn i 2010, se Figur 3. Inkluderes nytte fra andre utslippsreduksjoner til luft (da særlig NOx og svevestøv), så vil utslippsreduksjonen kunne økes med ca. 200.000 tonn CO_2-ekvivalenter innenfor samme kostnad.

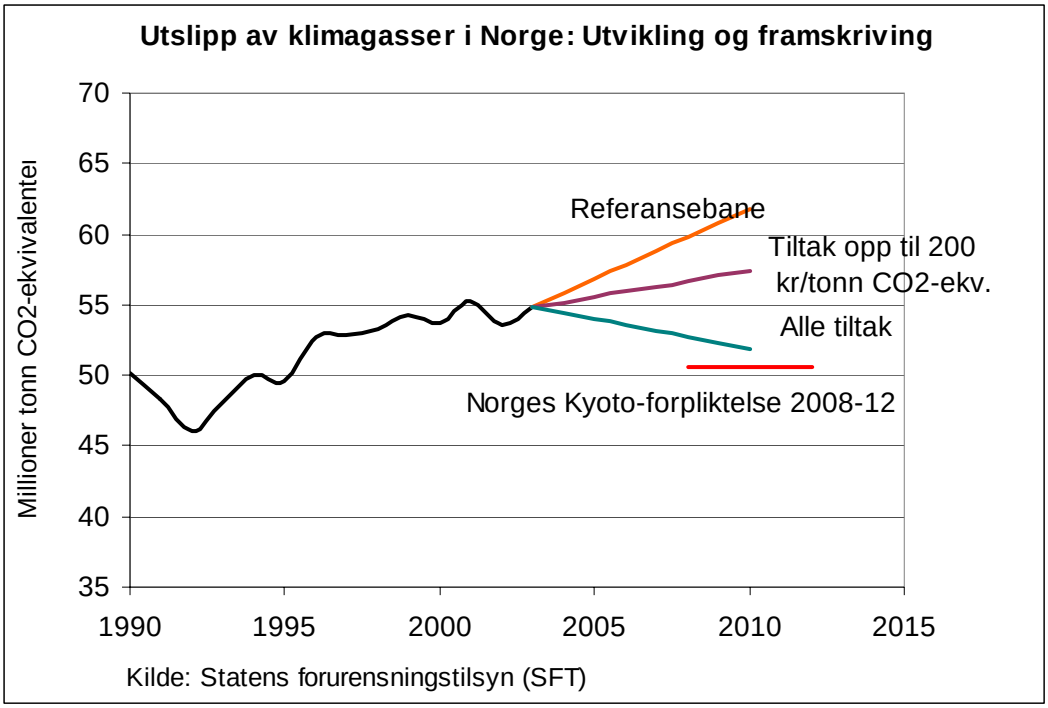
Gitt en marginalkostnad på 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent, vil de største reduksjonene kunne oppnås gjennom tiltak innen:

- stasjonær forbrenning (1,6 millioner tonn),
- prosessindustrien (1,0 millioner tonn),
- olje- og gassutvinning på norsk sokkel (0,7 millioner tonn),
- transportsektoren (0,55 millioner tonn),
- reduksjoner av fra avfallsdeponiene (0,3 millioner tonn) og

- ved reduksjon av lystgass fra landbruket (0,3 millioner tonn).

En realisering av alle disse tiltakene vil imidlertid kreve en rask implementering av nye virkemidler i tillegg til dagens CO_2-avgift, kvotesystem og frivillige avtaler med industrien.

Figur 3: Utslipp av klimagasser og virkning av mulige tiltak i 2010



Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

Mange tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomme
En rekke av tiltakene beskrevet i tiltaksanalysen forventes å være samfunnsøkonomisk lønnsomme i den forstand at de årlige merkostnadene vil være lavere enn årlige besparelser ved å gjennomføre tiltakene. Samtidig forventes de marginale kostnadene å få en rask stigning fra rundt 150 kroner/tonn CO_2-ekvivalent.

Det er mulig å oppnå en utslippsreduksjon på 2,4 mill tonn CO_2-ekvivalenter ved bare å gjennomføre tiltak som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Eksempler på slike tiltak er innen areal- og transportplanlegging og stasjonær energibruk, samt noen tiltak innen prosessindustrien og tiltak på norsk sokkel. De fleste tiltak innen landbruk vil også være lønnsomme å gjennomføre. Dersom en inkluderer eksterne nyttevirkninger av å gjennomføre disse tiltakene innen transportplanlegging vil lønnsomheten til tiltakene øke ytterligere.

Krever betydelig innsats å realisere lønnsomme tiltak
En realisering av de mest samfunnsøkonomiske lønnsomme tiltakene innen perioden 2008 – 2012 vil kreve betydelig innsats. Dette fordi reduksjonspotensialet er fordelt på svært mange ulike tiltak innen flere sektorer. Det er også flere barrierer av ikke-økonomisk / politisk art som kan hindre gjennomføringen av disse tiltakene. På tross av høy kostnadseffektivitet vil det derfor være nødvendig å bruke et bredt spekter av spesifikke virkemidler for å utløse klimatiltakene.

2. Innledning

Denne rapporten gir en sammenstilling av mulige tiltak som kan gjennomføres i Norge for å redusere utslippene av klimagasser fram mot 2020. Tiltaksanalysen tar utgangspunkt i kjennskap til sektorenes eksisterende teknologi og vurderer nye muligheter for utslipps-reduksjoner med tilhørende kostnader og andre nyttevirkninger. Analysen vil kunne gi nyttig informasjon ved valg av nye virkemidler. Analysen gir imidlertid ingen konkrete råd om hvilke virkemidler som bør innføres for å utløse de aktuelle tiltakene.

Målsetningen for prosjektet har vært å lage en oppdatert og utvidet oversikt over klimatiltak i alle sektorer og for de seks klimagassene som omfattes av Kyotoprotokollen – CO_2, CH_4, N_2O, PFK, SF_6 og HFK. Hensikten med denne tiltaksanalysen er å sammenstille eksisterende kunnskap om tiltak for reduksjon av klimagassutslipp i ulike sektorer og fra utslippskilder, for å få fram et helhetlig perspektiv på hvordan kostnader og potensialer for reduksjoner fordeler seg mellom de ulike sektorer og aktører.

I kapittel 3 gjennomgås metodikk for analysen, mens kapittel 4 beskriver relevante historiske utslipp, samt framskrivningen og andre forutsetninger som ligger til grunn for analysen. Kapittel 0 viser mulighetene for reduksjon av klimagassutslipp for enkelte bransjer. I kapittel 6 er hovedresultater og en samlet vurdering presentert, mens kapittel 7 inneholder informasjon om usikkerhet og en følsomhetsvurdering. Bakgrunnsrapporter, vedlegg og et utvalg av referanser er lagt ut på www.sft.no/klima.

2.1 Hensikt med oppdatering og utvidelse av klimatiltaksanalysen

De første klimatiltaksanalysene ble utarbeidet tidlig på 90-tallet. Siden er det utarbeidet en rekke analyser for utvalgte kildegrupper. SFT rapport 1708/2000 ”Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – En tiltaksanalyse for 2010” ble utarbeidet av SFT i 2000 for å framskaffe et samlet grunnlag for vurdering av kostnader ved nasjonale tiltak. Analysen ble brukt ved utviklingen av norsk klimapolitikk, bl.a. som underlag til rapporten fra utvalget som har utredet et nasjonalt kvotesystem for handel med klimagasser. SFT har sett behov for å oppdatere tiltaksbeskrivelsen og inkludere nye tiltak. Dette for å kunne gi et bedre estimat av kostnaden ved å oppfylle våre klimaforpliktelser etter Kyoto-protokollen, men også gi et bidrag i å vurdere behov for supplerende virkemidler til et kvotesystem og for bedre å kunne vurdere nye forpliktelser i en eventuell senere forpliktelsesperiode.

Tiltakene i denne analysen er lagt inn i en database over klimarelevante tiltak som er bygget opp i forbindelse med oppdateringen. Den foreliggende rapporten kan derfor ansees som en statusrapport for kjent kunnskap. Publikasjonen bygger på resultater fra SFTs modell for beregning av kostnader som inneholder en database over tiltaksdata og ulike parametre. Denne modellen legger til rette for å inkludere ny og forbedret informasjon og kan brukes til å gjennomføre analyser av endrede rammebetingelser og forutsetninger.
SFT vil ved hjelp av sin modell for utslippsreduksjoner og kostnader kunne forta løpende oppdaterte analyser og delanalyser på bakgrunn av innsamlet og oppdatert material. Dokumentasjon og informasjon om oppdaterte analyser vil finnes på SFT sitt nettsted (www.sft.no/klima)

Utslipp av NO_x er en hovedutfordring i Norge både når det gjelder gjennomføring av tiltak og mulige framtidige forpliktelser. En samlet tiltaksanalyse av reduksjoner av klimagasser og NO_x fra de samme kildene vil være langt mer nyttig og gi ny informasjon enn en ren

oppdatering av de eksisterende tiltaksanalysene. I analysen inkluderes derfor tilleggsnytten av reduserte utslipp av NO_x.

Svevestøv er en betegnelse på usynlige partikler med diameter under 10 µm (mikrometer) som kan pustes inn i luftveiene. Mindre partikler med diameter under 2,5 µm ($PM_{2,5}$) kan følge med luften vi puster helt ned i lungene. Utslipp av svevestøv bidrar først og fremst til ulike helseskader. Hovedkildene til svevestøv i byer i Norge er veitrafikk og vedfyring. Beregningene viser videre at marginalkostnadene knyttet til veistøv er betydelig høyere enn for eksosutslipp og fyringsutslipp. I denne analysen har vi derfor sett på nyttevirkningen av å redusere svevestøv ved beregningen av kostnadseffektivitet fra mobile kilder (PM_{10}).

2.2 Hvordan kan klimatiltaksanalysen brukes?

Det vil alltid være stor usikkerhet i estimering av potensial og kostnader ved reduserte klimagassutslipp, samt til framskrivningen av utslipp. Tiltaksanalysen kan derfor ikke gi svar på hvorvidt et bestemt individuelt tiltak bør gjennomføres eller ikke. Skal det foretas en konkret vurdering av hvorvidt enkelte tiltak bør gjennomføres eller ikke, anbefales det å bruke nåverdiberegning framfor en annuitetsberegning av årlige merkostnader.

Tiltaksanalysen kan best beskrives som en illustrasjon eller en katalog over mulige nasjonale tiltak som kan iverksettes for å nå Norges klimamålsetning. Den kan også gi nyttig informasjon om valg av teknologiske løsninger og virkemidler som gjør det mulig å ta hensyn til mulige strengere reduksjonskrav i en senere forpliktelsesperiode. Analysen har ikke vurdert tiltakene i forhold til styringseffektivitet. Tiltakene vil også være svært forskjellige i forhold til hvor store utslippsreduksjon gjennomføringen av et enkelt tiltak vil kunne medføre. En vurdering av virkemidler vil måtte ta hensyn til dette. En vurdering av styringseffektivitet og reduksjonspotensial vil også kunne gi en annen rangering av tiltakene enn de tiltakenes kostnadseffektivitet skulle tilsi.

Analysen inkluderer også en beregning av nyttevirkninger ved å redusere utslippene av NO_x, svevestøv (PM_{10}), SO_2 og VOC der SFT har utslippstall for disse faktorene. For tiltak knyttet til transportplanlegging er det også gjennomført beregninger som tar hensyn til den eksterne verdien av tid, ulykker og støy. Inkludering av eksterne kostnader gjør disse tiltakene samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Denne analysen gir derfor ikke entydig svar på om et tiltak med en høy kostnad skal gjennomføres eller ikke. Andre samfunnsøkonomiske eller politiske vurderinger kan medføre at også tiltak med en høyere kostnad bør gjennomføres .

Kostnadene i denne analysen vil i forskjellig grad være følsom for tidspunktet for implementering av tiltakene. Noen tiltak vil være svært avhengige av implementeringstidspunktet, som for eksempel bruk av CO_2 til økt oljeutvinning i forhold til et oljefelts nedstegningstidspunkt. Dette vil da gjelde både beregningen av utslippsreduksjon og kostnader. For kostnadskurven i denne analysen og den individuelle vurderingen av virkningen for de fleste av tiltakene, er en rask implementering forutsatt.

2.3 Organisering av arbeidet

Oppdragsgiver for oppdateringen av SFT klimatiltaksanalyse har vært Miljøverndepartementet. Prosjektleder i SFT har vært Tore Leite, mens Audun Rosland har vært prosjektansvarlig. Det har vært en prosjektgruppe i SFT som har bidratt med faglige innspill.

Analysen er basert på SFT-rapport 1708/2000 ”Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – En tiltaksanalyse for 2010”. SFT har gitt AS Civitas i oppdrag å sammenstille eksisterende tiltaksdata og bakgrunnsdata for områdene mobile kilder (ved Arne Stølan) og energi (ved Eivind Selvig/Kjell Gurigard). Geodata AS (ved Bjørn Gleditsch Borgen og Bjørn Helge Rømen) har sammenstilt data for energiøkonomisering, Jordforsk (ved Arne Grønlund) og Universitetet for miljø og biovitenskap (ved Lars Bakken) har vurdert potensialet for reduserte klimagassutslipp fra landbruket.

Klimatiltaksanalysen fra 2000 bygget for en stor del på data hentet inn direkte fra store bedrifter. For tiltak i prosessindustrien og petroleumssektoren har SFT i hovedsak tatt utgangspunkt i rapporter fra Prosessindustriens Landsforening (PIL), Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Oljedirektoratet (OD) for den oppdaterte analysen.

For denne analysen er det utarbeidet en datamodell som skal gjøre det mulig å oppdatere og endre forutsetninger når ny informasjon foreligger. Datamodellen skal også gjøre det lettere å inkludere kunnskap om nye tiltak i klimatiltaksanalysen. Denne rapporten kan således beskrives som en statusrapport for kjent kunnskap fram til 2005. SFT vil kunne vurdere ny kunnskap og informasjon, og dessuten analysere endrede forutsetninger fortløpende.

3. Metode og forutsetninger

Tiltak er oppdatert og nye tiltak er utredet med hensyn på reduksjon av de seks gassene som omfattes av Kyoto-protokollen – CO_2, CH_4, N_2O, PFK, SF_6 og HFK. For å sammenligne tiltak rettet mot de ulike klimagasser anvendes målestokken "gassenes globale oppvarmingspotensial", GWP-verdier. Begrepet er nærmere forklart i avsnitt 3.8.5. Analysen omfatter videre de viktigste kildene for klimagassutslipp i Norge for årene 2010 og 2020.

Tiltaksanalysen kan betraktes som en katalog over de mest kjente muligheter for å gjennomføre klimagassreduserende tiltak i Norge. Denne listen er imidlertid ikke uttømmende. Eksempelvis er tiltak som baseres på informasjonskampanjer ikke vurdert da tidligere erfaringer viser at disse har liten sporbar effekt. Et annet eksempel er endringer i bilavgiftssystemet som vil kunne gi en gunstigere sammensetning av nybilsalget med hensyn til CO_2-utslipp.

Teknologiske gjennombrudd og vesentlig endrede rammebetingelser vil kunne åpne for et større potensial for utslippsreduserende tiltak enn det som er lagt til grunn her.

3.1 Beskrivelse av tiltak

Tiltak har vært beskrevet over samme mal, som har inkludert følgende punkter:

- Hvilken kilde tiltaket er rettet mot, og hvilken andel av utslippet denne kilden står for i utslippsregnskapet
- Kort beskrivelse av hva tiltaket består i, dvs. hvilke endringer som må gjøres
- Hvilken utslippsreduksjon tiltaket gir, for henholdsvis klimagasser og andre utslipp til luft.
- Tiltakets tekniske levetid
- Hvor tiltaket skal iverksettes (hvilke byer/områder)
- Tiltakets investeringskostnad - bare direkte investering i utstyr/anlegg inkluderes
- Tiltakets driftskostnad
- Driftsinntekter eller direkte besparelser pga f.eks. redusert drivstofforbruk
- Aktuelle virkemidler som kan utløse tiltaket
- Eventuelle barrierer som må overvinnes for at det skal være realistisk at tiltaket iverksettes

En kort beskrivelse av enkelte tiltak og tiltakstyper finnes i elektronisk vedlegg til denne rapporten (www.sft.no/klima)

3.2 Beregning av årlige utslippsreduksjoner

Årlige utslippsreduksjoner beregnes som tonn redusert utslipp i målåret. I denne analysen er målårene 2010 og 2020. Reduksjonene er beregnet i forhold til fremskrevet utslipp for disse målårene. Det betyr at det ikke er tatt hensyn til tiltakets utslippsvirkninger i årene før og etter målåret. Kostnadseffektiviteten blir konstant over tiltakets levetid ved å bruke gjennomsnittlig utslippsreduksjon. For noen tiltak er det snakk om innfasing over flere år. Det er da i hovedsak beregnet hvor store utslippvirkning innfasingen av tiltaket vil ha i målåret.

3.3 Beregning av årlige merkostnader og kostnadseffektivitet

Kostnadseffektivitet er oppgitt som kroner per redusert utslipp CO_2-ekvivalenter, i tonn. Kostnadseffektiviteten beregnes ut fra annuitet på investeringen pluss netto driftsutgifter i form av årlige merkostnader. Annuitet beregnes ut fra teknisk levetid for tiltaket og en konstant kalkulasjonsrente for tiltaket.

Årlige merkostnader er definert som annuiteten av merinvesteringene, A_m, pluss årlige økte driftskostnader, D_m, minus årlige økte driftsinntekter, D_i.

(1) $$Å_{mk} = A_m + D_m - D_i$$

Økte driftskostnader, D_m, kan være økte drivstoffkostnader, økte vedlikeholdskostnader mv., mens økte driftsinntekter, D_i omfatter i hovedsak reduserte drivstoffutgifter.

I beregningen av årlig kapitalkostnad (merkostnad til investering, A_m) er det som en hovedregel lagt til grunn tiltakets tekniske levetid og en realrente på 4 – 7 prosent avhengig av ulik grad av investeringsrisiko ved de ulike tiltakstypene. Renten er beregnet ut fra en risikofri kalkulasjonsrente på 3,5 prosent som uttrykk for den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å binde kapital i langsiktige anvendelser.

Tabell 1: Kalkulasjonsrente for beregning av kapitalkostnader

Tiltakstype/sektorer	**Kalkulasjonsrente**
Stasjonær energi, industri, veitrafikk (tiltak innen areal og transportplanlegging og kjøretøytekniske tiltak), skip, landbruk, avfall	4 prosent
Tiltak på sokkelen	6 prosent
CO_2 -fangst til deponering og bruk til økt oljeutvinning	7 prosent

Det er i enkelte utredninger også anvendt en kombinasjon av teknisk levetid og økonomisk avskrivningstid for prosjektene. Det vil si at andre avkastningskrav er lagt til grunn. For noen tiltak har det heller ikke vært mulig å innhente alle bakgrunnsdataene for å gjøre nye beregninger i henhold til SFT beregningsmodell. Tiltakene er i disse tilfellene tilpasset SFT-modellen med de opprinnelige økonomiske beregningene. Det kan derfor være noe inkonsistens i kostnadsberegningene som gjør at sammenligningsgrunnlaget for ulike tiltak og mellom tiltak i ulike sektorer blir mer usikre.

Kostnadene som oppgis i denne analysen kan avvike fra beregninger i andre analyser. Dette kan skyldes flere forhold:

- Denne utredningen opererer i liten grad med prosjekt- og utviklingskostnader for å gjøre kostnadene sammenlignbare på tvers av sektorer. I andre tiltaksbeskrivelser kan anslag over slike prosjektkostnader variere.
- Det kan være usikkerhet knyttet til kostnaden ved de enkelte tekniske installasjoner
- Denne analysen har som mål å beregne merkostnader ved en (tilleggs)investering for å gi en utslippsreduserende effekt, mens andre analyser kan legge til grunn de samlede investeringskostnader ved en installering som er nødvendig for en gitt aktivitet.

- Investeringskostnader i denne analysen vil ofte basere seg på et gjennomsnitt fra flere tiltak og tar dessuten høyde for usikkerhet oppgitt innenfor gitte kostnadsspenn.
- Forutsetninger for ulike kostnadsanalyser kan være svært forskjellige. Dette gjelder særlig hvorvidt tiltaket beregnes ut fra en samfunnsøkonomisk tilnærming med diskontering etter teknisk levetid eller om det legges til grunn bedriftsøkonomiske avskrivningsregler.
- Ved nytte-kostnadsanalyser av samfunnsøkonomisk lønnsomhet av enkelte prosjekter eller ved valg av alternativer brukes som regel beregning av tiltakenes nåverdi.
- Analysen tar ikke hensyn til transisjonskostnader knyttet til teknologisprang.

Ved tiltak hvor investeringene går over flere år er et forenklet annuitetskriterium brukt. Det medfører at samlet investering er summert (ikke nåverdiberegnet) og det er antatt at hele investeringen gjøres i et antatt år null.

3.4 Kostnadskurver, marginalkostnader og rangering av tiltak

I denne analysen er det utredet årlige merkostnader for en rekke tiltak og tiltakstyper. Ved å summere utslippsreduksjoner og kostnader dannes en kostnadskurve for reduksjon av klimagasser som forårsakes gjennom å gjennomføre tiltakene. Marginalkostnaden er da et uttrykk for hvor dyre tiltak som må gjennomføres for å oppnå en gitt reduksjon. En slik kurve er et viktig redskap for å kunne sammenligne kostnader ved ulike tiltak og tiltakstyper. At et enkelt tiltak er beregnet til å ha en høy marginalkostnad betyr ikke nødvendigvis at det ikke kan anbefales gjennomført.

I kostnadskurvene i denne analysen brukes begrepet akkumulerte kostnader om de samlede kostnadene som påløper ved å gjennomføre alle tiltak opp til en viss marginalkostnad.

I denne analysen er alle tiltak rangert etter kostnadseffektivitet ved reduksjon av klimagasser. Kostnadseffektiviteten med hensyn til klimagasser gir ikke nødvendigvis et riktig bilde på det samfunnsøkonomiske forholdet mellom nytte og kostnad ved tiltaket. I den grad det har vært mulig er det inkludert nytte ved å reduserte andre utslipp til luft, da særlig NO_x og partikler. En slik integrering av eksterne verdier har i liten grad endret rangeringen av tiltakene i denne analysen, men kan gi nyttig informasjon om kostnadseffektiviteten for de enkelte tiltakstypene. Således gir tiltak relatert til areal- og transportplanlegging en meget gunstig relasjon mellom kostnad og nytte.

3.5 Skalering av tiltak

Effekten av et tiltak kan avhenge av hvorvidt et annet tiltak allerede er iverksatt. Flere av tiltakene vil altså være konkurrerende med hensyn til å redusere utslipp fra en enkelt kilde. En vanlig måte å løse dette på er at tiltakene rangeres etter kostnadseffektivitet som vanlig, men at det etableres kolonner for akkumulert effekt og kostnad der det tas hensyn til hvordan tiltakene virker inn på hverandre. For beregningen av en samlet kostnadskurve og utslippspotensial må derfor tiltakene skaleres i forhold til hverandre. I denne analysen er denne skalering basert på skjønn. Kostnadseffektivitetskurven vil da vise tilnærmet korrekt kostnad og utslippsreduksjon i forhold til kostnadseffektivitet.

Denne analysen kan brukes som en eller katalog over mulige tiltak for å redusere Norges klimagassutslipp. Analysen har derfor ønsket å synliggjøre alle tiltakstypene (se beskrivelse

av de enkelte tiltakene i kapittel 5.1). På bakgrunn av dataene som ligger til grunn for denne analysen vil det dermed også være mulig å beskrive ulike alternative tiltakspakker for å redusere klimagassutslippene.

Hvordan tiltakene i denne analysen påvirker hverandre gjensidig vil variere både med hensyn til de ulike sektorene og i forhold til målåret. Innen transportsektoren vil tiltak knyttet til planlegging påvirke effekten og kostnadseffektiviteten til tekniske tiltak. Tiltak innen stasjonær energi vil på sin side påvirke hverandre både internt og i forhold til tiltak for CO_2-fangst fra gasskraftverk. Dette vil særlig gjelde for tiltak med virkning fram mot 2020, ettersom denne analysen bygger på en scenariometodikk med konvensjonelle gasskraftverk som referanse.

3.6 Innhenting av tiltaksdata

Tiltaksanalysen som ble publisert i 2000 ble gjennomført bl.a. ved at alle konsesjonspliktige virksomheter fikk pålegg om å rapportere nødvendig informasjon om tiltak. Denne framgangsmåten ble ikke brukt nå. For tiltak innen ulike sektorer ble data innhentet ved en kombinasjon av materiale framskaffet av organisasjoner og bransjer, gjennom eksterne utredningsoppdrag og gjennom egeninnsats på SFT. En oversikt er gitt under, mer utdypende informasjon er gitt i beskrivelsen av hver sektor.

Utgangspunktet for innhenting av tiltaksdata var å fokusere på:

- områder der tiltaksanalysen fra 2000 trengte en styrking; spesielt veitrafikk og stasjonær energi
- å bruke tilgjengelig publisert materiale fra industribransjen, så som ”Hvitbøkene” til OLF og PIL

Se vedlegg til denne rapporten for nærmere dokumentasjon av benyttede kilder.

3.6.1 Landbasert industri

For prosessindustrien (metallproduksjon, treforedling, gjødselproduksjon, petrokjemisk industri, sementproduksjon), oljeraffinerier samt gassbehandlingsanlegg har tiltaksdata blitt hentet fra Prosessindustriens Landsforenings Hvitbok for klimagassreduserende tiltak, publisert i 2003. Supplerende opplysninger har blitt innhentet fra PIL og fra bedriftene. For tiltak for reduksjon av utslipp fra forbrenning av olje i annen industri viser vi til delanalyse ”Stasjonær energibruk og –produksjon” fra Civitas (se 5.1.4).

3.6.2 Oljeindustrien offshore

Tiltaksbeskrivelsene har hentet tiltaksdata fra Oljeindustriens landsforenings Hvitbok om klimagassutslipp for norsk sokkel, publisert i 2004, samt fra oljeindustriens rapporter til SFT om energieffektiviserende tiltak i forhold til IPPC-direktivet. Supplerende opplysninger om bl.a. framskrivninger av utslipp har vært innhentet fra Oljedirektoratet og fra OLF. Tiltakene er aggregert av SFT. Den tekniske levetiden eller feltlevetiden, der den er kortest, er lagt til grunn for kostnadsberegningene.

3.6.3 Veitrafikk

Civitas AS har gjennomført en utredning av utslippsreduserende tiltak innen veitrafikk, med fokus på tiltak rettet mot arealbruk, trafikkvolum og trafikkplanlegging i byer og tettsteder. Videre har tekniske tiltak rettet mot mer energieffektive motorer blitt utredet internt i SFT.

Alle drivstoffpriser er eksklusive avgifter. Ved verdsetting av helsemessige nytteeffekter er verdiene fra LEVE-prosjektet brukt (se avsnitt 3.8.3). For verdsetting av nytteeffekter knyttet til tidsbruk, støyplage og ulykker er det brukt enhetskostnader som er sammenlignbare eller mer konservative enn dem som brukes i Vegdirektoratets Håndbok 140.

3.6.4 Energi

Geoenergi AS og Civitas AS har oppdatert tiltak og beskrevet energieffektiviseringstiltak i bygg, substituering av olje med fornybar energi og økt utbygging av ny fornybar energi. Forutsetningene for tiltaksutredningene for stasjonær energibruk, energiproduksjon og klimagassutslipp fra boliger, næringsbygg og tjenesteytende næringer er gitt i delutredningen "Nasjonal klimatiltaksanalyse 2005. Delanalyse: Stasjonær energibruk og –produksjon".

3.6.5 Skip og fly

Tiltaksbeskrivelser har bygget på Sjøfartsdirektoratets tiltaksanalyse overfor utslipp av NO_x fra skip, publisert i 2002. Beskrivelsen av tiltak for reduserte utslipp fra innenlands flytrafikk bygger på Miljørapport SAS 1998 og Miljørapport SAS Braathens 2003.

3.6.6 Landbruk

Tiltaksbeskrivelser har vært utarbeidet internt i SFT med bistand fra SSB for beregning av tiltakenes effekt på utslippskilden og med bistand fra Jordforsk og Universitetet for bio- og miljøvitenskap.

3.6.7 Avfall

Norconsult har gjennomført delutredninger av utslippsreduserende tiltak overfor deponigassanlegg. SFT har internt gjennomført en analyse av effekten av å gjennomføre SFTs strategi for nedbrytbart avfall, det vil si tiltak som er knyttet mot forbud mot deponering av organisk avfall. Tiltakene er justert i henhold til nedjusterte faktorer for utslipp av metangass som ble tatt i bruk fra 2005.

3.7 Framskriving av utslipp i tiltaksanalysen

SFT har for denne analysen utarbeidet en referansebane som bygger på et makroøkonomisk forløp nær opp til referansebanen i Regjeringens Perspektivmeldingen - Finansdepartementets makroøkonomiske framskrivning av aktivitetsnivå i Norges økonomiske sektorer og tilhørende utslippsutvikling (Stortingsmelding 8 (2004-2005)). I SFTs referansebane fram til 2010 og 2020 er det forutsatt at ingen nye virkemidler gjennomføres utover de som allerede er vedtatt.
I forhold til tiltaksanalysen fra 2000 får den nye referansebanen særlig konsekvenser for utslipp fra bruk av gass. For målåret 2010 har SFT lagt til grunn et lavere utslipp fra konvensjonelle gasskraftverk (1,1 millioner tonn) enn i rapporten fra 2000. Videre har vi for året 2020 forutsatt et utslipp på ca. 9,7 millioner tonn fra konvensjonelle gasskraftverk. Dersom framtidige gasskraftverk kan ta i bruk teknologiløsninger for CO2-håndtering, vil CO2 -utslippene være lavere enn det disse fremskrivingene indikerer. Det er stor usikkerhet knyttet til denne referansebanen, men denne framstillingsmåten er egnet for å synliggjøre mulige opsjoner for tiltak for å redusere utslippene fra denne kilden.

Referansebanen for 2010 og 2020 er nærmere beskrevet i avsnitt 4.2.

3.8 Andre forutsetninger

3.8.1 Utslipp ved elektrisitetsproduksjon

I forhold til utslippsforpliktelsene under Kyotoprotokollen er det kun direkte, fysiske utslipp av klimagasser i Norge som skal rapporteres og som inngår i Norges utslippsforpliktelser. Indirekte utslipp som oppstår ved netto import av strøm fra fossile brensler vil således ikke være relevant for en kostnadseffektiv oppnåelse av utslippsforpliktelser. Alle land som inngår i det europeiske strømmarkedet vil ha utslippsforpliktelser under Kyotoprotokollen. Prisen på importert strøm vil derfor inkludere kostnadene som disse landene vil ha for å nå sine utslippsforpliktelser.

I referansebanen i denne analysen er det lagt inn et mulig utslipp fra konvensjonell gasskraft både i 2010 og 2020. Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange kraftverk som vil bygges fram mot 2020. Tiltakene som beskrives i analysen vil derfor være alternative tiltak for å redusere utslippene fra kilden gjennom CO_2-håndtering eller alternative energioppdekning. For referansebanen fram mot 2020 innebærer dette at flere alternative tiltakene som er beskrevet i analysen kan erstatte konvensjonell gasskraft. Tiltak som reduserer behovet for elektrisk kraft vil derfor redusere utslippene av klimagasser i referansebanen for 2020. Denne reduksjon er satt lik utslippene per produsert kWh i et konvensjonelt gasskraftverk.

I referansebanen for 2010 er det forutsatt et utslipp på 1,1 millioner tonn CO_2 fra konvensjonell gasskraft som er knyttet til konsesjonen for et gasskraftverk på Kårstø. Det er lite sannsynlig at produksjonen av gasskraftverk vil bli påvirket av andre tiltak for ny produksjon av kraft eller tiltak som reduserer etterspørselen etter strøm i Norge. En økt kraftproduksjon fram mot 2010 vil imidlertid derfor ikke bli påvirket av eller påvirke andre tiltak i analysen. Dette kan innebære at et mulig kraftoverskudd som følger tiltak for redusert forbruk av strøm eller tiltak for økt produksjon av ny fornybar energi antas eksportert til utlandet. For 2010 er det derfor ikke beregnet utslipp fra tiltak som reduserer forbruk av strøm eller øker produksjonen av fornybar strøm for den første forpliktelsesperioden under Klimakonvensjonen (2008 – 2012). Det er for denne analysen utredet samfunnsøkonomisk kostnadseffektive tiltak som vil kunne erstatte en tilsvarende mengde kraft eller redusere etterspørselen etter kraft tilvarende uten å gi utslipp. (Se avsnitt 5.1.4). I denne analysen har vi valgt å beskrive mulig CO_2-fangst og deponering fra kraftverket på Kårstø på bakgrunn av en beskrivelse fra Aker-Kværner/GassTEK. Dette tiltaket har en kostnad på rundt 360 kroner/tonn CO_2.

Tiltak som reduserer forbruk av elektrisitet eller øker produksjonen av energi fra fornybare kilder vil være relevant på lang sikt. Dette ved at den reduserer behovet for å produsere elektrisitet i Norge fra fossile brensler. Tiltaket vil da ha samme virkning i denne analysen som håndtering av CO_2-utslipp fra gasskraftverk i referansebanen og vil dermed kunne sammenlignes med hensyn til kostnadseffektivitet.

For perioden fram mot 2020 vil følgende tiltak gi en utslippsreduksjon i forhold til referansebanen benyttet i denne tiltaksanalysen:

- produksjon av fornybar strøm
- enøk-tiltak og krav til energiforbruk
- bruk av varmepumpe som erstatter elektrisk kjel eller direkte elektrisk fyring
- konvertering fra elektrisk kjel til fornybar energi til oppvarming
- gass til oppvarming som erstatning for direkte elektrisk oppvarming

Denne metodikken bygger på en scenariotankegang hvor tiltakene vil komme i stedet for konvensjonelle gasskraft og hindre direkte utslipp av klimagasser fra kraftproduksjon i Norge. En slik beregningsmåte forutsetter en forenklet modell hvor tiltakene legges inn som alternativer til økt kraftproduksjon i konvensjonelle gasskraftverk. Det er knyttet stor usikkerhet til om disse tiltakene vil kunne påvirke beslutningen om kapasitetsutvidelse i kraftproduksjonen, men er tatt med i analysen for å kostnadsberegne mulige alternativer til økt fossil kraftproduksjon. Denne analysen viser at det finnes tiltak innen stasjonær energibruk og –produksjon som vil være mer kostnadseffektive enn gasskraft med CO_2-fangst til deponering.

Ved produksjon av elektrisitet i konvensjonelle gasskraftverk vil den kvotepliktige kunne kjøpe utslippskvoter for sine utslipp av CO_2, hvis gasskraftverkene blir inkludert i det norske kvotesystemet i Kyoto-perioden (2008-2012). Bruk av Kyoto-mekanismene kan derfor beskrives som virkemidler som vil kunne føre til utslippsreduserende tiltak i andre land. I nasjonal sammenheng vil kjøp av kvoter fra utlandet fungere på samme måte som et nasjonalt tiltak som energisparing og CO_2 -håndtering i forhold til det nasjonale utslippsregnskapet.

3.8.2 Energipriser og avgifter

Denne utredninger tar utgangspunkt i dagens kostnader for utslippsreduserende tiltak når det gjelder tiltak som gjennomføres rundt 2010. Her er det brukt kostnadsvurderinger ut fra gjennomsnittlige priser fra 2004. Disse prisene er nettopriser, det vil si uten avgifter. For strøm er det i tiltaksvurderingene inkludert både strømpris og pris for distribusjon (nettledd). Virkningene av tiltakene for 2020 er i noen grad justert i forhold til forventninger om reduserte kostnader for visse tiltak for eksempel ved at markedet for ny teknologi utvikler seg, generell effektivisering og nye teknologiske muligheter. Samtidig er bensin- og oljeprisene skjønnsmessig justert noe opp for å ta høyde for en forventet økning i energipriser fram mot 2020.

Det er knyttet stor usikkerhet til framtidig energipriser som i stor grad vil påvirkes av framtidig oljepris. Ved beregning av kostnadseffektivitet for tiltak innen stasjonær energibruk og –produksjon er det antatt samme energipris for 2010 og 2020 (Selvig/Gurigard 2005:20). Prisene i tabell 2 inkluderer nettleie/transport. I forhold til dagens energipriser er forutsetningen som er brukt i kostnadsberegningene lave.

Tabell 2 Antatt energipris for 2010 og 2020

Energibærer	**2010**	**2020**
El bolig, kWh	0,45	0,45
El næring, kWh	0,40	0,40
El industri, kWh	0,35	0,35
Olje bolig, liter	3,86	3,86
Olje næring, liter	3,23	3,23
Olje industri, liter	3,00	3,00
Bensin, liter	2,75	3,24
Diesel, liter	3,28	3,74
	Alle priser i kroner	

Flere av kostnadsberegningene i denne analysen er følsomme i forhold til oljepris og dollarkurs. Dette gjelder særlig tiltak

- for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning
- innen transportsektoren som gir redusert forbruk av bensin og diesel

- som reduserer eller erstatter bruk av olje til oppvarmingsformål

Det er i denne analysen lagt til grunn en langsiktig råoljepris på 27 dollar for 2010 og 2020. Dette er i samsvar med Stortingsmelding Nr. 8 (2004 – 2005) Perspektivmeldingen 2004 - utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi. Sett i forhold til gjeldende oljepris 2005 er det regnet med en lav oljepris. Mange av tiltakene der det spares fyringsolje eller drivstoff vil kunne bli vesentlig mer lønnsomme hvis oljeprisen holder seg på et høyere nivå. På bakgrunn av historiske tall over dollarkurs opererer denne analysen med en dollarkurs på 6,75 kroner. Denne analysen inneholder følsomhetsvurderinger for tiltak for bruk av CO_2 til trykkstøtte og for tekniske tiltak for kjøretøy.

Det er flere avgifter som påvirker den bedriftsøkonomiske lønnsomheten i tiltakene beskrevet i denne analysen (se Tabell 3 og Tabell 4). Av disse avgiftene må CO_2 -avgiften nevnes særskilt ettersom den ved siden av kvotesystemet er det viktigste klimapolitiske virkemiddelet. Av andre avgifter er elektrisitetsavgiften, svovelavgiften, grunn/mineraloljeavgiften og merverdiavgiften. Avgiftsnivået har stor betydning for gjennomføring av tiltak. Således kan tiltak med en relativ høy kostnad per tonn CO_2 - ekvivalent redusert, være mulig å gjennomføre hvis tiltaket er følsomt for avgiftsreduksjoner eller fritak.

Dette gjelder for eksempel innføring av biodiesel og bioetanol ettersom den totale avgiftsandelen (CO_2- og fiskalavgift) for bensin og diesel er så høy at et fritak vil kunne gjøre tiltaket bedriftsøkonomisk lønnsomt. CO_2-avgiften på bensin på 0,78 kroner/l vil således tilsvare en avgift på 337 kroner/tonn CO_2 .

Tabell 3: CO_2-avgiften på fossile brensler per 1. januar 2005, anvendelser og sektorer med reduserte avgifter eller fritak for avgiften er angitt

Produkt og sektorer	**Avgift per produktenhet**	**Avgift kroner/tonn CO_2**
Transportsektoren – **Bensin** – **Autodiesel** – **LPG(Propan)** – **Naturgass**	0,78 kroner/l	337
Mineralolje		
– Lett fyringsolje, autodiesel m.v.	0,52 kroner/l	198
– Tunge fyringsoljer	0,52 kroner/l	171
Sektorer med redusert avgift		
– Treforedling	0,26 kroner/l	99
– Sildemelindustrien	0,26 kroner/l	86
– Ferger og godstransport i innenriks sjøfart	0,31 kroner/l	118
– Nasjonal luftfart	0,31 kroner/l	118
– Anlegg offshore (supplybåter)	0,31 kroner/l	118
Sektorer med fritak for avgift		
Skipsfart, utenriks	0	0
Fiske, kyst og hav	0	0
– Utenriks luftfart	0	0
Sement og bygningsmateriale, energiformål	0	0
– Kull og koks[2] til prosessformål, jern, karbid, aluminium	0	0
Olje og gass offshore[3]		
– Diesel	0,78 kroner/l	289
– Naturgass	0,78 kroner/Sm^3	333
Miljøavgift på HFK og PFK	kroner/t CO_2 -ekv.	187

Kilde: Finansdepartementet 2005

[2] Anvendelse av kull og koks samt gass på fastlandet er utenfor avgiftssystemet. I energianlegg med innfyrt energimengde over 20 MW vil disse være kvotepliktig fra 2005

[3] se fotnote 1

Tabell 4: Andre energirelaterte miljøavgifter per 1. januar 2005

Produkt og sektorer	Avgift per produktenhet
Bensin	
– Svovelfri	4,03 kroner/l
– Lavsvovel	4,07 kroner/l
Autodiesel	
– Svovelfri	2,92 kroner/l
– Lavsvovel	2,97 kroner/l
Elektrisk kraft	
– Generell sats	9,88 øre/kWh
– Redusert sats	0,45 øre/kWh
– Påslag til Energifondet	0,8 øre/kWh
	[Sjekke tall!]
Svovelavgift, Bensin	
– Generell sats	0,07 kroner/l
– Redusert sats	0,03 kroner/l
Fyringsolje	
– Grunnavgift	0,414 kroner/l

Kilde: Finansdepartementet 2005

Tabell 5: Avgift for sluttbehandling, avfallsforbrenning og drikkeemballasje per 1. januar 2005

Avgiftskategori	Avgift per produktenhet
Avgift for opplagsplasser	
– Opplagsplasser med høy miljøstandard	409 kroner/tonn
– Opplagsplasser med lav miljøstandard	533 kroner/tonn
Anlegg for forbrenning	
– Generell avgift	varierer
– CO_2 -avgift	40,57 kroner/tonn
Miljøavgift avfall og emballasje	
– Glass og metall	4,46 kroner/stk.
– Plast	2,69 kroner/stk.
– Kartong/papp	1,11 kroner/stk.

Kilde: Finansdepartementet 2005

3.8.3 Verdsetting av sideeffekter

Klimatiltak kan ha viktige sideeffekter i form av reduksjoner av andre typer utslipp, eller kostnadsbesparelser som følge av redusert forbruk. I denne analysen har vi inkludert effekten klimatiltak har på utslipp av NO_x, og for veitrafikk, utslipp av partikler (PM_{10}). For å få et riktigere bilde av hvilken betydning disse sideeffektene har, må vi verdsette utslippsreduksjonene. Vi vil da kunne se om for eksempel eventuelle positive sideeffekter kan forsvare høyere tiltakskostnader for enkelte tiltak. Verdsettingen er gjort ved bruk av skadekostnader innhentet fra direkte verdsetting av unngåtte helseskader som følge av utslipp av PM_{10}, og indirekte ved bruk av marginale tiltakskostnader.

- Effekten på utslipp av NO_x, i kg eller tonn
- Effekten på utslipp av partikler (PM_{10}), i kg eller tonn

For veitrafikk er i tillegg følgende nyttevirkninger med:

- Reduserte helseskader ved reduksjon i utslipp av NO_x
- Reduserte helseskader ved reduksjon i utslipp av PM_{10}
- Effekt på tidsbruk
- Effekt på støy

3.8.3.1 Direkte verdsetting

Kostnadene ved helse- og miljøeffektene knyttet til luftforurensning i Norge beregnes ved hjelp av den såkalte skadefunksjonsmetoden. Metoden er basert på at de samfunnsøkonomiske kostnadene skal kunne knyttes opp mot konkrete effekter på helse og miljø som oppstår som følge av forurensningssituasjonen, eller en endring i denne. Kostnadene kan enten fremstå som tradisjonelle markedsbaserte kostnader knyttet til for eksempel økt sykefravær, økt etterspørsel etter helsetjenester, økte vedlikeholdskostnader på bygninger, tap av avling i jordbruket. I slike tilfeller eksisterer det faktiske priser i markedet. I andre tilfeller er kostnadene knyttet til redusert livskvalitet og velferd for skader på miljøgoder som ikke omsettes i et marked.

I prosjektet LEVE (*L*uftforurensning, *e*ffekter og *ve*rdier) har SFT estimert befolkningens verdsetting av å unngå helseeffekter, støy og forsuring (SFT-rapport 1997/14). I LEVE-prosjektet ble effekter av norske bidrag til forurensningsskader på helse, materialer, vegetasjon og forsuring beregnet. Delrapporter ble publisert i perioden 1995-2000. En oppsummeringsrapport av prosjektet er publisert på SFTs hjemmeside.[4]

Tabell 6 Marginale skadekostnader tilgjengelige fra LEVE-prosjektet. Skraverte felter angir koblinger som ikke er relevante

	Forsuring og effekter på fisk	Overgjødsling av N	Helse-skader[5]	Material-skader	Avlingstap av zon	Skog-skader av ozon	Klima-virknin-ger
SO_2	X		Ikke med	X			Ikke med
NO_X (NO_2)	X	Ikke med	X	Ikke med	Ikke beregnet	Ikke med	Ikke med
NH_3	X	Ikke med	Ikke med				
VOC			Ikke med	Ikke med	Ikke beregnet	Ikke med	Ikke med
PM_{10}			X				Ikke med

Prosjektet gir estimater av de marginale helse- og miljøskadene ved utslipp av partikler (PM_{10}) og NO_x og NH_3. Tabell 1 oppsummerer for hvilke effekter det foreligger estimater for marginale skadekostnader ved norske utslipp.

Estimater for marginale skadekostnader for helseskader som følge av utslipp av NO_X og PM_{10} er begrenset til noen byer. For andre effekter enn helseskader har vi ikke tilsvarende gode marginale skadekostnader for utslipp av NO_X og PM_{10}. Vi har blant annet ikke estimater for

[4] http://www.sft.no/publikasjoner/luft/2100/ta2100.pdf

[5] De marginale virkningene av sekundærpartikler er ikke inkludert og heller ikke helseskader av bakkenært ozon forårsaket av utslipp av VOC og NOx

skadekostnader knyttet til bakkenær ozon, overgjødsling eller klimaendringer (både NO_X og PM_{10} har direkte eller indirekte klimaeffekter). Et alternativ er å bruke indirekte verdsetting, det vil si den marginale tiltakskostnaden for å redusere NO_X i henhold til forpliktelsen i Gøteborgprotokollen, som grunnlag.

3.8.3.2 Verdsetting av reduserte utslipp av nitrogendioksider (NO_X)

Gøteborg-protokollen krever at Norge reduserer sine NO_X -utslipp ned til 156.000 tonn i 2010. Dette innebærer en reduksjon på litt over 45.000 tonn i forhold til en referansebane uten nye tiltak. En oppdatert tiltaksanalyse for NO_x viser at denne reduksjonen kan oppnås med en marginalkostnad på betydelig mer enn 25 kroner +/- 10 som ligger til grunn i LEVE-rapporten[6]. Ut fra kunnskapen om tiltakskostnader og framskrivninger er det rimelig å legge denne marginalkostnaden til grunn ved verdsetting av miljøgevinsten av reduserte NO_X -utslipp. Vi har med andre ord ikke en vurdering av hva tiltakskostnaden vil være ved en strengere forpliktelse (som er aktuelt i forbindelse med revisjon av protokollen). Vi må anta at de rimeligste tiltakene gjennomføres i forbindelse med 2010-forpliktelsen, og at den marginale tiltakskostnaden vil stige for eventuelle senere forpliktelser.

3.8.3.3 Indirekte verdsetting versus bruk av skadekostnader

De direkte verdsettingsestimatene vil ikke komme som tillegg til den indirekte verdsettingen basert på tiltakskostnader, siden tiltakskostnader gir uttrykk for en *samlet* verdsetting av utslippsreduksjonen. I mange situasjoner kan imidlertid verdsettingsestimatene basert på skadekostnader være høyere enn verdsetting basert på tiltakskostnader. Dette er for eksempel tilfelle for LEVE-prosjektets verdsetting av helseskader av NO_X og materialskader av SO_2. Der verdsettingen basert på skadekostnader er høyere enn verdsettingen basert på tiltakskostnader (som ofte er tilfelle for større byer) velges skadekostnader som grunnlag for verdsettingen. I øvrige tilfeller velges estimatene som er basert på tiltakskostnader.

3.8.4 Andre forutsetninger

Tiltaksanalysen omfatter utslipp av klimagassene CO_2 , CH_4 og N_2O. I tillegg er effekten disse tiltakene har på utslipp av NO_X inkludert for alle tiltak. Effekten på utslipp av PM_{10} er beregnet for veitrafikktiltak. Tiltak er analysert med hensyn til hvilken effekt tiltaket har på det framskrevne utslippet av klimagasser i henholdsvis 2010 og 2020, det vil si hvor mye tiltaket vil redusere utslippet i målåret med. For andre gasser og partikler, for eksempel NO_X er reduksjonene målt i tonn. Det er ikke laget egne framskrivninger av utslippene for denne analysen ettersom deres funksjon i denne analysen er å vise tilleggsgevinst eller –kostnad ved tiltaket fra andre utslippskomponenter enn klimagassene.

De viktigste utslippskildene er dekket med hensyn til tiltak. Både forbrennings- og prosessrelaterte utslipp er inkludert.

For enkelte gasser har tiltak ikke blitt oppdatert eller utredet på nytt. Dette gjelder tiltak overfor gassene SF_6 og HFK. Grunnen til dette, er at det i Norge er vedtatt og iverksatt virkemidler som gjør nye tiltaksutredninger overfor disse gassene mindre relevante. Dette gjelder blant annet avgift med refusjonsordning for HFK som ble innført fra 2004 og avtale med elektrobransjen fra 2002 om reduksjoner i utslippene av SF_6-gasser fra elektroniske komponenter. Virkningen av disse tiltakene er tatt hensyn til i referansebanen, men det er behov for en nøyere vurdering i forhold til virkningen av de nye virkemidlene. Det vil i 2005 blant annet bli gjennomført en oppdatering av utslippsregnskap og framskrivning for HFK og SF_6.

[6] SFT: Marginalkostnader ved luftforurensning – skadekostnader og tiltakskostnader (TA-2100/2005)

3.8.5 GWP-verdier og sammenligninger mellom klimagasser

Det er stor variasjon mellom de ulike klimagassenes oppvarmingseffekt og levetid i atmosfæren. For å kunne sammenligne betydningen av ulike klimagasser har man utviklet en målestokk kalt GWP – Global Warming Potential – Globalt oppvarmingspotensial. Denne størrelsen er et mål for den akkumulerte oppvarmingseffekten til en gass over et gitt tidsrom i forhold til CO_2. I Tabell 6 er faktorene oppgitt for de gassene som omfattes av Kyoto-avtalen ved tre tidshorisonter – 20 år, 100 år og 500 år. Videre i denne analysen bruker vi omregningsfaktoren i et 100 års perspektiv. Det er i henhold til metodikken anvendt i Kyotoavtalen.

Tabell 7: Globalt oppvarmingspotensial (GWP) med tidshorisontene 20, 100 og 500 år for noen utvalgte gasser som omfattes av Kyoto-avtalen. 100 år brukes i denne analysen ved omregninger fra tonn utslippskomponent til tonn CO_2-ekvivalenter

			Globalt oppvarmingspotensial – ulike tidshorisonter		
		Levetid i atmosfæren (år)	20 år	**100 år**	500 år
CO_2		50-200	1	**1**	1
CH_4		12	56	**21**	6,5
N_2O		120	280	**310**	170
PFK	eks. CF_4	50000	4400	**6500**	10000
	eks. C_2F_6	10000	6200	**9200**	14000
SF_6		3200	16300	**23900**	34900
HFK	eks. 134a	14,6	3400	**1300**	420
	eks. 125	32,6	4600	**2800**	920
	eks. 152a	1,5	460	**140**	42

Kilde: IPCC, 1996

Som man ser av Tabell 7 har alle de andre gassene, relativt til CO_2, et større oppvarming-spotensial per molekyl. Det betyr at reduksjoner av de andre gassene i absolutte tonn kan være mindre enn for CO_2, men likevel gi like stor CO_2-ekvivalent reduksjon. Dette volum, mengde, effekt og tidsaspektet er en viktig medvirkende årsak til at det kan være mer effektivt og til en lavere kostnad å gjennomføre tiltak for å redusere andre klimagasser enn å redusere CO_2.

4. Historiske utslipp og referansebane for 2010 og 2020

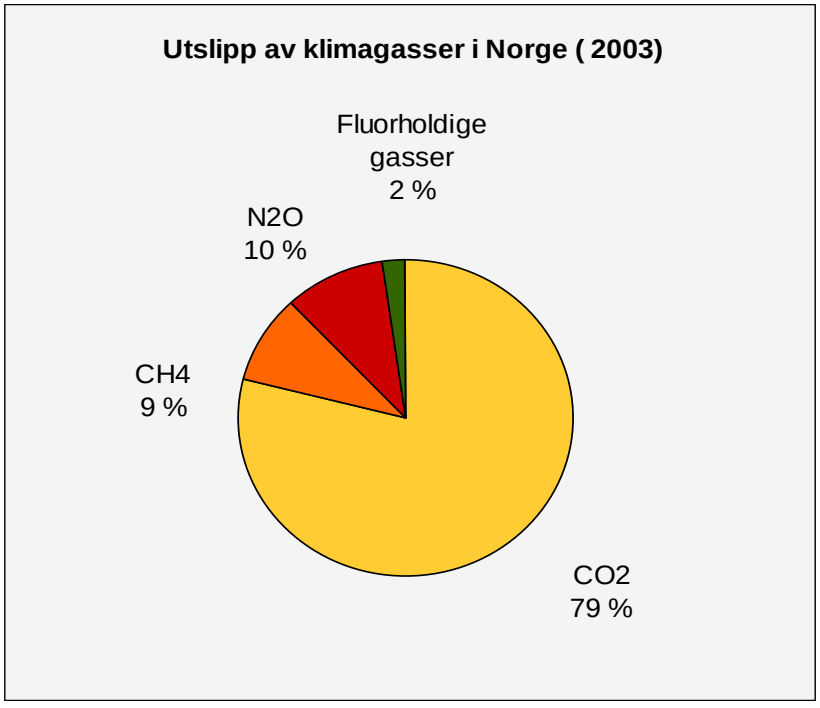
4.1 Historiske utslipp og viktige kilder

De samlede norske utslippene av klimagasser var i 2003 nær 55 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter, se Tabell 8. I likhet med andre land er CO_2 den viktigste klimagassen i Norge. CO_2 utgjør om lag 79 prosent av de samlede klimagassutslippene i Norge, se Figur 4. Metan og lystgass utgjør henholdsvis 9 og 10 prosent, mens de fluorholdige gassene PFK, HFK og SF_6 til sammen bidrar med ca. 3 prosent.

Omlag 27 prosent av de samlede klimagassutslippene er knyttet til industrien på land. En stor del av disse utslippene er knyttet til store bedrifter innen kjemisk industri, raffinerier, gassbehandling og metallproduksjon. Petroleumsvirksomheten offshore bidro med 23 prosent av de totale utslippene, mens de mobile kilder utgjorde 29 prosent. Landbruk og avfall sto for henholdsvis 9 og 7 prosent av klimagassutslippene.

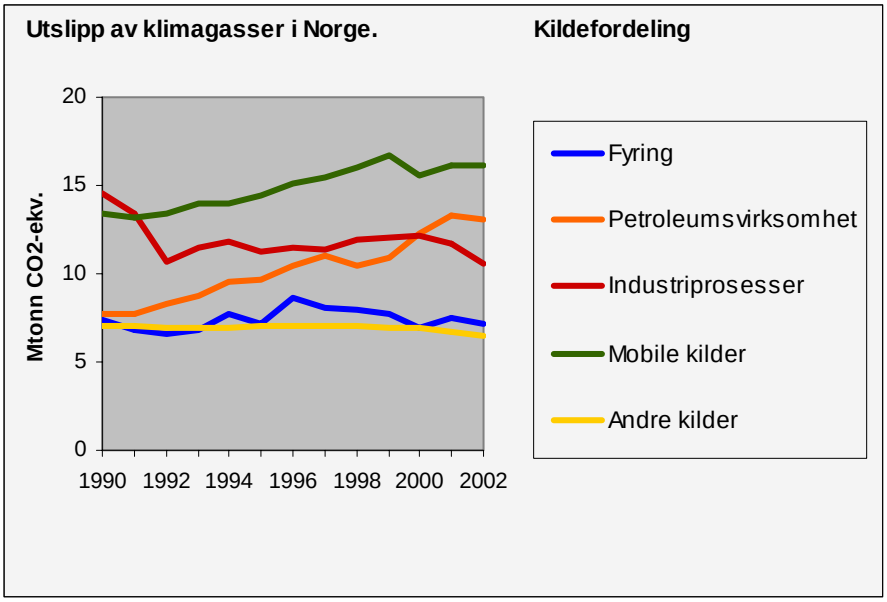
De samlede norske utslippene av klimagasser økte med om lag 9 prosent fra 1990 til 2003. Økningen skyldes økte CO_2-utslipp, særlig knyttet til sterk vekst i utslipp fra petroleums-virksomhet og transportsektoren. Utslippene av andre klimagasser er i samme tidsrom blitt noe redusert. Dette skyldes særlig nedgang i utslipp av SF_6 fra metallindustrien. Foreløpig tall for viser ytterligere økning fra 2003 til 2004 på litt over 1 prosent.

Figur 4: Samlet utslipp av klimagasser i 2003 fordelt etter sektorer



Kilde: SFT og SSB.

Figur 5: Samlet utslipp av klimagasser fordelt etter sektorer fra 1990–2002

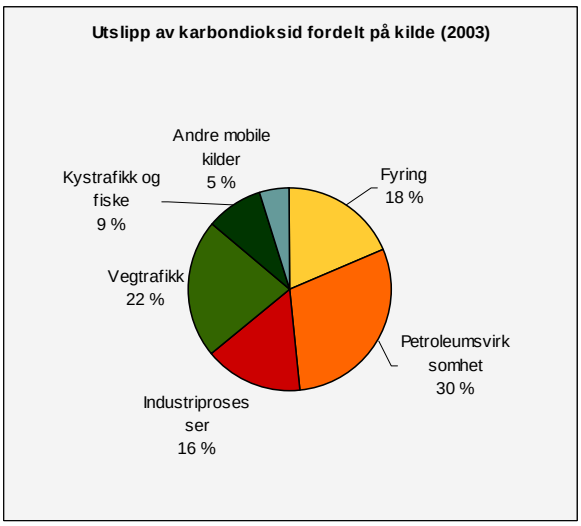


Kilde: SFT og SSB

4.1.1 Utslipp av karbondioksid (CO_2)

I 2003 var utslippene i overkant av 43 millioner tonn som er 25 prosent høyere enn nivået i 1990, se Tabell 8. De viktigste CO_2-kildene i Norge var i 2003 veitrafikk (22 prosent), fyring med olje, gass og kull (18 prosent), prosessutslipp fra landbasert industri (16 prosent) og petroleumsvirksomheten offshore (30 prosent). Utslippene i petroleumsvirksomheten er først og fremst knyttet til produksjon av kraft i gassturbiner. En mindre andel av utslippene skyldes avbrenning av naturgass i fakkel. Utslippene fra stasjonær fyring er dominert av bruk av fyringsoljer. Men bruk av brenselsgass i raffinerier, gassbehandlingsanlegg og petrokjemisk produksjon bidrar også vesentlig til det samlede utslippet av CO_2 i Norge. Fyring med kull og koks er en liten CO_2-kilde i Norge, med unntak av sementindustrien.

Figur 6: Samlet utslipp av CO_2 fordelt etter sektorer fra 2003



Kilde: SFT og SSB

De norske prosessutslippene domineres av bruk av kull og koks som råvare i metallindustrien og silisiumkarbidproduksjon, CO_2 fra bruk av kalkstein i sementindustrien og bruk av våtgass i produksjon av gjødsel.

4.1.2 Utslipp av metan (CH_4)

De norske metanutslippene var i 2003 om lag 240.800 tonn, tilsvarende 5,1 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter. Dette utslippet er dominert av utslipp fra avfallsfyllinger (40 prosent) og utslippet fra husdyr og husdyrgjødsel på til sammen 39 prosent. Metan fra avfallsfyllinger, husdyr og husdyrgjødsel oppstår ved nedbrytning av organisk materiale uten tilførsel av oksygen. Prosessutslippene fra petroleumsvirksomheten utgjorde ca. 12 prosent av totalutslippene i 1997 og er hovedsakelig knyttet til diffuse utslipp av metan. Stasjonær og mobil forbrenning av energivarer utgjorde 6,5 prosent. Vedfyring i boliger er her den viktigste kilden.

Metanutslippene har vokst kraftig gjennom hele etterkrigstiden først og fremst pga. økt avfallsdeponering. De siste årene er utslippsveksten noe redusert. Fra 1990 til 2003 gikk utslippene ned med ca. 2 prosent.

4.1.3 Utslipp av lystgass (N_2O)

De norske lystgassutslippene er anslått til 17 200 tonn i 2003, tilsvarende 5,3 millioner CO_2 -ekvivalenter. 47 prosent av dette utslippet skyldes jordbruket med bl.a. bruk av nitrogenholdig kunst- og husdyrgjødsel og jordbruksdyrking av myrer, mens 32 prosent er knyttet til produksjon av salpetersyre (til nitrogenholdig kunstgjødsel). Stasjonær forbrenning utgjorde under 2 prosent, mens mobile kilder bidro med 16 prosent. Utslippene fra vegtrafikken har vært økende siden 1989, på grunn av innføringen av personbiler med katalysator.

På samme måte som for metan har lystgassutslippene økt betydelig helt fram til begynnelsen på 80-tallet, primært på grunn av økt produksjon og bruk av kunstgjødsel. Etter 1990 har det imidlertid vært en viss nedgang i utslippene på grunn av prosessomlegginger i salpetersyreproduksjonen – slik at den totale utslippsveksten fra 1990 til 2003 ikke er større enn 5 prosent.

4.1.4 Utslipp av perfluorkarboner (PFK)

Utslippet av PFK er i Norge totalt dominert av utslipp fra produksjon av aluminium. I 2003 tilsvarte utslippene 0,7 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Generelt er PFK-utslippene per tonn aluminium fra de norske produksjonsanleggene lavere enn det som rapporteres fra andre land. Videre er utslippene normalt høyere for ”søderberg”-teknologi enn for ”prebaked”-teknologi.

Perfluorkarbon-utslippene per produsert enhet har blitt redusert betydelig de siste 10 årene blant annet som følge av endringer i produksjonsprosessen (redusert blussfrekvens). Fra 1990 til 2003 ble utslippet redusert med ca. 79 prosent.

4.1.5 Utslipp av hydrofluorkarboner (HFK)

HFK er halogenerte karbonforbindelser uten brom eller klor. HFK brukes i kjøleanlegg, som brannslukningsmiddel, til produksjon av skumplast mm. HFK er i dag svært aktuelle som erstatningsstoffer til KFK, HKFK og haloner som under Montrealprotokollen skal utfases for å unngå nedbrytning av ozonlaget. I 1990 var forbruket av HFK neglisjerbart, men har allerede i løpet av 90-tallet økt betydelig. I 2003 tilsvarte forbruket et reelt utslipp på 128 tonn eller 0,24 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter.

I 2003 ble det benyttet i alt 7 ulike HFK-forbindelser (HFK-134a, HFK-152a, HFK-125, HFK-143a, HFK-23, HFK-32 og HFK-227ea). De viktigste forbindelsene var HFK-134a, HFK-125 og HFK-143a. Det viktigste bruksområdet i 2003 var som medium til kjøling og air-conditioning.

4.1.6 Utslipp av svovelheksafluorid (SF_6)

Svovelheksafluorid er en drivhusgass med et svært stort oppvarmingspotensial og lang levetid. I global målestokk er imidlertid utslippet lite. I Norge er forbruket relativt sett stort i og med at SF_6 brukes som dekkgass i produksjon av metaller, først og fremst magnesium. I tillegg brukes noe SF_6 i gassfylte elektrisitetsbrytere (GIS).

I 2003 var det samlede SF_6-utslippet 0,23 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Utslippet har gått kraftig ned fra over 90 tonn i 1990 til 9,7 tonn i 2003. Denne nedgangen skyldes først og fremst redusert forbruk av SF_6 i magnesiumindustrien som står for rundt 75 prosent av utslippet. Utslippene av SF_6 fra elektriske brytere og høyspenningskomponenter fra 2003 er også mer enn halvert etter at en avtale om utslippsreduksjoner ble inngått mellom Miljøverndepartementet og elektrobransjen i 2002.

4.2 Referansebane for 2010 og 2020

Framskrivningen av klimagassutslipp fram mot 2010 og 2020 - heretter kalt referansebanen - bygger på aktivitetsdata fra Perspektivanalysen[7]. I referansebanen fram til 2010 og 2020 er det forutsatt at ingen nye virkemidler gjennomføres utover de som allerede er vedtatt.

Revisjon av metoden for beregning av metanutslipp fra avfallsdeponier har medført at både historiske og framskrevne utslipp er kraftig redusert i forhold til tidligere beregninger. Oppdateringen av metanmodellen forklarer forskjellen mellom framskrivingen presentert her og i Perspektivmeldingen 2004 om utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi.

Det nasjonale kvotesystemet for klimagassutslipp, som ble satt i verk 1. januar 2005, er ikke innarbeidet i framskrivingen. Flere tiltak innen prosessindustrien har en lav kostnad per tonn CO_2-ekvivalent redusert, sett i forhold den internasjonale kvotemarkedet. Kvotesystemet vil derfor kunne gi et tilstrekkelig incitament til at disse tiltakene gjennomføres. Den internasjonale kvoteprisen har de siste månedene ligget rundt 20 Euro eller rundt 160 kroner/tonn CO_2. Ved en slik pris vil det kunne være lønnsomt å redusere utslippene fra industrien med rundt 1 millioner tonn CO_2.

Fra 2003 er det innført en avgift på HFK/PFK med en avgiftssats for 2005 på 185 kroner per tonn CO_2 –ekvivalent. Fra juli 2004 er avgiften supplert med en refusjonsordning for HFK og PFK som er levert til godkjent destruksjonsanlegg. Virkningen av disse virkemidlene er inkludert i referansebanen. Vi har derfor valgt å ikke beskrive ytterligere tiltak for å redusere HFK og PFK i analysen.

Utslippsframskrivingene for 2010 og 2020 avhenger blant annet av hvordan det norske forbruket av elektrisk kraft dekkes. Økningen i kraftforbruket framover kan møtes gjennom utbygging av gasskraft, vannkraft, andre fornybare energikilder eller økt import. Hva som realiseres av utbygginger avhenger av rammebetingelser, utviklingen i kraftmarkedet og prisen på råvarer, som kull, gass og olje. Ulike kombinasjoner av kraftutbygging og import vil

[7] Stortingsmelding 8 (2004-05) Perspektivmeldingen 2004 - utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi.

gi ulike virkninger på utslipp i Norge og i utlandet. Beregningsteknisk er det lagt til grunn en viss utbygging av vannkraft og økt import på kort sikt, og større utbygging av kraftproduksjon basert på gass mellom 2010 og 2020. Det er lagt inn en forutsetning om bygging av et konvensjonelt gasskraftverk med et utslipp på 1,1 millioner tonn CO_2 for 2010.

Det er viktig å understreke at det er stor usikkerhet knyttet til SFTs referansebane, og at en antatt økonomisk utvikling ligger til grunn for framskrivingen. Dersom antakelsene slår inn, gir referansebanen informasjon om hvor mye utslippene må reduseres for at Norge skal oppfylle sine internasjonale forpliktelser. Dette kan skje i form av reduksjoner i norske utslipp og/eller gjennom bruk av de såkalte Kyoto-mekanismene, dvs. at en betaler for å redusere utslipp andre steder.

Referansebanen antyder at de samlede utslippene av klimagasser (målt i CO_2-ekvivalenter) vil øke med om lag 23 prosent fra 1990 til 2010 og 37 prosent til 2020 hvis ingen nye tiltak iverksettes, se Tabell 8.

Tabell 8: Framskrivninger for utslippet av klimagasser for årene 2005 og 2010, samt utslipp i 1990 og 1997. Framskrivningen er inklusive gasskraftverk

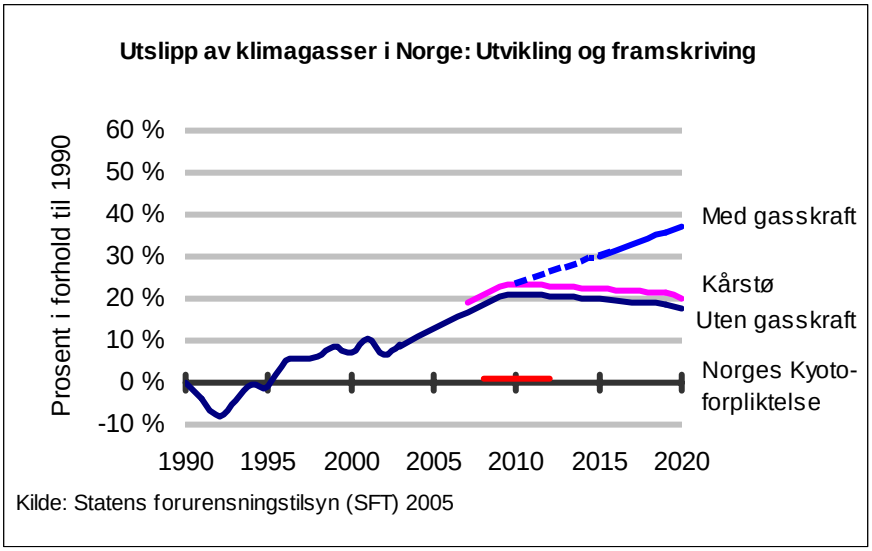
	1990	**2003**	**2010**	**2020**
	Millioner tonn CO_2 -ekvivalenter			
CO_2	34,4	43,2	49,9	57,0
CH_4	5,2	5,1	4,7	4,3
N_2O	5,1	5,3	5,4	5,5
PFK	3,3	0,7	1,1	1,2
SF_6	2,2	0,2	0,2	0,3
HFK	0,0	0,2	0,5	0,5
Samlet utslipp	50,1	54,8	61,8	68,7

		Prosentvis endring i forhold til 1990		
CO_2		26 prosent	45 prosent	66 prosent
CH_4		-2 prosent	-10 prosent	-17 prosent
N_2O		5 prosent	6 prosent	8prosent
PFK		-79 prosent	-67 prosent	-64 prosent
SF_6		-89 prosent	-89 prosent	-86 prosent
HFK		-	500 prosent	500 prosent
Samlet utslipp	0	9 prosent	23 prosent	37 prosent

Kilde: Finansdepartementet og SFT
Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

Norges forpliktelse etter Kyotoprotokollen er at økningen i samlet utslipp ikke skal overstige 1 prosent over 1990-nivået innen perioden 2008 til 2012. Det vil si at samlet årlige utslipp av de seks klimagassene ikke skal overstige 50,6 mill tonn CO_2 –ekvivalenter i perioden. For å oppfylle forpliktelsen må de norske utslippene dermed reduseres med i overkant 11 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i forhold til fremskrivningen for 2010. Hvis utslippet i 2020 skal komme ned på nivået i 1990 må utslippene reduseres med rundt 18 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter, hvis det bygges gasskraftverk som forutsatt i referansebanen (se Figur 7).

Figur 7: Forventet utvikling i utslipp av klimagasser fram til 2010 og 2020 i prosent av 1990. Stolpene angir utslipp med og uten gasskraftverk i referansebanen



Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

5. Muligheter for innenlands reduksjon av klimagasser

5.1 Utslippsreduksjon og kostnadsvurdering for de enkelte sektorer

5.1.1 Tiltak i petroleumssektoren

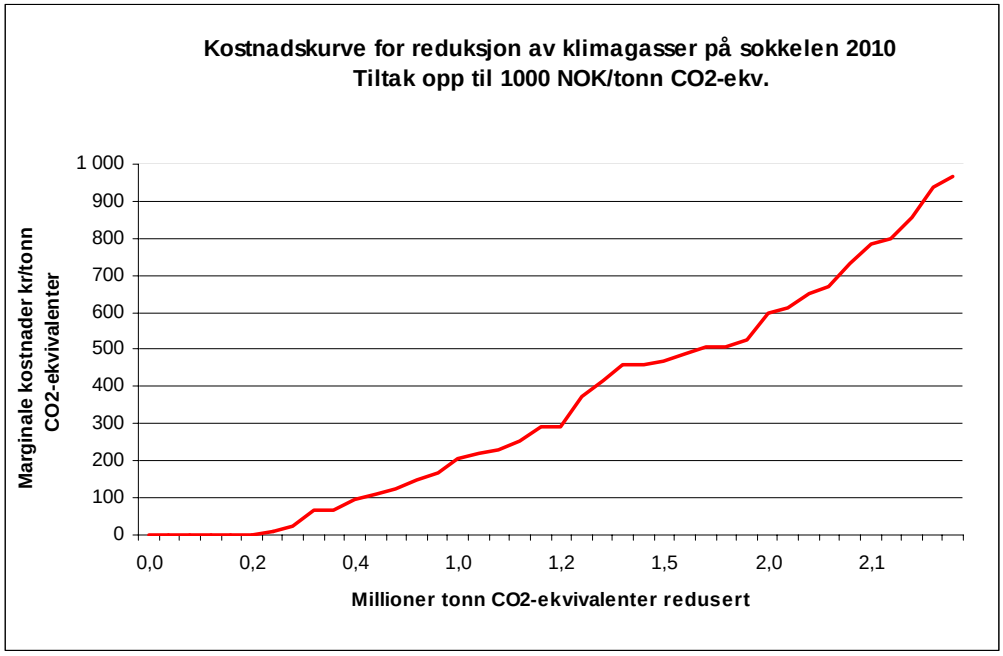
Potensialet for utslippsreduserende tiltak innen olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel er relativt stort med opp til 4,0 millioner tonn CO_2 fram mot 2010. I følge beregninger fra bransjen vil en rekke av disse tiltakene ha en høy kostnad. Det vil også være urealistisk å gjennomføre alle beskrevne tiltak innen 2010. Det vil imidlertid være mulig å gjennomføre reduksjoner opp mot 0,7 millioner tonn til en kostnad på 200 kroner/tonn CO_2. Hvis vi legger til grunn dagens CO_2-avgift på sokkelen på 333 kroner/tonn CO_2 redusert (bruk av gass til oljeutvinning), så vil reduksjonspotensialet være rundt 0,9 millioner tonn.

Tiltakene på norsk sokkel fordeler seg på følgende tiltakstyper:

- Effektivisering av energiforsyningen på norsk sokkel. Effektiviseringen omfatter en rekke operative og driftsmessige tiltak for å øke gjennomsnittlig elektriske virkningsgrad for gassturbiner som produserer strøm. Tiltak knyttet til energiforsyning og energibruk kan teknisk sett gi en årlig CO_2-reduksjon utgjør om lag 1,7 millioner tonn, dvs. ca. 14 prosent av sokkelens totale CO_2-utslipp. Om lag halvparten av disse tiltakene er anslått til å være kostnadseffektive innenfor CO_2-avgiftens nivå.
- Fakling offshore. Viktige tekniske tiltak er i stor grad gjennomført. For å oppnå ytterligere reduksjoner i fakling må det ifølge OD, OLF og operatørselskapene fokuseres mer på selskapenes driftsrutiner og driftsregularitet.
- Prosessoptimalisering gjelder anleggsspesifikke tiltak for eksisterende innretninger som for eksempel optimal utnyttelse av brønntrykket, utnyttelse av overskuddsvarme og optimalisering av gassinjeksjonstrykk og –regulering.
- Samordnet kraftforsyning mellom innretningene. Operatørene på norsk sokkel har gjennomført en rekke studier med hensyn til kraftsamarbeid internt mellom innretninger og mellom felt i Nordsjøen (DNV 2003, OLF 2003)
- Kraft fra land. Det er besluttet å bruke kraft fra land både til Troll A feltet og for Valhall. I denne analysen er det beskrevet 5 aktuelle felt for kraftforsyning fra land på bakgrunn av data fra bransjen. Disse tiltakene vil til sammen kunne gi en utslippreduksjon på 1,8 millioner tonn. Troll A feltet er et av disse feltene og en del av analysen. Samfunnsøkonomiske kostnader varierer fra rundt 500 – 1000 kroner/tonn CO_2 redusert.

Fram mot 2020 er det et betydelig lavere reduksjonspotensial for tiltak på norsk kontinentalsokkel. Dette skyldes at tiltakene i denne analysen retter seg mot framskrevet utslipp fra olje- og gassutvinning fra eksisterende felt fram mot 2020. Samlet reduksjonspotensial for 2020 blir dermed 1,4 mill. tonn CO_2, men bare opp til 170 000 tonn CO_2 til en kostnad under 400 kroner per tonn CO_2 redusert. Virkningen av disse tiltakene bygger da hovedsaklig på en beregning av utslippsreduksjoner fra tiltakene som gjennomføres for 2010.

Figur 8: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak på norsk sokkel med kostnad lavere enn 1000 kroner/tonn CO_2-ekvivalent



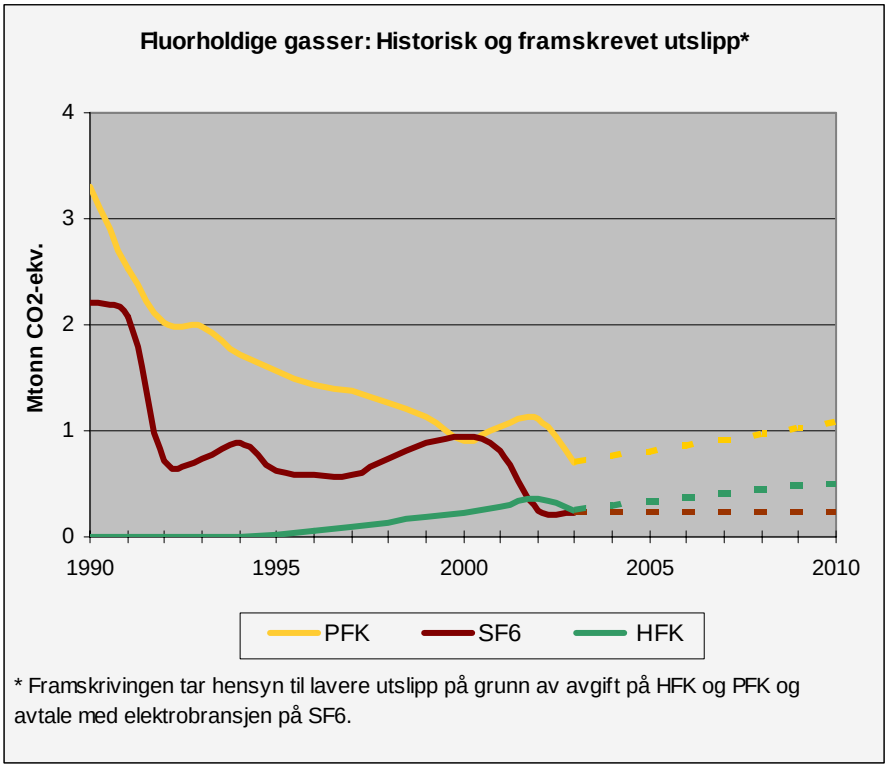
I beskrivelsen av mulige tiltak innen olje- og gassvirksomheten er det ikke foretatt en vurdering av mulig utslippsreduksjoner fra nye funn på norsk sokkel. Noen av disse utbyggingene vil bruke tilgjengelig infrastruktur fra felt som er operative i dag. Hvis det opparbeides strukturer for kraftforsyning fra land kan det tenkes at utslippet fra olje- og gassutvinning vil kunne reduseres betydelig i forhold til referansebanen for 2020.

5.1.2 Tiltak for landbasert industri

Beskrivelsene av tiltak innenfor landbasert industri gjelder både utslipp knyttet til industriprosesser og energibruk. Beskrivelsene omfatter også en rekke ulike bransjer. For treforedlingsindustrien er det ikke foretatt en særskilt vurdering ettersom denne sektoren anses dekket gjennom delutredning for stasjonær energiforsyning og –bruk som inngår i denne rapporten.

Fram mot 2010 vil tiltak innen prosessrelatert industri kunne gi en utslippsreduksjon på opp mot 1,7 millioner tonn CO_2–ekvivalenter. Hvis alle utredede tiltak med en kostnad under 200 kroner per tonn CO_2 gjennomføres, så vil dette kunne gi en utslippsreduksjon på rundt 1,0 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. I forhold til SFT klimatiltaksanalysen fra 2000 er potensialet for utslippsreduksjoner fra denne sektoren betydelig redusert. Dette skyldes særlig at det er gjennomført tiltak innen magnesiumsproduksjon og aluminiumsindustrien, og at produksjonen av rå-magnesium er lagt ned. Dette har ført til en betydelig utslippsreduksjon av flourholdige gassene SF_6 og PFK fra disse bransjene fra 1990 og fram til i dag.

Figur 9: Utslipp av flourholdige gasser (PFK, SF6, HFK) fra 1990 til 2003



Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

Den reduksjonen som skyldes tiltak som er gjennomført som en oppfølging av bransjens handlingsplan og som en del av den frivillige avtalen som er inngått mellom bransjen og staten. I analysen fra 2000 var rundt 1,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter relatert til tiltak for å redusere utslippene av fluoholdige gasser (unntatt tiltak mot HFK).

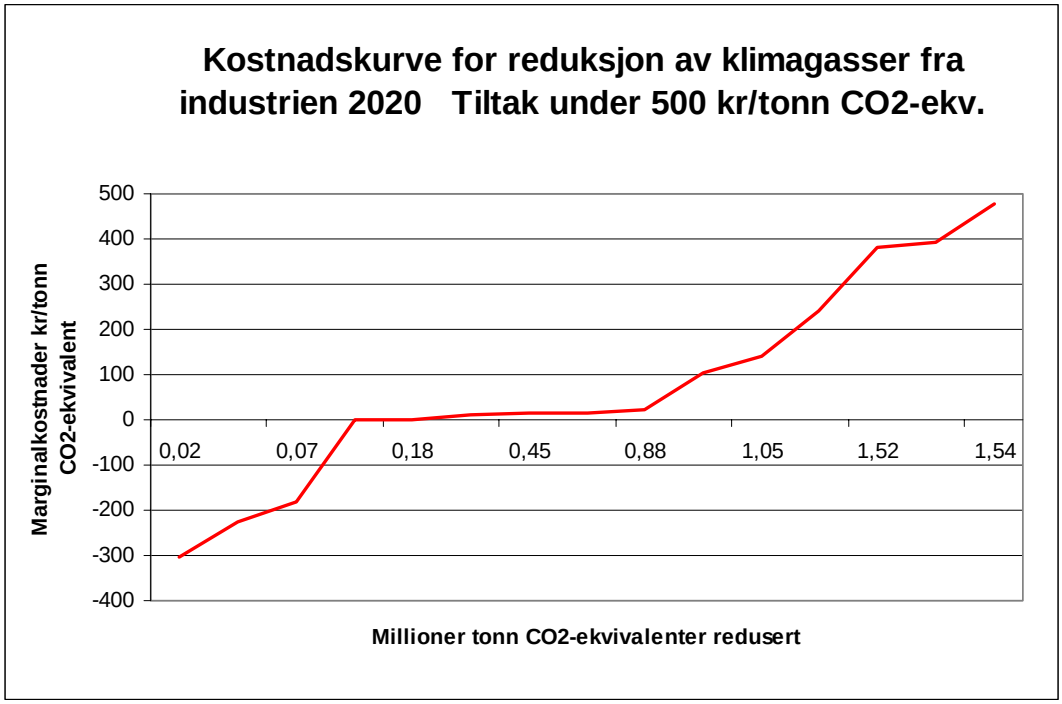
Vurdering av kostnader og utslippsreduksjoner fra tiltak i industribedrifter er foretatt med utgangspunkt i PILs hvitebok om klimagassutslipp fra norsk fastlandsindustri (SINTEF/DNV 2004).

Tiltak inne følgende bransjer er inkludert i denne rapporten:

- **Aluminium- og magnesiumsindustrien**: Det er utredet et tiltak for erstatning av SF_6 med andre dekkgasser ved utstøpning av metall. Det er ikke utredet nye tiltak for reduksjon av utslipp av PFK og CO_2 fra prosesser fra denne bransjen.
- **Ferrolegering, jern- og stålindustri**: Tiltak som er utredet omfatter erstatning av kull og koks med trekull som reduksjonsmiddel. Det er stor usikkerhet knyttet til tiltakskostnader og bransjen viser til at det vil være behov for teknologisk utvikling for å kunne gjennomføre disse tiltakene.
- **Sement og annen mineralindustri**: tiltak for overgang fra olje og naturgass, økt bruk av alternative brensel, og økt energigjenvinning har en kostnad fra rundt 80 til 400 kroner/tonn CO_2-ekvivalenter.
- **Mineralgjødsel**: det er beskrevet to større tiltak innen denne bransjen som omfatter homogen spalting av lystgass (N_2O) i salpetersyreproduksjon.
- **Kjemiske råvarer**: Tiltakene omfatter flere mindre tiltak som redusert fakling, dampøkonomisering og installering av mer energieffektive crackerovner.

– **Raffinerier og ilandføringsanlegg for olje og gass**: Tiltakene omfatter energieffektivisering og fakkelgassgjenvinning.

Figur 10: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i prosessindustrien i 2010. Tiltak med marginalkostnader lavere enn 500 kroner/tonn CO_2-ekvivalent



Det er i denne analysen kun beregnet utslippsvirkning og kostnader ved å videreføre tiltak fra 2010 fram mot 2020. Det forventes ingen betydelig endring av utslippspotensialet fra 2010 til 2020 med kjent teknologi i forhold til det som er identifisert for 2010. En ytterligere reduksjon av klimagassutslipp fra prosessindustrien vil først og fremst komme ved utvikling og implementering av ny teknologi.

5.1.3 Tiltak for CO_2–separering

I denne referansebanen i denne rapporten er det forutsatt at økt behov for elektrisitet dekkes ved bygging av konvensjonelle gasskraftverk. Et mulig tiltak for å redusere disse utslippene er separering av CO_2 fra kraftverkene.

Det er beskrevet tre tiltak for CO_2-fangst i denne rapporten:

– CO_2-separering som gir 935.000 tonn CO_2 fra et gasskraftverk på Kårstø for deponering i geologisk formasjon for eksempel på Utsira-plattået (2010). Dette tiltaket er kostnadsberegnet til rundt 360 kroner/tonn CO_2 redusert.[8]
– CO_2-separering fra 9,7 millioner tonn CO_2 fra en rekke gasskraftverk (2020). Dette gir i alt 8,5 millioner tonn CO_2 årlig som føres til norsk kontinentalsokkel

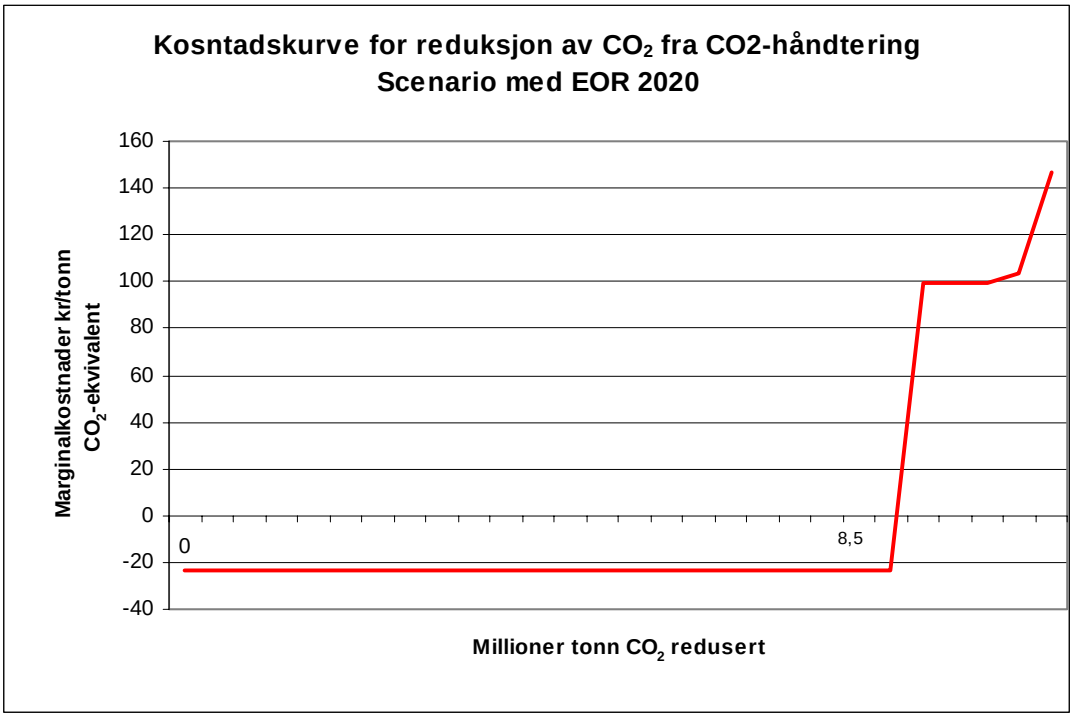
[8] Det er her brukt kostnader ved en forbedret et ett-strengs-fangstanlegg med et absorpsjonstårn som er beskrevet av Aker-Kværner/GassTEK (Sanden 2005) og kompresjonsanlegg beskrevet av Sintef (2005). Et slikt anlegg vil være mindre robust og må ansees som et framtidig anlegg som trenger å utvikles noe. Ved bygging av to eller flere strenger vil kostnadene ved dagens tilgjengelig teknologi være høyere (jfr. Oljedirektoratet 2005)

for økt oljeutvinning. Dette tiltaket vil kunne være samfunnsøkonomisk lønnsomt gitt en oljepris på rundt 27 dollar per fat olje.[9]

- CO_2-separing fra store industrielle punktkilder på fastlandet. Disse føres i eksisterende rørledninger til norsk sokkel for bruk til økt oljeutvinning

Det er ikke foretatt en vurdering av gasskraftverk på Skogn.

Figur 11: Kostnadskurve bruk av CO_2 til økt oljeutvinning i 2020 inkludert CO_2-fangst fra store landbaserte industrikilder



Det er betydelig usikkerhet i beregningen av lønnsomhet for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning på norsk sokkel. Realisering av prosjekt for CO_2-håndtering krever et betydelig statlig engasjement for å redusere risiko og usikkerhet hos lisenshaverne og i forbindelse med koordinering (Jakobsen m.fl. 2005). Det pågår betydelig utvikling med hensyn til tekniske løsninger og kostnader ved CO_2-fangst.

Hvis det ikke gjennomføres et tiltak med bruk av CO_2 fra norske gasskraftverk til økt oljeutvinning vil gjennomføringen av CO_2-separering fra norsk landbasert industri bli dyrere og mindre sannsynlig. CO_2-fangst fra norsk landbasert industri må da enten deponeres eller bruk til økt oljeutvinning på utenlandske felt eller den forutsetter bruk av utenlandske CO_2-kilder til økt oljeutvinning på norske felt.

Bruk av CO_2 til økt oljeutvinning kan også skje ved leveranse fra store punktkilder i Nordsjøområdet som for eksempel kullkraftverk i Danmark (Oljedirektoratet 2005). Også et slikt prosjekt vil kreve store investeringsbeslutninger og samarbeidsløsninger for etablering av infrastruktur. Norske oljeselskaper har til nå vært skeptiske til muligheten for å bruke CO_2 som alternativ for å øke produksjonen av olje uten at det innføres ytterligere statlige incentiver.

[9]For estimering av kostnadene for omfattende EOR er kostnadstall for fremtid= ig teknologi fra Oljedirektoratet lagt til grunn (Oljedirektoratet 2005:18)

5.1.4 Tiltak for stasjonær energibruk og -produksjon

For 2020 er det utredet tiltak som vil gi en samlet reduksjon av klimagassutslippene med rundt 3 millioner tonn. Hvis en forutsetter et behov for å produsere ny strøm med fossile brensler som alternativt scenario, så vil energitiltakene til sammen kunne redusere klimagassutslippene i referansebanen med rundt 10 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Da forutsettes energitiltakene å komme i stedet for utbygging av konvensjonelle gasskraftverk (jamfør avsnitt 3.8.1).

Samlet sett er det beskrevet tiltak som kan redusere utslippene fra stasjonær forbrenning med om lag 1,7 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter i 2010. Ved å gjennomføre alle tiltakene for stasjonær energibruk og –produksjon med en kostnad opp til 200 kroner per CO_2-ekvivalent, så vil skalert utslippsreduksjon som kan realiseres være i underkant av 1,6 millioner tonn.

Sentralvarmesystemer vil være en sentral forutsetning for større innfasing av fjernvarme og bruk av biomasse til oppvarming i Norge. Nyere beregninger viser at merkostnaden i forhold til nye boliger vil være ca. 280 – 520 kroner/m^2 avhengig av bygningstype (næringsbygg, blokk, småhus). Disse kostnadene omfatter både radiatoranlegg i boligene og kjelanlegg. Hvis energikostnaden ved fjernvarmeforsyning skal være samfunnsøkonomisk lønnsom, så må energikostnaden ligge mellom 3 og 15 øre lavere per kWh i forhold til oljekjel. I tiltaksbeskrivelsene i denne rapporten er kostnadene ved vannbårne system lagt inn der dette er nødvendig i forhold til forutsetningene for tiltaket.

Beregning av lønnsomhet for tiltakene innenfor stasjonær energibruk og –produksjon er usikker og følsom for forutsetningene om det relative prisforholdet mellom olje og alternative energikilder. I denne rapporten er det beregnet merkostnader i forhold til dagens priser for strøm og oljefyring (1. kvartal 2004).

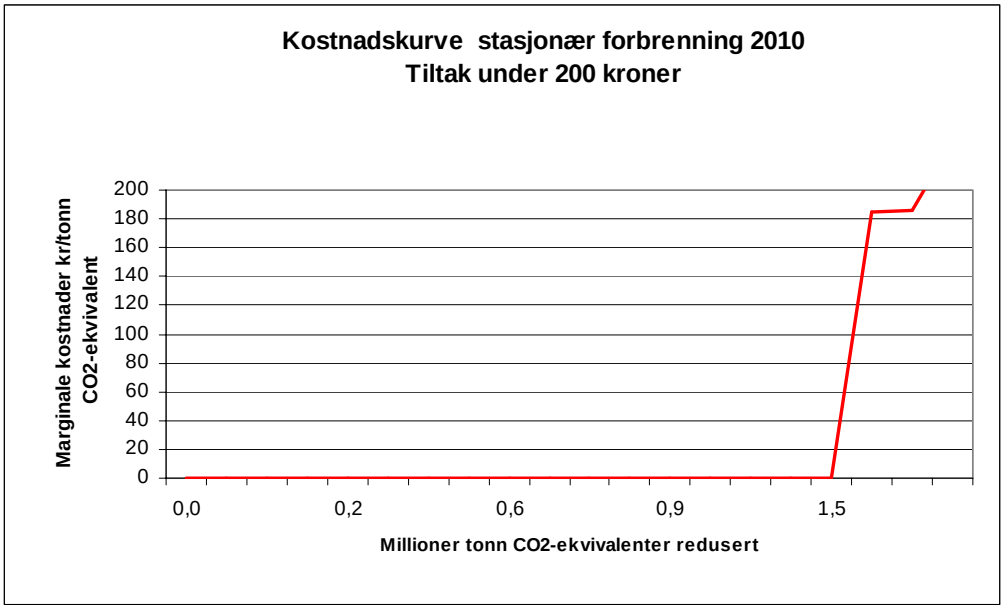
Tiltakene er rettet mot

- enøk i eksisterende bygningsmasse, lavere energibehov i nye og rehabiliterte bygninger
- fjernvarmeutbygging i Norge
- konvertering av oljekjeler til bioenergikjeler
- innfasing av varmepumper i industri, næring og boliger
- utvidelse av ordningen ”Effektiv oljefyring” til anlegg over 120 kW
- direkte bruk av gass til erstatning for ved og elektrisitet

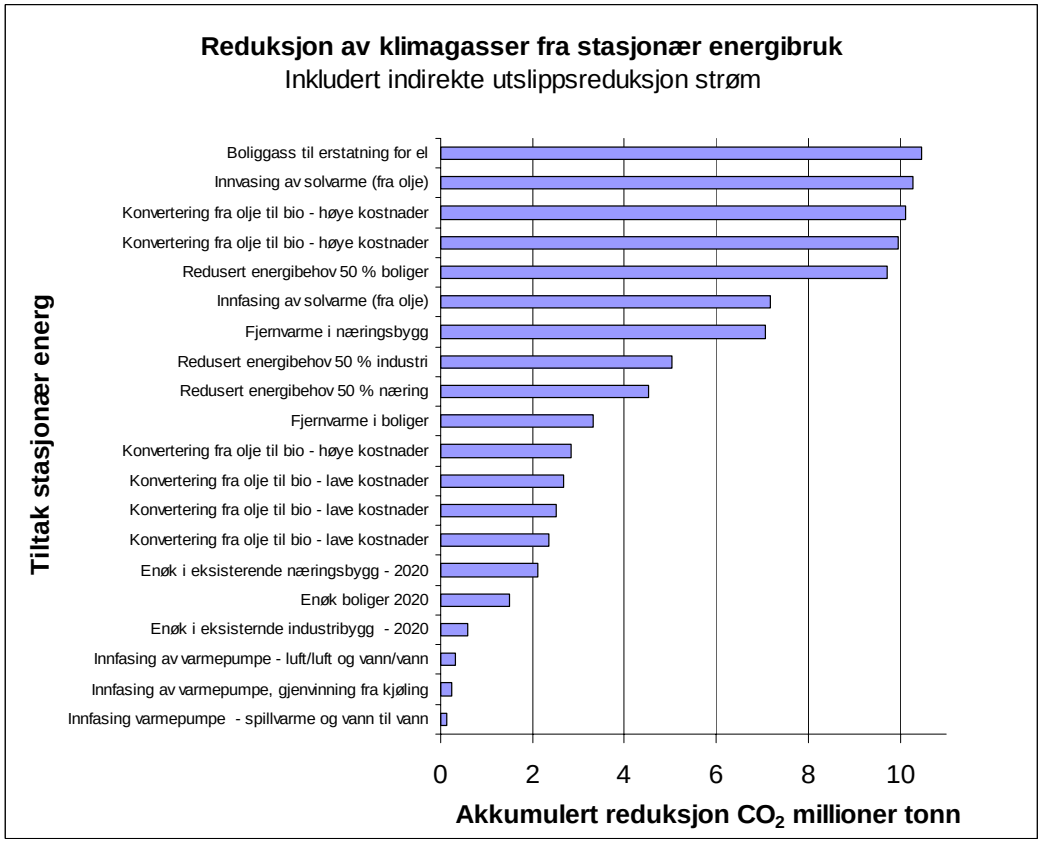
Det er et stort teknisk potensial[11] både for energisparende tiltak og substitusjon av olje/el med alternative energikilder. Hvor mye av dette som utløses og gjennomføres vil være avhengig av den relative prisutviklingen mellom ulike energibærere, bruk av politiske virkemidler og betydningen av andre hindringer som risikoaversjon, avkastningskrav, fordeling av investerings- og driftskostnader i større bygg og informasjon.

[11] SFTs Miljøteknologiprosjekt har pr. 2005 bygg som ett av tre hovedsatsingsområder, og det vil her bli utredet tiltak som ikke omfattes av klimatiltaksanalysen i denne omgang. Mer informasjon vil bli lagt ut på www.miljoteknologi.no.

Figur 12: Kostnadskurve for stasjonær energiproduksjon og –bruk 2010. Tiltak med kostnad lavere enn 200 kroner/tonn CO2-ekvivalent. Reduksjon opp til 1,3 millioner tonn er samfunnsøkonomisk lønnsomme (ikke skalert)



Figur 13: Reduksjonspotensial for stasjonær energiproduksjon og –bruk 2020



Boligass (LPG) som erstatning for direkte elektrisk oppvarming er i denne analysen beskrevet som et mulig klimatiltak, men vil gi en økning i utslippene på henholdsvis 135 000 tonn og

300 000 CO_2-ekvivalenter for årene 2010 og 2020. Virkningen av tiltaket er ikke tatt med i beregningen av reduksjonspotensialet for 2010. Bruk av gass til oppvarming vil imidlertid kunne erstatte elektrisk oppvarming. I dette tilfellet så vil tiltaket redusere utslippene med 490 000 tonn CO_2-ekvivalenter 2020, med en årlig merkostnad på rundt 1200 kroner per tonn CO_2 redusert. Det er da forutsatt at gass til oppvarming erstatter elektrisitet fra konvensjonelle gasskraftverk (se ovenfor 3.8.1).

Produksjon av ny fornybar strøm er ikke inkludert i kostnadskurven i denne rapporten. I referansebanen er det forutsatt innfasing av ca. 25 – 30 TWh konvensjonell gasskraftverk, som vil gi et utslipp på rundt 10 millioner tonn CO_2. Både ny fornybar energiproduksjon, enøk og gasskraftverk med CO_2-håndtering kan vurderes som klimagassreduserende tiltak i forhold til forutsetningene i denne rapporten.

Det vil være et betydelig potensial for økt produksjon av ny fornybar kraft i tillegg til utslippsreduksjon gjennom tiltakene beskrevet ovenfor. Økt produksjon av fornybar strøm vil ikke påvirke de direkte utslippene av klimagasser. Hvis denne produksjonen erstatter ny fossil kraft vil det kunne realiseres et potensial fram mot 2020 på ca. 64 TWh til en pris på opptil 25 øre/kWh, hvorav 19 TWh baseres seg på utbygging av ny vannkraft. Produsert i et konvensjonelt gasskraftverk vil en slik mengde gi et utslipp på ca. 23 millioner CO_2-ekvivalenter eller et utslipp som tilsvarer 45 prosent av utslippet i 1990.[12] Med en kraftpris fram mot 2020 på 25 øre kWh antas det at et bedriftsøkonomisk potensial på ca. 6 TWh konvensjonell gasskraft kan realiseres.

5.1.5 Tiltak i transportsektoren

I denne analysen er det utredet tiltak som vil kunne gi en samlet reduksjon av klimagasser fra veitransport på 1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i 2010 og 2,5 millioner tonn CO_2-ekvivalenter i 2020. Beregningene omfatter både tekniske tiltak på hvert enkelt kjøretøy og tiltak for å begrense trafikkvolum med vekt på byer og tettsteder. Analysen indikerer en mulig reduksjon på ca. 550 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2010 som vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme å gjennomføre. Av denne reduksjonen bidrar tiltak knyttet til areal- og transportplanlegging med ca. to tredjedel. Ca. en tredjedeler av reduksjonspotensialet i 2010 skyldes energieffektivisering av personbiler.

I 2020 kan tiltakene knyttet til transportplanlegging gi en utslippsreduksjon på opp mot 0,6 mill tonn CO_2, og til kostnader langt under 0 kroner per tonn CO_2 som reduseres. Til en kostnad rundt 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent vil det være mulig å redusere utslipp fra tiltak på kjøretøy med rundt 1millioner tonn.

Følgende tekniske tiltak er vurdert:

- Energieffektivisering av personbiler
- Anvendelse av biodiesel
- Anvendelse av bioetanol
- Nullutslippskjøretøy (hydrogen fra fornybar energi anvendt i brenselcelle)
- Nullutslippskjøretøy (elektrisk med strøm fra fornybar energi)
- Økt andel av dieselpersonbiler

[12] I referansebanen som ligger til grunn for denne analysen er det lagt til grunn et utslipp på 9,7 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter fra energiproduksjon. Produsert i et konvensjonelt gasskraftverk tilsvarer det ca. 28 TWh produsert kraft.

– Nullutslipps kjøretøyer i kollektivtrafikken.

Energieffektivitetstiltaket bygger på avtalen EU-kommisjonen og bilindustrien (ACEA) har inngått å redusere CO_2-utslippene fra nye personbiler til i gjennomsnitt 140 g CO_2/km innen 2008/2009. Avtalen medfører at bilindustrien selv kan velge teknologiske løsninger for å redusere CO_2-utslippet. Avtalen er teknologinøytral og skal føre til at tekniske tiltak med lav kostnad bli gjennomført for å innfri målene i avtalen[13].

SFTs forrige klimatiltaksanalyse (SFT-rapport 2000/1708) omfattet enkelte tiltak innen areal- og transportplanlegging. Det er denne gangen foretatt en mer omfattende analyse som omfatter samordnet areal- og transportplanlegging, tiltak for redusert bilbruk og endret reisemiddelfordeling. Dette er hovedsakelig lokale tiltak i byer og tettsteder. Det er også vist tiltak for å redusere klimagassutslipp fra lokal vare- og godstransport.

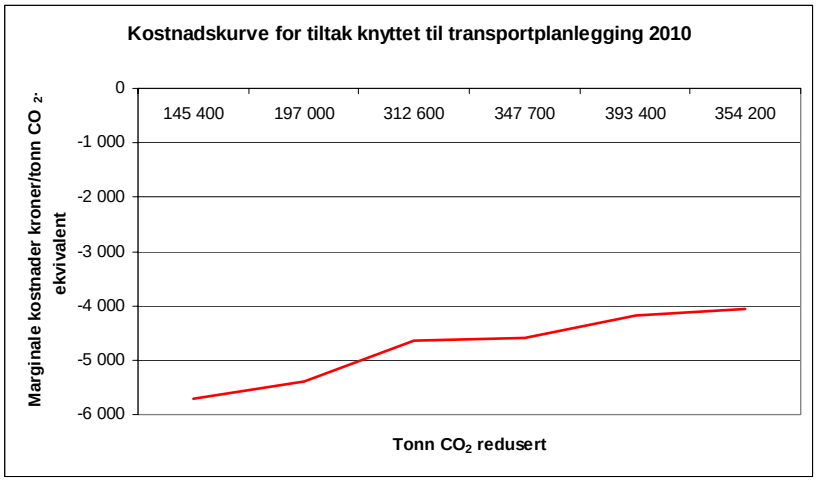
Følgende tiltak er vurdert i SFTs klimatiltaksanalyse:

– Kompakt byutvikling
– Økt andel gående/syklende
– Bedre kollektivtrafikk
– Bedre organisering av personreiser
– Redusert bilbruk
– Samordnet godstransport på veg

Analysen bygger på arbeid utført av Civitas for SFT i 2003.

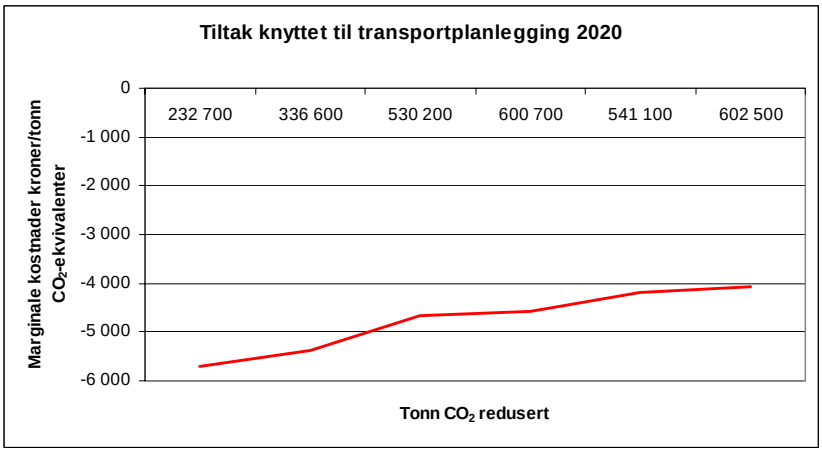
Tiltakene er i hovedsak knyttet til byer og tettsteder. Tiltak rettet mot transport av passasjerer og gods over lengre avstander (effektivisering, reisemiddelfordeling) er ikke utredet i denne omgang. Det henvises i denne omgang til Nasjonal transportplan (NTP)[14]. Tiltak knyttet til grenseoverskridende transport er ikke utredet. For tekniske tiltak knyttet til skip og fly – se avsnitt 5.1.6 .

Figur 14: Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2010 fra tiltak knyttet til areal og transportplanlegging



[13] Således vil enkelttiltak fra SFT-rapport 1708/2000 ”Reduksjon av klimagassutslipp i Norge” som for eksempel økt bruk av dekk med lavere rullemotstand være inkludert i tiltaket ”Mer energieffektive kjøretøy”.
[14] www.ntp.dep.no

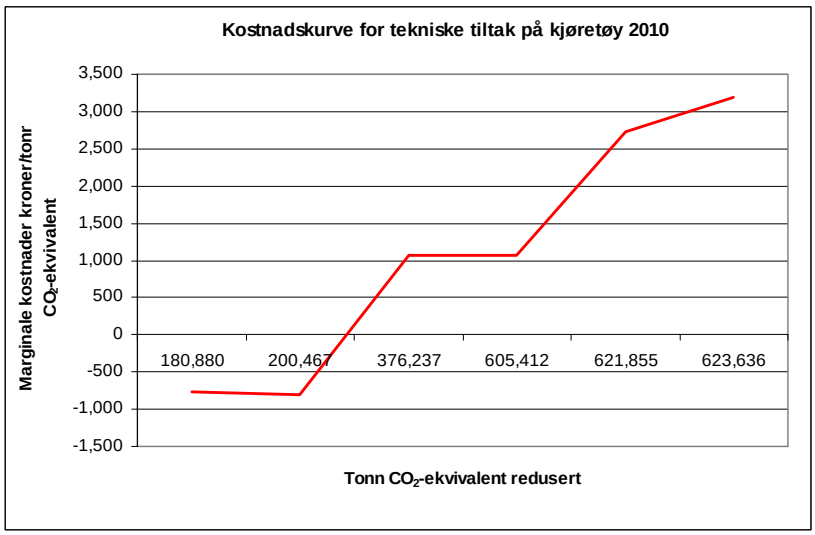
Figur 15: Kostnadskurve for reduksjon av klimagassutslipp i 2020 fra tiltak knyttet til areal og transportplanlegging



Tiltakene som er knyttet til areal- og transportplanlegging har alle det til felles at de gir en betydelig samfunnsøkonomisk besparelse. Denne besparelsen skyldes i hovedsak reduserte driftskostnader ved gjennomføring av tiltakene. Denne kostnadseffektiviteten økes hvis den samfunnsøkonomiske kostnaden ved tid, støy og ulykker, samt lokal luftforurensning inkluderes. Ensidige tiltak for forbedring av kollektivtransporten, slik som hyppigere bussavganger og tettere bussrutenett vil i seg selv *øke* utslippene fra veisektoren. I denne analysen er disse tiltakene imidlertid tatt med som en forutsetning for å gjennomføre tiltak for redusert bilbruk. Det er lagt inn en rekke planfaglige forutsetninger i beregningene, som diskuteres i notatet "Aggregering av tiltak knyttet til areal- og transportplanlegging"[15]. Det er gjennomgående gjort konservative forutsetninger. Det vil derfor kunne fremføres at både klimaeffekt og kostnadseffektivitet er vesentlig større en angitt her.

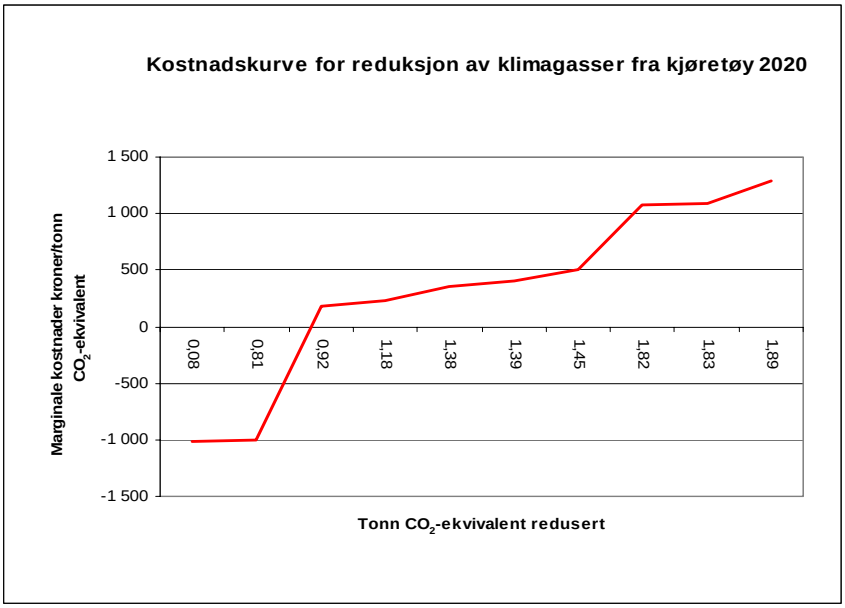
Kostnadskurve for tekniske tiltak for kjøretøy for er avbildet i Figur 16 og Figur 17.

Figur 16: Kostnader ved reduksjon av klimagassutslipp i 2010 fra tiltak på kjøretøy



[15] Se www.sft.no/klima/transport/. Det bør også bemerkes at det vesentligste av godstransporten til/fra Norge skjer med skip, og omfatter vesentlig større godsvolumer enn innenlands sjøtransport. Tiltak knyttet til grensekryssende godstransport (tekniske tiltak, transportmiddelfordeling) er ikke omfattet av denne analysen.

Figur 17: Kostnader ved reduksjon av klimagassutslipp i 2020 fra tiltak på kjøretøy



De tekniske tiltakene for utslippsreduksjoner fra kjøretøy viser en raskt stigende kostnadskurve. Energieffektivisering av personbiler i henhold til EUs avtale med bilindustrien er det eneste tiltaket som ikke medfører en kostnad. En innblanding av 5 prosent biodiesel vil koste ca. 904-1470/tonn CO_2 i 2010 og fra lønnsomt (-13 kroner/tonn CO_2) til 555 kroner/tonn i 2020. Innblanding av 5 prosent bioetanol vil ha en kostnadseffektivitet på henholdsvis ca. 1070 i 2010 og ca. 282-773 kroner/tonn i 2020.

Tiltak som er knyttet til alternative drivstoffer som hydrogen og elektrisitet antas ikke å kunne få en målbar betydning før i 2020. Konvertering fra bensindrevne biler til elektriske biler og brenselcellebiler har en kostnad på respektive 400 og 1000 kroner/tonn CO_2 i 2020. Kostnadene bygger på dagens tilgjengelige informasjon om kostnader for innfasing av ny teknologi og er svært usikker. Det pågår betydelig forskning og utvikling på dette området som kan endre kostnadsbildet. Kostnadseffektiviteten ved en overgang fra forbrenningsmotor til elbil vil i høy grad være følsomhet for endringer i kraftprisen og oljeprisen.

I SFT-rapport 1708/2000 var overgang fra bensinbiler til dieselbiler beskrevet som tiltak. Dette tiltaket er gått ut av den oppdaterte analysen på grunn av høye kostnader og lavere virkning. En opprettholdelse av avgiftsforskjeller mellom diesel og bensin på dagens nivå ser ikke ut til å være miljømessig begrunnet.

SFTs Miljøteknologiprosjekt har kjøretøyteknologi som ett av tre hovedsatsingsområder, og det vil her bli satt fokus på ny teknologi som kan bidra til å redusere klimagassutslippene fra kjøretøy. Mer informasjon vil bli lagt ut på www.miljoteknologi.no.

Gjennomføringen av tekniske tiltak vil påvirke kostnadseffektiviteten og reduksjons-potensialet til tiltak knyttet til areal og transporttiltak og omvendt. For beregningene nedenfor er denne virkningen ikke tatt hensyn til ettersom at tiltakene enkeltvis ikke gir en signifikant reduksjon fra kilden. I de tverrsektorielle vurderingene av tiltak for å redusere klimagassutslipp er det foretatt en skalering mellom tekniske tiltak og tiltak rettet mot transportplanlegging og økt andel kollektivtransport

5.1.6 Tekniske tiltak på skip og fly

Tekniske og driftsmessige tiltak på skip og fly som er utredet her, kan til sammen gi en utslippsreduksjon på rund 280 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2010.

Tiltak innenfor kysttrafikk og fiske som er beskrevet i denne analysen gjelder overgang fra marin diesel til gass i nyere skip i norsk kystfart og offshore. Dette tiltaket kan gi en samlet reduksjon på 150 000 tonn i 2010 og 280 000 tonn i 2020. Andre tiltak er ikke beskrevet. Kostnaden ved tiltaket er beregnet til 810 kroner/tonn CO_2 -ekvivalent. Tiltaket er kostnadseffektivt med hensyn til reduksjon av NO_x for å nå Norges forpliktelse etter Gøteborgprotokollen for langtransportert grenseoverskridende luftforurensning. Samfunnsøkonomisk gevinst inklusive nyttevirkninger er beregnet til å være rundt 1000 kroner per tonn CO_2-ekvivalent. Tiltaket kan derfor anbefales som et kombinert tiltak for å redusere utslipp NO_x og CO_2.

Det kan være et mindre potensial for reduksjon av drivstofforbruket som en sekundæreffekt av ombygging av motorer med hensikt på å redusere NO_x-utslippene for å nå forpliktelsen under Gøteborgprotokollen for langtransportert luftforurensning. Disse tiltakene vil primært være rettet mot reduksjon av NO_x-utslipp for å nå forpliktelsene under Gøteborgprotokollen for langtransportert luftforurensning. Imidlertid vil det viktigste tiltakene her vil være selektiv katalytisk rensning som vil gi noen økte utslipp av CO_2. Motorombygging er ut i fra en totalvurdering derfor ikke med i klimatiltaksanalysen.

SFTs Miljøteknologiprosjekt har pr. 2005 skip som ett av tre hovedsatsingsområder, og det vil her bli tatt opp tiltak som ikke omfattes av klimatiltaksanalysen i denne omgang. Mer informasjon vil bli lagt ut på www.miljoteknologi.no. Dette vil særlig gjelde forbedret teknologi for dampemulsjon på skip.

Sjøtransport av gods gir, uansett skipstype, vesentlig lavere utslipp av CO_2 og NO_x pr tonn km. enn veitransport. Tiltak som er konkurransevridende i favør av veitransporten kan derfor gi en økning i de samlede utslippene. Tiltak for å øke andelen godstransport på sjø (og bane) er viktige for å redusere utslepp av CO_2 og NO_X, selv om de ikke i denne omgang er omfattet av analysen her. Det henvises til utredninger utført i tilknytning til Nasjonal transportplan 2006-15.[16]

Tiltak for reduserte utslipp fra fly omfatter tekniske endringer i form av innføring av fly med forbedret brennkammer. Disse flyene forbruker mindre brennstoff enn de som er i bruk i dag, slik at CO_2 utslippene reduseres. Dette vil redusere utslippene per passasjerkilometer med ca. 20 prosent (SAS' miljørapport) i forhold til eksisterende flytyper. Disse tiltakene gir et samlet reduksjonspotensial på 100 000 tonn til en kostnad på 95 kroner/tonn CO_2. Virkningen av tiltaket gjelder kun utslipp under 100 meters høyde som er med i beregningen av utslippene i henhold til klimakonvensjonen.[17]

5.1.7 Tiltak for avfallssektoren

For avfallsektoren er fire tiltak utredet:

- Behandling av nedbrytbart avfall

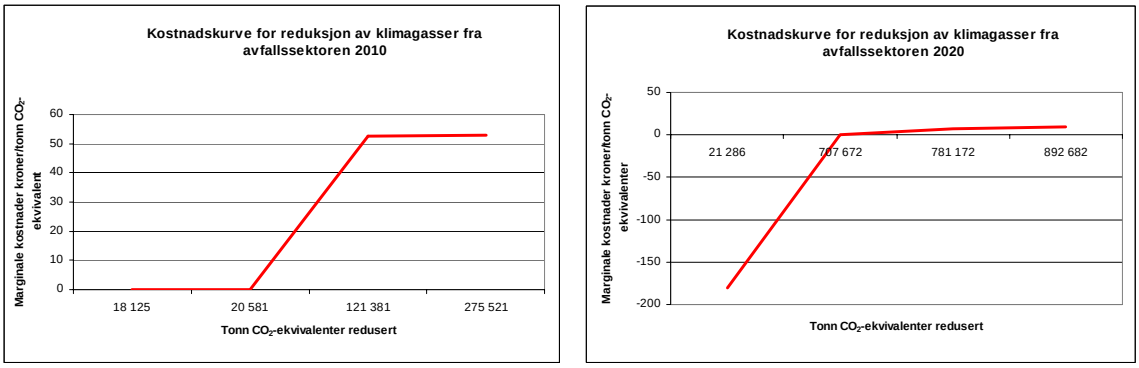
[16] Se www.ntp.dep.no

[17] For deler av innenlands flytransport er det en klar konkurranseflate mot persontransport på veg og jernbane. Godstransport med fly er også sterkt økende. Fortsetter trenden med økende flytransport (både andel og volum), må det beregnes en vesentlig økning i klimagassutslippene. Tiltak på dette området inngår ikke i klimatiltaksanalysen. Det er heller ikke gjort beregninger for grensekryssende transport med fly til/fra Norge.

- Energiutnyttelse av metangass fra deponi
- Oppsamling av metangass fra deponi uten uttak
- Økt oppsamling av metangass fra deponi med uttak

Tiltaksbeskrivelsene bygger på rapport fra Norconsult (2004). Det er i analysen lagt til grunn at forbudet mot deponering av nedbrytbart avfall innfases fra 2009. Dette vil medføre økte utslipp fra forbrenning, mens utslippsreduksjonen av metangass som følger av forbudet vil få gradvis økt betydning fram mot 2020. I tiltaksanalysen er det forutsatt at avfall vil inngå som en del av tiltaket for økt energiproduksjon (se avsnitt 5.1.4). Kostnadene ved deponiforbudet er derfor satt lik null. Utslippsøkning fra forbrenning heller ikke er inkludert i beskrivelsen nedenfor, men under stasjonær energi.

Figur 18: Alle tiltak i avfallssektoren. Kostnader for 2010 og 2020



Total utslippsreduksjon fra sektoren blir med dette rundt 275 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2010 og rundt 890 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2020. I 2010 er det først og fremst økt uttak av metangass fra eksisterende deponi som reduserer utslippene. I 2020 vil forbudet mot deponering føre til tiltak som vil stå for tre fjerdedeler av utslippsreduksjonen fra avfallsektoren. Behandling av nedbrytbart avfall (kompostering, gjenvinning og forbrenning) vil derfor på sikt være det mest betydelige klimatiltaket i avfallssektoren.

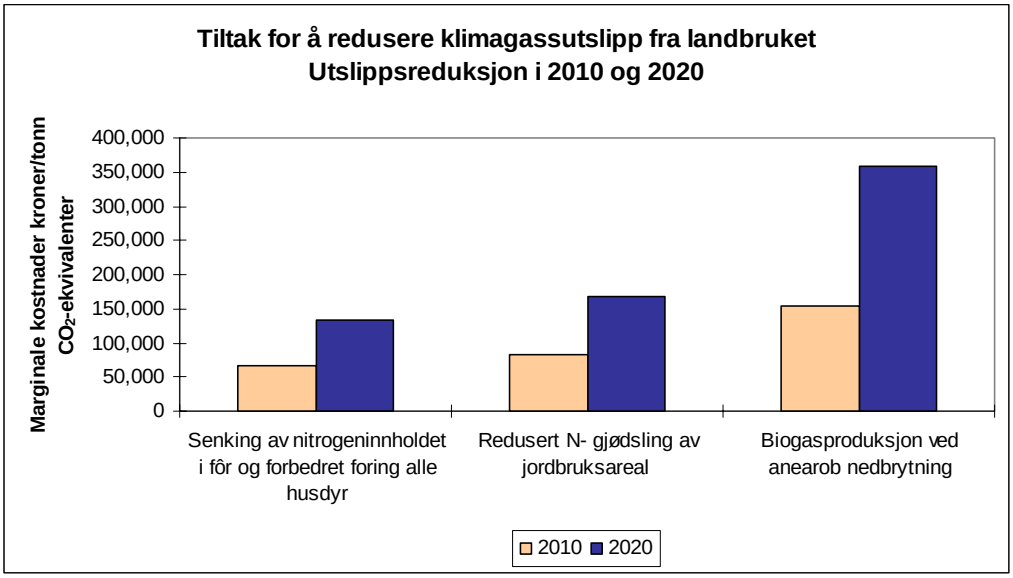
5.1.8 Tiltak i landbruket

SFT har ikke tidligere utredet klimagassreduserende tiltak i landbruket. Det er i denne analysen beregnet kostnader knyttet til følgende tiltak:

- Senking av nitrogeninnholdet i fôr og forbedret foring alle husdyr
- Redusert nitrogengjødsling av jordbruksareal
- Biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning av gjødsel og våtorganisk avfall

Gjennomføres disse tiltakene så vil dette gi en reduksjon på vel 300 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2010 og rundt 660 000 tonn CO_2-ekvivalenter i 2020.

Figur 19: Utslippsreduksjon ved gjennomføring av tiltak innen landbruk i 2010 og i 2020



Biogassprodusjon er beregnet til å ha en kostnad på 71 kroner /tonn CO_2-ekvivalent redusert i 2010, mens begge de to andre tiltakene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Alle tiltakene er beregnet til å være samfunnsøkonomisk lønnsomme i 2020.

De første to tiltak ovenfor vil først og fremst være motivert ut fra et ønske om å redusere avrenning av nitrat (NO_3-N) til vann og utslipp til luft av ammoniakk (NH_3). Ved inkludering av nytten av redusert avrenning økes lønnsomheten for tiltakene i vesentlig grad. Denne beregningen er basert på verdsetting av utslipp til Nordsjøområdet.[18]

Når det gjelder anaerob biogassproduksjon er innblanding av våtorganisk avfall avgjørende for lønnsomheten. Sparte utgifter til alternativ avfallsbehandling er det viktigste bidraget til dette.

5.1.9 Tiltak som ikke er utredet i denne rapporten

I klimatiltaksanalysen fra 2000 (SFT-rapport 1708/2000) ble det beskrevet flere tiltak for å redusere utslipp av hydroflourkarboner (HFK) fra kuldebransjen og utenfor kuldebransjen. Disse tiltakene omfattet bedre husholdering med kuldemedier og alternative kuldemedier. Det var beregnet et utslippspotensial på til sammen 1,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Det er forventet at bruken av HFK vil øke betydelig fram mot 2020 i referansebanen. Dette skyldes at HFK brukes til erstatning i utfasingen av de sterkt ozonnedbrytende klorflourkarbonene (KFK). Det er innført avgift på HFK med refusjonsordning ved oppsamling og destruksjon. Dette virkemidlet forventes å utløse flere av tiltakene beskrevet i analysen fra 2000, slik at det i denne omgang ikke er vurdert tiltak for ytterligere reduksjon av HFK.

Utslippene av SF_6 fra magnesiumproduksjon forventes å bli kraftig redusert som følge av reduksjon i produksjonen og forbedringer i produksjonsprosessen. Vi forventer at totalutslippene av PFK fra aluminiumsindustrien vil stabilisere seg, mens utslippene per produserte enhet forventes å gå ned. Tiltak for å redusere utslipp av SF_6 og PFK er derfor ikke utredet nærmere i denne rapporten. Inerte anoder er beskrevet som mulig tiltak for aluminiumsindustrien for 2020, men et slikt tiltak vil kreve ny teknologi som ikke kan

[18] SFT-rapport: Nordsjødeklarasjonen (TA-0781, ny revidert utgave)

kostnadsberegnes i dag. Dette tiltaket vil kunne ha stor betydning for prosessutslipp av CO_2 fra aluminiumsindustrien, men også redusere PFK-utslipp ytterligere.

En storskal kraftforsyning fra land vil trolig kunne redusere utslippene fra olje- og gassutvinning offshore betydelig. På grunn av manglende kostnader er dette tiltaket ikke vurdert i analysen.

En rekke tiltak innen transport er av ressursgrunner ikke utredet i denne omgang CO_2. Grensekryssende transport til og fra Norge er ikke omfattet av analysen. Det er ikke utredet tiltak ovenfor jernbane ettersom klimagassutslipp fra denne kilden er lite relevant, se avsnitt 5.1.5. Det samme gjelder andre motorredskaper så som elektriske gressklippere, jordfresere til fritidsbruk ettersom klimatiltaksanalysen fra 2000 viste at disse tiltakene hadde en relativt høy kostnad og lav effekt i 2010.

Det er ikke utredet tiltak som baserer seg på informasjonskampanjer som virkemiddel til å påvirke atferd. Det er heller ikke utredet tiltak som baserer seg på vesentlig endringer i skattesystemet som for eksempel endring av bilavgiftene for å fremme kjøp av biler med lavere CO_2-utslipp.

5.1.10 Netto nytte

I denne analysen er det beregnet reduksjoner av andre utslipp til luft enn klimagasser der hvor data har vært tilgjengelige. Dette gjelder særlig utslipp av NO_x og partikler. Utslippsreduksjonen er angitt i tonn og kostnadsberegnet i henhold til skadekostnader og tiltakskostnader fra LEVE-prosjektet (se avsnitt 3.8.3 ovenfor). Ved å gjennomføre alle tiltak med kostnad inklusive nytte på opp til 200 kroner per tonn CO_2-ekvivalent vil det være mulig å redusere utslippene av klimagasser med rundt 4,6 millioner tonn. Dette er ca. 200 000 tonn CO_2-ekvivalenter mer enn hvis en ikke regner nytteverdien av andre utslipp. Hvis alle tiltak som opp til 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent gjennomføres, vil dette gi en utslippsreduksjon på 16 000 tonn NO_x som tilsvar ca. 35 prosent av reduksjonsbehovet for å nå utslipps-forpliktelsene i Gøteborgprotokollen som gjelder fra 2010.

Når det gjelder utslippsreduksjoner av NO_x så vil særlig tiltak innen skipsfart og petroleum være nødvendig for å nå utslippskravet i Gøteborgprotokollen (156 000 tonn årlig fra 2010). Samtidig kan klimatiltak innen stasjonær energiforbruk og prosessindustri gi reduserte utslipp av NO_x og dermed bidra til oppfyllelse av Norges internasjonale forpliktelser. Utslipp av svevestøv kan bidra til helsefarlige konsentrasjoner særlig i storbyområdene. Klimatiltak som bidrar til reduksjon av partikler i disse områdene vil særlig være knyttet til transportsektoren, men også gjelde tiltak innen stasjonær energiforbruk og industri. For denne analysen vil særlig vurderingen av kostnad og nytte ved gjennomføring av klimatiltak være følsomt for endrede utslipp av partikler som tiltaket medfører.

Inkluderingen av netto nytte kan påvirke lønnsomheten ved vurderingen av enkelte tiltak og tiltakstyper (individuelle utslag). Denne informasjonen er viktig for å vurdere hvorvidt et tiltak bør gjennomføres eller ikke. Innføring av gassdrift innen kysttrafikk i Norge er for eksempel kostnadsberegnet til å rundt 800 kroner/ tonn CO_2-ekvivalent. Beregnes nytten ved å redusere NO_x så vil tiltaket derimot være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Generelt vil tiltak som reduserer tids- og ulykkeskostnader (transport) komme ut med høy netto nytte, da tid og ulykker er priset relativt høyt i forhold til utslipp. Tiltak for økt gang- og sykkeltrafikk gir svært stor nytte dersom positiv helseeffekt av fysisk aktivitet medregnes.

Samlet påvirker netto nytte av eksterne virkninger både kostnadene ved-, og potensialet for å redusere klimagassutslippene. Samtidig er det viktig å påpeke at denne virkningen ikke påvirker det totale kostnadsbildet og dermed utslippspotensialet ved en gitt kvotepris vesentlig. Dette kan særlig forklares ved følgende forhold:

- Utslipp av NO_x vil kunne reduseres gjennom NO_X-spesifikke tiltak for eksempel innen olje- og gassvirksomhet offshore og kysttransport, som ikke eller i mindre grad reduserer klimagassutslippene fra sektorene.
- For tekniske tiltak for kjøretøy er det antatt at bilprodusentene vil overholde de til enhver tid gjeldende utslippskrav til NO_x og partikler uavhengig av krav til energieffektivitet og alternative brensler.
- Tiltak som gir stor reduksjon av NO_x, som for eksempel bruk av gass innen kysttransport, er i første rekke utredet som tiltak for å nå utslippskravet i Gøteborgprotokollen. Virkningen av disse tiltakene på klimagassutslippene vil kunne være beskjedne, og kunne bli ytterligere redusert ved en eventuell konkurransevridning til fordel for vegtransport.
- Tekniske tiltak som gir stor reduksjon av partikkelutslipp vil være knyttet til rensing av utslipp fra vedfyring, mer effektiv bruk av bioenergi og oppvirvling av veistøv. Disse tiltakene vil i mindre grad påvirke utslipp av klimagasser.
- Noen tiltak vil kunne øke utslipp av andre stoffer til luft, så som økt bruk av SO_2 til dekkgass til magnesiumsproduksjon.

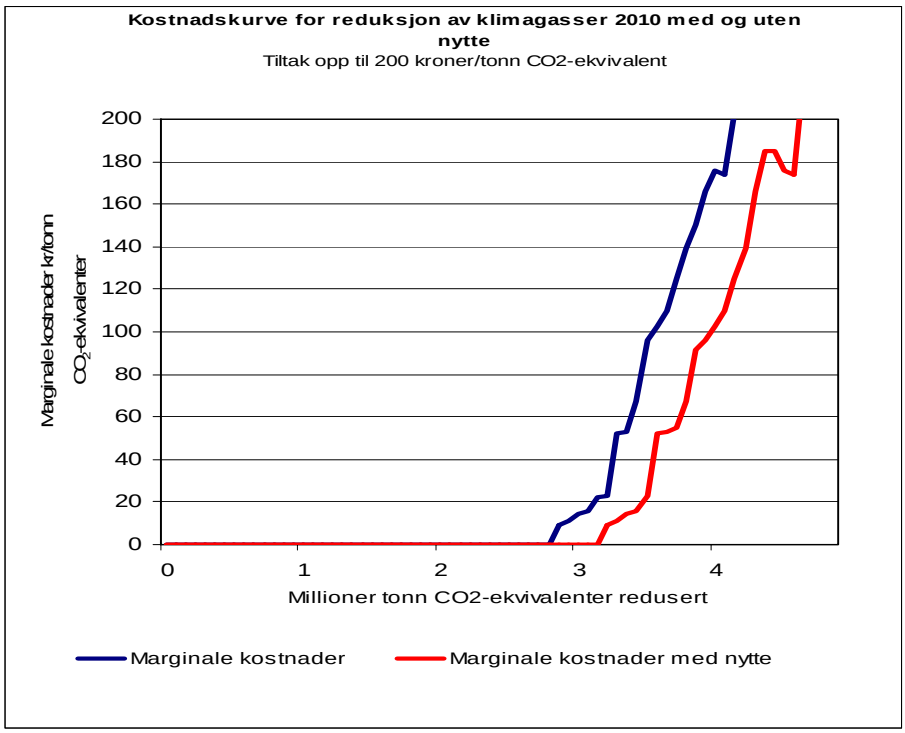
På den annen side vil gjennomføringen av tiltak for å redusere utslipp av klimagasser kunne få en betydning for reduksjon av NO_x:

- Tiltak som påvirker transportomfanget vil ha en direkte positiv effekt på utslipp av både NO_x, SO_2 og partikler. For NO_x vil en gjennomføring av tiltakene utredet i analysen gi en reduksjon på 475 tonn NO_x.
- Store tiltak innen offshore som for eksempel kraft fra land vil kunne gi høyere energieffektivitet og dermed redusere utslippen av NO_x. Mindre tiltak på sokkelen knyttet til prosessoptimalisering og energieffektivisering som er utredet i denne analysen gir en utslippsreduksjon på rundt 3 000 tonn NO_x i 2010.
- Tiltaket for gassdrift av skip i norsk kystfart og offshore virksomhet så vil NO_x - utslippene kunne reduseres med rundt 11 000 tonn.

Tiltakene innen landbruk er knyttet til redusert utslipp av lystgass og metangass til luft. Tiltakene vil imidlertid også redusere dannelse og utslipp av NH_3 og avrenning av nitrat.

Nedenfor vises kostnadskurve for reduksjon av klimagasser opptil 1000 kroner/tonn CO_2-ekvivalenter med og uten nettonytte.

Figur 20: Kostnadskurve med og uten nyttevirkning for 2010. Tiltak på norsk sokkel med kostnad opp til 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent



5.2 Sammenstilling av kostnadsberegnede tiltak

I Tabell 8 og 9 er alle tiltak som er kostnadsberegnet sammenstilt og rangert etter stigende kostnadseffektivitet. Både 2010 og 2020 er presentert. I Tabell 10 og 11 er kun de største tiltakene sammenstilt, dvs. tiltak med reduksjonspotensial over 100.000 tonn CO_2-ekvivalenter.

Tabell 9: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad 2010 (ikke skalert, jamfør avsnitt 0)

Beskrivelse av tiltak for 2010	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
Redusert energibehov 20 prosent boliger	-10,118	21,427
Enøk boliger 2010	-10,115	61,471
Enøk i eksisterende næringsbygg - 2010	-7,296	64,145
Samordnet godstransport på vei	-6,142	145,400
Redusert energibehov 20 prosent næring	-5,845	15,945
Kompakt byutvikling	-4,942	51,600
Enøk i eksisterende industribygg - 2010	-4,560	61,677
Tiltak for redusert bilbruk	-4,282	115,600
Bedre organisering av personreiser	-4,188	35,100
Tiltak for økt andel gående /syklende	-3,742	45,700
Redusert energibehov 20 prosent industri	-3,640	15,329
Tiltak for bedret kollektivtrafikk	-3,469	-39,200
Innfasing av varmepumpe, gjenvinning fra kjøling	-1,053	106,863
Effektivisering i personbiler - diesel	-814	19,590
Effektivisering i personbiler - bensin	-776	181,009
Innfasing varmepumpe - spillvarme og vann til vann	-734	153,175
Fjernvarme i boliger	-648	111,021
Konvertering fra olje til bio – industri lave kostnader	-556	77,642
Konvertering fra olje til bio – næring lave kostnader	-555	57,882
Konvertering fra olje til bio – bolig lave kostnader	-554	52,503
Konvertering fra olje til bio – industri høye kostnader	-544	53,503
Innfasing av varmepumpe - luft/luft og vann/vann	-497	56,450
Fjernvarme i næringsbygg	-324	476,269
Mer energieffektive crackerovner (Noretyl Rafnes)	-304	22,900
Redusert fakling (Noretyl Rafnes)	-224	11,700
Fakkelgassgjenvinning - Statoil Mongstad	-180	37,000
Erstatning av SF_6 som dekkgass (Hydro Magnesium)	0	103,000
Behandling av nedbrytbart avfall - alternativ	0	18,125
Energiutnyttelse fra metangass i eller nær deponi	0	2,456
Innfasing av solvarme (fra olje)	0	56,450
Fjernvarme i industrien	0	66,239
SMA - økning av gassandel i kalsinator	0	5,000
Senking av nitrogeninnholdet i fôr og forbedret foring alle husdyr	0	67,067
Redusert N- gjødsling av jordbruksareal	0	83,731
Cheng dampinjeksjonsteknologi	0	67,500
Optimal drift lavtrykks gasskomprimering - Jotun	0	6,000
Nedstengning vanninjeksjon - Jotun	0	10,000
Diverse optimalisering - Åsgard	9	74,400
Dampøkonomisering (Borealis Bamle)	11	4,000
N_2 dekkgass GFB - Gullfaks	12	4,920
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Glomfjord)	15	265,000
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	16	276,000
Diverse optimaliseringstiltak - Veslefrikk	22	27,990
Bruk av naturgass til produksjon av NH_3 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	23	150,000
Nye metangassuttak på deponier uten uttak	53	100,800
Opprusting metanuttak alle deponier	53	154,140
Nye turbiner - Ula	67	48,600

Beskrivelse av tiltak (fortsatt)	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
Biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning	71	153,210
Nye injeksjonspumper - Heidrun	96	11,000
Norcem Brevik - økt bruk av alternative brensler	103	50,000
Komb. syklusdamp og diverse - Sleipner	110	230,666
Gjenvinning Fakkelgass - Gullfaks	125	46,667
Energieffektivisering - Statoil Mongstad	139	120,000
Degassing prod. vann og slukking fakkel Statfjord	151	144,200
Redusere kompressorarbeid - Troll	166	24,091
Konvertering fra olje til bio – næring høye kostnader	185	57,882
Konvertering fra olje til bio – bolig høye kostnader	185	77,643
Kabelforbindelse - Oseberg	219	130,147
Turtallsreg, vanninjeks.kompressor - Gullfaks	230	5,333
Innfasing av solvarme (fra olje)	234	74,804
Norcem Brevik - økt energigjenvinning	240	50,000
Sjøvannsinjeksjon/red. friksjon - Draugen	254	4,715
Forberede gasskompressorregularitet - Balder	290	5,200
Diverse optimalisering - Sleipner	294	87,679
CO_2-dep. fra gasskraftverk i rør til deponering	361	935,000
Generelle tiltak - Balder	373	9,500
Erstatning av kull med trekull i fer-sis/sis-metallbransjen	380	426,000
Generelle tiltak - Sleipner	416	41,359
Høytrykksfakkel Gullfaks	460	4,000
Norcem Brevik - Modifikasjon kjøler på ovn 6	468	13,000
Dampinjeksjon og dampkraft - Statfjord	489	260,000
Splittet vanninjeksjonsmanifold - Gullfaks	507	20,000
Dampkraftanlegg - Norne	508	112,000
Dampkraftanlegg - Heidrun	518	43,500
WHRU - Statfjord	527	50,000
Gjenvinning av hydrokarboner (Borealis Bamle)	537	8,000
Fakkelgassgjenvinning Norne	598	11,900
2/4J-ejektoer i gasstog - Ekofisk	610	5,858
Driftsoptimalisering - Gullfaks	653	8,933
Kraft fra land	671	1,876,006
Slukking av fakkel Troll	733	6,364
4-kjels dampkraft m/elkabel - Gullfaks	787	130,667
Gassdrift av skip i norsk kystfart og offshore-virksomhet	810	151,950
Dampinjeksjon - Snorre	889	11,000
Økt dampkraftproduksjon - Oseberg	937	89,425
Erstatning av koks med trekull - Eramet Sauda	1,038	47,000
Innblanding av biodiesel 5 prosent i all autodiesel	1,068	229,199
Innblanding av 5 prosent bioetanol i all bensin	1,072	175,895
Erstatning av koks med trekull - Tinfos Jernverk	1,238	54,000
Erstatning av koks med trekull - Eramet Porsgrunn	1,524	32,000
Utskifting /ominstallering av turbiner - Draugen	1,745	92,593
Ombygging til lukket fakkel - Draugen	1,818	4,607
Resirkulering av fakkelgass - Oseberg	2,025	3,292
Samkjøring og kombikraft - Snorre	2,271	9,767
Økte energieffektivisering i bensinbiler - økt ambisjonsnivå	2,732	16,455
Økte energieffektivisering i dieselbiler - økt ambisjonsnivå	3,192	1,781

Tabell 10: Alle tiltak rangert etter stigende kostnad 2020 (ikke skalert, jamfør avsnitt 0)

Beskrivelse av tiltak	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
Samordnet godstransport på vei	-5,707	232,700
Kompakt byutvikling	-5,390	103,900
Tiltak for redusert bilbruk	-4,649	193,600
Bedre organisering av personreiser	-4,582	70,500
Tiltak for bedret kollektivtrafikk	-4,178	-59,600
Tiltak for økt andel gående /syklende	-4,055	61,400
Innfasing varmepumpe - spillvarme og vann til vann	-2,442	122,849
Innfasing av varmepumpe, gjenvinning fra kjøling	-2,152	121,977
Innfasing av varmepumpe - luft/luft og vann/vann	-1,119	67,025
Enøk i eksisterende industribygg - 2020	-1,043	269,730
Effektivisering i personbiler - diesel	-1,019	78,128
Effektivisering i personbiler - bensin	-1,003	727,543
Enøk boliger 2020	-841	924,732
Enøk i eksisterende næringsbygg - 2020	-762	614,168
Konvertering fra olje til bio – industri lave kostnader	-741	232,929
Konvertering fra olje til bio – næring lave kostnader	-741	173,645
Konvertering fra olje til bio – bolig lave kostnader	-740	157,508
Fjernvarme i boliger	-605	470,656
Redusert energibehov 50 prosent næring	-457	1,201,138
Redusert energibehov 50 prosent industri	-417	527,515
Fjernvarme i næringsbygg	-403	2,019,074
Biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning	-311	357,690
Mer energieffektive crackerovner (Noretyl Rafnes)	-304	22,900
Redusert fakling (Noretyl Rafnes)	-224	11,700
Innfasing av solvarme (fra olje)	-221	112,900
Energiutnyttelse fra metangass i eller nær deponi	-180	21,286
Fakkelgassgjenvinning - Statoil Mongstad	-180	37,000
Redusert energibehov 50 prosent boliger	-107	2,548,297
Redusert N- gjødsling av jordbruksareal	-72	167,462
CO_2 til EOR fra gasskraft	-23	8,500,000
Erstatning av SF_6 som dekkgass (Hydro Magnesium)	0	103,000
Behandling av nedbrytbart avfall - alternativ	0	686,386
Konvertering fra olje til bio – industri høye kostnader	0	232,929
Konvertering fra olje til bio – næring høye kostnader	0	173,645
Innfasing av solvarme (fra olje)	0	149,609
SMA - økning av gassandel i kalsinator	0	5,000
Senking av nitrogeninnholdet i fôr og forbedret foring alle husdyr	0	134,135
Cheng dampinjeksjonsteknologi	0	67,500
Nye metangassuttak på deponier uten uttak	7	73,500
Diverse optimalisering - Åsgard	9	74,400
Opprusting metanuttak alle deponier	9	111,510
Dampøkonomisering (Borealis Bamle)	11	4,000
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Glomfjord)	14	266,000
Homogen spalting av N_20 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	16	277,000
Bruk av naturgass til produksjon av NH_3 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	23	150,000
Nye injeksjonspumper - Heidrun	96	11,000

Beskrivelse av tiltak (fortsatt)	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
Yara Porsgrunn - rør til trykkstøtte	100	600,000
Norcem - rør til trykkstøtte	100	600,000
Norcem - rør til trykkstøtte	100	600,000
Norcem Brevik - økt bruk av alternative brensler	103	50,000
Noretyl - rør til trykkstøtte	103	467,500
Energieffektivisering - Statoil Mongstad	139	120,000
Borealis, Hydro Rafnes - rør til trykkstøtte	146	134,300
Kollektiv basert på nullutslippskjøretøy	179	112,000
Innblanding av biodiesel 5 prosent i all autodiesel	236	266,712
Norcem Brevik - økt energigjenvinning	240	50,000
Forberede gasskompressorregularitet - Balder	290	5,200
Innblanding av 5 prosent bioetanol i all bensin	353	199,408
Generelle tiltak - Balder	373	9,500
Erstatning av kull med trekull i fer-sis/sis-metallbransjen	380	426,000
Norcem Brevik - Modifikasjon kjøler på ovn 6	391	13,000
Nullutslippsbiler - elbiler fra diesel	408	6,678
Gjenvinning av hydrokarboner (Borealis Bamle)	477	9,000
Nullutslippsbiler - Elbiler fra bensin	504	62,183
Dampkraftanlegg - Heidrun	518	43,500
Kraft fra land	890	1,133,262
Dampinjeksjon - Snorre	799	11,000
Gassdrift av skip i norsk kystfart og offshore-virksomhet	887	280,100
2/4J-ejektoer i gasstog - Ekofisk	610	5,858
Erstatning av koks med trekull - Eramet Sauda	1,038	47,000
Økte energieffektivisering i bensinbiler - økt ambisjonsnivå	1,075	366,881
Nullutslippsbiler - Hydrogen fra diesel	1,088	6,678
Erstatning av koks med trekull - Tinfos Jernverk	1,238	54,000
Nullutslippsbiler - Hydrogen fra bensin	1,284	62,183
Økte energieffektivisering i dieselbiler - økt ambisjonsnivå	1,372	39,398
Boliggass til erstatning for el	1,487	189,789
Erstatning av koks med trekull - Eramet Porsgrunn	1,524	32,000
Ekofisk 2/4J-2/4K og WHRU	1,526	6,626
Ombygging til lukket fakkel - Draugen	1,818	4,607
Samkjøring og kombikraft - Snorre	2,271	9,767

Tabell 11: Alle tiltak med reduksjonspotensial over 100 000 tonn CO_2-ekvivalenter - rangert etter reduksjonspotensial 2010 (ikke skalert, jamfør avsnitt 0)

Beskrivelse av tiltak i 2010	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
Kraft fra land	671	1,876,006
CO_2 -dep. fra gasskraftverk i rør til deponering	361	935,000
Fjernvarme i næringsbygg	-324	476,269
Erstatning av kull med trekull i fer-sis/sis-metallbransjen	380	426,000
Homogen spalting av N20 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	16	276,000
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Glomfjord)	15	265,000
Dampinjeksjon og dampkraft - Statfjord	489	260,000
Kombinert syklusdamp og diverse - Sleipner	110	230,666
Innblanding av biodiesel 5 prosent i all autodiesel	1,068	229,199
Effektivisering i personbiler - bensin	-776	181,009
Innblanding av 5 prosent bioetanol i all bensin	1,072	175,895
Opprusting metanuttak alle deponier	53	154,140
Biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning	71	153,210
Innfasing varmepumpe - spillvarme og vann til vann	-734	153,175
Gassdrift av skip i norsk kystfart og offshore-virksomhet	810	151,950
Bruk av naturgass til produksjon av NH_3 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	23	150,000
Samordnet godstransport på vei	-6,142	145,400
Degassing produksjonsvann og slukking fakkel Statfjord	151	144,200
4-kjels dampkraft m/elkabel - Gullfaks	787	130,667
Kabelforbindelse - Oseberg	219	130,147
Energieffektivisering - Statoil Mongstad	139	120,000
Tiltak for redusert bilbruk	-4,282	115,600
Dampkraftanlegg - Norne	508	112,000
Fjernvarme i boliger	-648	111,021
Innfasing av varmepumpe, gjenvinning fra kjøling	-1,053	106,863
Erstatning av SF_6 som dekkgass (Hydro Magnesium)	0	103,000
Nye metangassuttak på deponier uten uttak	53	100,800

Tabell 12: Alle tiltak med reduksjonspotensial over 100 000 tonn CO_2-ekvivalenter - rangert etter reduksjonspotensial 2020 (ikke skalert, jamfør avsnitt 0)

Beskrivelse av tiltak i 2020	**Kostnadseffektiv** kr/tonn CO_2	**Mengde CO_2 redusert,** tonn
CO_2 til EOR fra gasskraft	-23	8,500,000
Redusert energibehov 50 prosent boliger	-107	2,548,297
Fjernvarme i næringsbygg	-403	2,019,074
Redusert energibehov 50 prosent næring	-457	1,201,138
Kraft fra land	890	1,133,262
Enøk boliger 2020	-841	924,732
Effektivisering i personbiler - bensin	-1,003	727,543
Behandling av nedbrytbart avfall - alternativ	0	686,386
Enøk i eksisterende næringsbygg - 2020	-762	614,168
Yara Porsgrunn - rør til trykkstøtte	100	600,000
Norcem - rør til trykkstøtte	100	600,000
Norcem - rør til trykkstøtte	100	600,000
Redusert energibehov 50 prosent industri	-417	527,515
Fjernvarme i boliger	-605	470,656
Noretyl - rør til trykkstøtte	103	467,500
Erstatning av kull med trekull i fer-sis/sis-metallbransjen	380	426,000
Økte energieffektivisering i bensinbiler - økt ambisjonsnivå	1,075	366,881
Biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning	-311	357,690
Gassdrift av skip i norsk kystfart og offshore-virksomhet	887	280,100
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	16	277,000
Enøk i eksisterende industribygg - 2020	-1,043	269,730
Innblanding av biodiesel 5 prosent i all autodiesel	236	266,712
Homogen spalting av N_2O (Yara/Hydro Agri Glomfjord)	14	266,000
Konvertering fra olje til bio - lave kostnader	-741	232,929
Samordnet godstransport på vei	-5,707	232,700
Innblanding av 5 prosent bioetanol i all bensin	353	199,408
Tiltak for redusert bilbruk	-4,649	193,600
Boliggass til erstatning for el	1,487	189,789
Konvertering fra olje til bio – næringsliv lave kostnader	-741	173,645
Konvertering fra olje til bio – industri høye kostnader	0	232,929
Konvertering fra olje til bio – næringsliv høye kostnader	0	173,645
Redusert N- gjødsling av jordbruksareal	-72	167,462
Konvertering fra olje til bio – bolig lave kostnader	-740	157,508
Bruk av naturgass til produksjon av NH_3 (Yara/Hydro Agri Porsgrunn)	23	150,000
Innfasing av solvarme (fra olje)	0	149,609
Borealis, Hydro Rafnes - rør til trykkstøtte	146	134,300
Senking av N-innholdet i fôr og forbedret foring alle husdyr	0	134,135
Innfasing varmepumpe - spillvarme og vann til vann	-2,442	122,849
Innfasing av varmepumpe, gjenvinning fra kjøling	-2,152	121,977
Energieffektivisering - Statoil Mongstad	139	120,000
Innfasing av solvarme (fra olje)	-221	112,900
Kollektiv basert på nullutslippskjøretøy	179	112,000
Opprusting metanuttak alle deponier	9	111,510
Kompakt byutvikling	-5,390	103,900
Erstatning av SF_6 som dekkgass (Hydro Magnesium)	0	103,000

5.3 Ytterligere teknisk potensial for reduksjon av klimagasser mot 2020

Gjennomgangen i kapittel 5.1og 0 omfatter kun tiltak der det har vært mulig å samle inn kostnadsdata. En samlet framstilling av disse tiltakene alene kan lett gi en feilaktig bilde på hva som er det tekniske potensialet for utslippsreduksjoner fram til 2020. SFT har i sitt arbeid med tiltaksanalysen avdekket at det finnes en flere tiltak og tekniske muligheter som kan bidra til å redusere de nasjonale utslippene utover der som lar seg kostnadsfeste. I dette avsnittet har vi sammenstilt denne kunnskapen og forsøkt å gi en vurdering av det tekniske potensialet for reduksjon utover hva som er kostnadsberegnet.

5.3.1 Oppsummering

På bakgrunn av en vurdering av tilgjengelig kunnskap anslår SFT at det vil være mulig å redusere de nasjonale utslippene med 8 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, utover tiltak som er kostnadsberegnet i analysen. Dette tilsvarer en reduksjon på om lag 20 prosent i forhold til 1990.

En implementering av dette tekniske potensialet forutsetter imidlertid at:

- Det iverksettes virkemidler i et større omfang og av en annen type enn det vi kjenner i dag
- At for flere av tiltakene skjer teknologiske gjennombrudd, som gjøre det mulig med en bred kostnadseffektiv innfasing av tiltakene

Det tekniske potensialet for utslippsreduksjonen omfatter en rekke tiltak i forskjellige sektorer som dels kommer i tillegg til kostnadsberegnede tiltakene for 2020 og dels innebærer et økt omfang for disse tiltakene. Utslippspotensialet er beregnet på basis av framskrevet utslipp i 2020 i henhold til referansebanen uten innføring av nye virkemidler (se kapittel 4.2). Tiltak innen mobile kilde og fastlandsindustrien vil stå sentral i en slik omlegging av utslippsnivået. En betydelig utslippsreduksjon fram mot 2020 vil da særlig kunne realiseres gjennom økt bruk av biodrivstoff, en betydelig satsing på en samordnet areal- og transportplanlegging, tiltak innen regional/nasjonal transport, tiltak i industrien, samt gjennom reduserte utslipp av lystgass fra landbruket.

5.3.2 Industrien

For fastlandsindustri antas det et at det vil være mulig å redusere klimagassutslippene med opptil 3 millioner tonn CO_2 i tillegg til tiltakene som er kostnadsberegnet i denne analysen. En realisering av dette potensialet vil kreve økt CO_2-fangst fra store industribedrifter, reduserte utslipp i aluminiumindustrien og bruk av biokarbon som reduksjonsmiddel i metallproduksjon. Tiltakene vil til sammen redusere utslippene fra norsk fastlandsindustri med rundt 33 prosent i forhold til utslippet i 2020. Det er da bl.a. lagt inn en forutsetning om teknologisk gjennombrudd for bruk av inerte anoder eller tilsvarende teknologier i aluminiumsindustrien som vil gi en ytterligere reduksjon i utslippene av PFK og CO_2 på 50 prosent fra denne industrien.

For olje- og gassvirksomhet offshore vil en økt satsing på kraft fra land kunne redusere utslippene offshore med rundt 1 millioner tonn CO_2 i tillegg til tiltakene som er kostnadsberegnet i analysen. Tiltaket er i det vesentlige en utvidelse av kraftforsyning til felt som fram til nå ikke har blitt vurdert eller som har blitt ansett som uaktuelle for kraftforsyning

fra land. Det må antas at en slik reduksjon vil kunne ha en betydelig kostnad per tonn CO_2 redusert og det er knyttet stor usikkerhet til størrelsen for reduksjonspotensialet.

5.3.3 Mobile kilder

Fram mot 2020 er det anslått et skalert, teknisk potensial for å redusere klimagassutslipp fra mobile kilder på til sammen 30 prosent eller over 6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter sett i forhold til referansebanen for 2020. Dette gir en økt reduksjon på rundt 3 millioner tonn sett i forhold til kostnadsberegnede tiltak. Dette inkluderer flere enkelttiltak som i seg selv vil kreve en betydelig politisk omlegging og som til dels vil være avhengig av teknologiske gjennombrudd og internasjonal satsing. Det fordres også en målrettet og effektiv satsing på klimatiltak i Nasjonal transportplan for 2010 – 2019.

Et viktig tiltak innen vegtrafikken fram mot 2020 vil være økt bruk av biodrivstoff. Det er også tekniske muligheter for redusere utslippene fra kjøretøy betydelig gjennom bl.a. mer energieffektive biler, men virkningen fram mot 2020 vil være begrenset på grunn av utskiftningstakten i bilparken. Samtidig vil en storstilt endring av bilparken kreve en rask markedsinnføring av ny teknologi og være avhengig av bilindustriens utviklingssyklus for ny teknologi og nye modeller. En utslippsreduksjon som beskrevet ovenfor kan derfor være usikker og kreve et meget aktiv bruk av virkemidler for å sikre et tilstrekkelig incitament til atferdsendringer i samferdselssektoren.

Tiltak som kan redusere utslipp fra mobile kilder omfatter blant annet følgende elementer:

- Gjennom økt bruk av biodrivstoff kan det være teknisk mulig å redusere utslippene med opp mot 10 prosent. Dette innbærere både en generell innblanding av 10 prosent biodiesel og bioetanol, men også modifisering av deler av flåten med sikte på å bruke ren eller en høy andel biodrivstoff. Til sammen vil dette tiltaket kunne gi en økt utslippsreduksjon på opp mot 0,7 millioner tonn CO_2 årlig i forhold til en innblanding på 5 prosent.
- Potensialet for økt bruk av energieffektive biler baserer seg på avtale mellom bilindustrien og EU-kommisjonen. Det kan være mulig å øke dette potensialet med rundt 0,8 millioner tonn CO_2 i det kostnadsberegnede tiltaket til rundt 1,5 millioner tonn. Dette scenariet for økt teknisk potensial legger til grunn en mer omfangsrik og rask innfasing av de mest effektive bilene i Norge fram mot 2020 sett i forhold til hva som kan forventes av implementeringen av avtalen med bilindustrien fra 2008/2009. Dette innebærer at det gis sterke incitamenter til å velge biler med lave utslipp, da i form av lettere kjøretøy, mindre motorstørrelse og hybrid teknologi. Det er stor usikkerhet knyttet til hvilke virkemidler som skal til for at bilkundene i tilstrekkelig grad vil velge gunstige løsninger for miljøet. Den lange utskiftningstakten i bilparken medfører også usikkerhet.
- En øvre grense for mulig samlet andel av trafikkarbeidet utført av hydrogen- og elbiler er satt til rundt 5 prosent i 2020 for hver av teknologiene. Det er imidlertid ikke mulig å se for seg at begge teknologiene kan få en så stor andel av trafikkarbeidet samtidig. Teknologiene vil konkurrere om de samme kundene og det er lite sannsynlig med teknologisk gjennombrudd samtidig for elbiler og hydrogenbiler. Det er i vurderingen derfor forutsatt at elbiler og hydrogenbiler kan øke sin andel av bilparken fra 1 prosent hver til totalt 6 prosent samlet andel av trafikkarbeidet i 2020. Dette vil kreve store teknologiske gjennombrudd innenfor forskning på brenselceller til hydrogenbiler og/eller batterier til elbiler. For utslippsberegningene er da forutsatt at både elektrisitet

og hydrogen produseres uten klimagassutslipp. For å nå en andel av trafikkarbeidet på 5 prosent hydrogenbiler eller elbiler i 2020 vil dette kreve at andelen av nybilsalget øker raskt fra rundt 2 prosent i 2015 til rundt 22 prosent i 2020. Dette vil kunne oppnås ved bruk av sterke virkemidler eller hvis den nye teknologien oppfattes som svært fordelaktig. En andel på 22 prosent av nybilsalget vil være avhengig av at brenselcellbilene og/eller elbilene er blant bestselgerne til de fleste bilprodusentene.

- Det er lagt til grunn at tiltak som er knyttet til areal- og transportplanlegging vil kunne gi en økning av reduksjon fra rundt 650 000 tonn CO_2 til rundt 1,3 millioner tonn CO_2. Dette vil kreve en omfattende implementering av økt kollektivtransport med lave utslipp, redusert bilbruk og samordnet areal- og transportplanlegging. En slik satsing vil bety at utslippene fra veisektoren reduseres med rundt 10 prosent i forhold til referansebanen i 2020. Sammen med tekniske tiltak i veisektoren vil tiltakene knyttet til transportplanlegging da kunne redusere utslippene fra veitransporten med rundt 20 prosent i forhold til 2003.
- Mulige tiltak i Nasjonal transportplan er ikke kvantifisert, men det antas et betydelig potensial, blant annet gjennom tiltak skissert i grunnlagsmaterialet for Nasjonal transportplan (NTP) 2006 – 2015.
- For skipstransport er det antatt at en andelen med gassdrevne skip øker fra 10 til 20 prosent. Dette øker reduksjonen av klimagassutslipp fra kysttransport fra rund 280 000 tonn til rundt 600 000 tonn CO_2-ekvivalenter. Innfasing av gassferger på trafikktunge samband er eksempel på områder hvor det er aktuelt å øke bruken av gassferger.
- For flytransport er det antatt at nye virkemidler fører til et skift fra reiser innenlands fra fly til tog. Dette vil medføre en utslippsreduksjon på 180 000 tonn CO_2-ekvivalenter.

5.3.4 Landbruk

I landbrukssektoren er tre klimagassreduserende tiltak kostnadsberegnet for år 2020. Til sammen gir disse tiltakene en klimagassreduksjon på rundt 650 000 tonn CO_2-ekvivalenter og omfatter redusert gjødsling, senking av nitrogeninnholdet i fòr og forbedret husdyrforing, samt anaerob nedbryting av gjødsel og annet våtorganisk avfall. Det finnes en rekke tiltak for videre reduksjon av utslipp av klimagasser i landbruket utover de som har vært utredet. Disse tiltakene er:

- Erstatning av dagens fôr med for som gir mindre metangassdannelse i dyrenes fordøyelsessystem.
- Videre utbygging av biogassanlegg for husdyrgjødsel.
- Ytterligere reduksjon av N-gjødsling av engareal slik at tap av (reaktiv) nitrogen til luft og (grunn) vann reduseres videre. Dette tiltaket kan gi reduksjon i produksjonen.
- Redusert dyrking av organisk jord ved å føre dyrket organisk jord tilbake til myr eller eng.
- Alternativ handtering av vekstrester (crop residues).

Samlet kan disse tiltakene øke reduksjon av klimagasser, da primært lystgass fra rund 650000 tonn til mellom 1,3 og 1,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. I tillegg vil kunne komme andre tiltak som vil gi lavere utslipp av N_2O og som ikke er kvantifisert. Dette er tiltak som forbedret jordbearbeiding/kultur, endret husdyrhold, økt bruk av fangvekster og overgang fra kornåker til eng/beit

5.3.5 Avfall

I avfallssektoren vil tiltaket som gir størst langsiktig klimagassreduksjon være knyttet til forbudet mot deponering av organisk avfall. Ytterligere tiltak vil være knyttet til forbedret uttak av metangass og økt omdanning av metangass til CO_2 gjennom biofilter. Hvis det forutsettes en økning av metangassuttak og –omdanning med rundt 15 prosent til 75 prosent vil dette gi en utslippsreduksjon på rundt 270 000 CO_2-ekvivalenter.

5.3.6 Energisektoren

Innen energisektoren er ikke lagt inn økt potensial for klimagassreduksjoner. Dette skyldes at de kostnadsberegnede tiltakene i denne analysen både inkluderer en betydelig utfasing av bruk av olje til fyring og at ny produksjon gasskraft forutsetter CO_2-fangst. En økt satsing på produksjon av ny fornybar energi er en forutsetning for å kunne realisere utslippsreduksjonene i de andre sektorene.

6. Hovedresultater

6.1 Utslippsreduksjoner og kostnader fram mot 2020

Tiltaksanalysen inkluderer mer enn 90 ulike tiltaksbeskrivelser. Innen hvert av disse aggregerte tiltakene vil det igjen finnes flere enkelttiltak. I kapittel 5.1 og 0 gjennomgås hovedresultatene og kostnadskurver for de seks hovedområdene olje- og gassvirksomhet offshore, landbasert industri , veitrafikk, energiproduksjon og –forbruk, skip og fly, samt utslipp fra landbruk og fra avfallshåndtering.

Tiltaksinformasjonen er basert på utredninger og tidligere bidrag fra flere sektormyndigheter, ulike forskningsmiljøer og industribransjer.

Fram mot 2020 er utslippet i referansebanen beregnet å gi 37 prosent høyere utslipp enn i 1990 hvis det ikke iverksettes nye virkemidler. For 2020 er det i referansebanen lagt til grunn flere gasskraftverk som uten CO_2-håndtering vil gi et utslipp på i underkant av 9,7 millioner tonn CO_2 .

Dersom alle utredede og kostnadsestimerte tiltak gjennomføres, vil utslippene i 2020 kunne reduseres ned mot 47 millioner tonn CO_2-ekvivalenter årlig og ligge 5,6 prosent under utslippene i 1990. Disse tiltakene er da vurdert i forhold til dagens kunnskap om kostnad og mulig innfasingstempo. Kostnadene spenner fra samfunnsøkonomisk svært lønnsomme tiltak til tiltak med en kostnad på over tre tusen kroner per tonn CO_2-ekvivalent redusert.

I referansebanen for 2020 er det brukt en scenario-teknikk som beskriver konvensjonelle gasskraftverk som kilde for oppdekning av økt behov for energitjenester i referansebanen. Slike gasskraftverk står for i underkant av 10 millioner tonn CO_2-ekvivalenter som tilsvarer 70 prosent av økningen i klimagassutslipp fra 2003 til 2020. Av utslippsreduksjonen som er beskrevet i analysen er over 8,5 millioner tonn (35 prosent) realisert gjennom CO_2-separering fra gasskraftverkene i referansebanen.

For 2020 er informasjon om teknisk potensial og kostnader ved klimagassreduserende tiltak mer usikker både med hensyn til forutsetninger og data om reduksjonspotensial, omfang og kostnader. Analysen viser videre at Norge innen 2020 kan stabilisere klimagassutslippet på 1990-nivå ved å sette i verk tiltak som har en kostnad opp mot 200 kroner per tonn CO_2-ekvivalent, se Figur 21 og Figur 23. En slik reduksjon på rundt 18 millioner tonn CO_2-ekvivalenter sett i forhold til referansebanen for 2020 forutsetter:

- CO_2-håndtering fra all gasskraftproduksjon i Norge, enten ved deponering eller ved bruk av CO_2 til økt utvinning av olje
- og/eller betydelig satsing på fornybare energikilder og energisparing som alternativ til kraftproduksjon gjennom gasskraft.

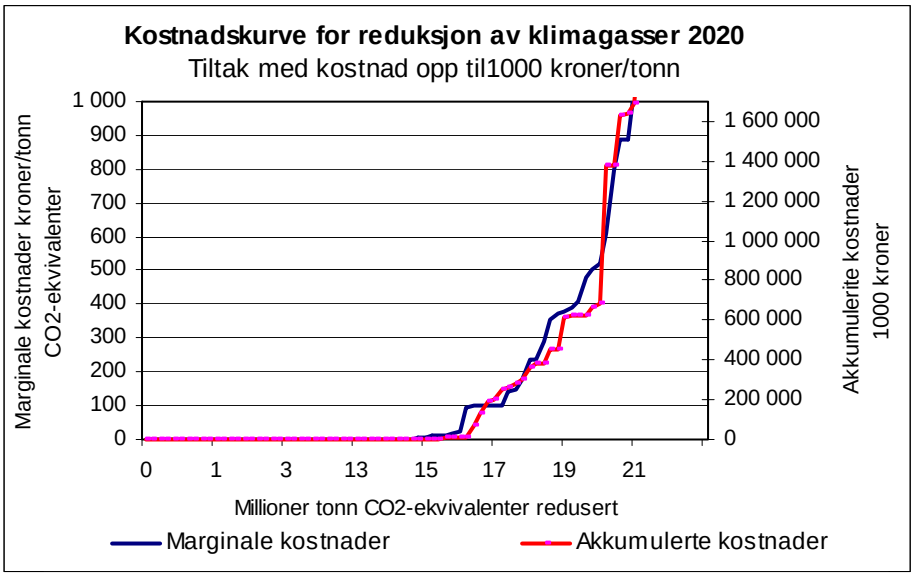
Økt satsing på fornybar energi og energisparing, som for eksempel tilrettelegging for lavere energibruk i nye og rehabiliterte bygg, fjernvarmeutbygging, konvertering av oljekjeler til bioenergikjeler, vil også redusere CO_2-utslippene fra oljeforbrenning innenfor industri, næring og husholdninger.

Innenfor en kostnad 200 kroner per tonn CO_2-ekvivalent finnes også flere tiltak innen transportsektoren, prosessindustrien, landbruket og avfallssektoren. Eksempel på slike tiltak er introduksjon av mer energieffektive biler, rensning av lystgass i gjødselproduksjon og forbud mot deponering av nedbrytbart avfall.

Forskjellen mellom mulig utslippsreduksjon i et scenario som inkluderer bruk av CO_2 til økt oljeutvinning og i et scenario uten gasskraftverk skyldes en antagelse om at CO_2-fangst fra store industrikilder på land krever nye store kilder for CO_2-fangst i Norge. En CO_2–fangst fra store punktkilder på land kan

- deponeres
- brukes som tillegg til utenlandske CO_2-kilder for økt oljeutvinning på norske oljefelt
- brukes til økt oljeutvinning utenfor norsk sokkel.

Figur 21: Kostnadskurve for 2020 med marginale (kroner/tonn CO2-ekv.) og akkumulerte årlige merkostnader



Gjennomføres alle tiltak med en kostnad opp til 1000 kroner/tonn, så økes reduksjonspotensialet til rundt 20,7 millioner tonn.

Gjennomgangen over omfatter kun tiltak der det har vært mulig å samle inn kostnadsdata. En samlet framstilling av disse tiltakene alene kan lett gi en feilaktig bilde på hva som er det tekniske potensialet for utslippsreduksjoner fram til 2020. SFT har i sitt arbeid med tiltaksanalysen avdekket at det finnes en flere tiltak og tekniske muligheter som kan bidra til å redusere de nasjonale utslippene utover der som lar seg kostnadsberegne. På bakgrunn av en vurdering av tilgjengelig kunnskap anslår SFT at det vil være mulig å redusere de nasjonale utslippene med 8 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, utover tiltak som er kostnadsberegnet i analysen. Dette tilsvarer en reduksjon på om lag 20 prosent i forhold til 1990, se Figur 22

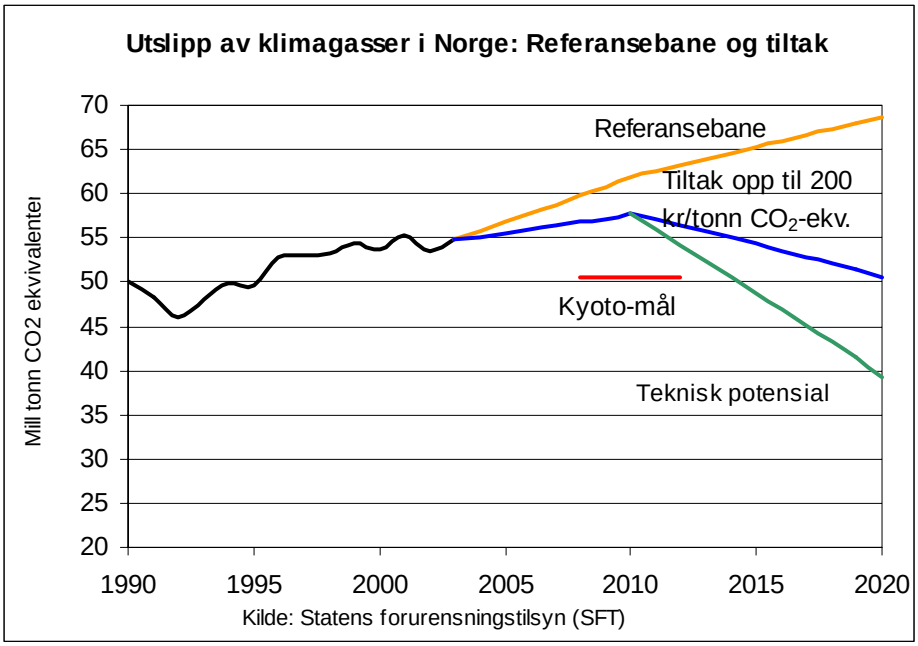
En implementering av dette tekniske potensialet forutsetter imidlertid at:

- Det iverksettes virkemidler i et større omfang og av en annen type enn det vi kjenner i dag

- At for flere av tiltakene skjer teknologiske gjennombrudd, som gjøre det mulig med en bred kostnadseffektiv innfasing av tiltakene

Det tekniske potensialet for utslippsreduksjonen omfatter en rekke tiltak i forskjellige sektorer som dels kommer i tillegg til kostnadsberegnede tiltakene for 2020 og dels innebærer et økt omfang for disse tiltakene. Analysen legger til grunn at utslippsreduksjonen fra mobile kilder vil kunne økes med rundt 3 millioner tonn CO_2-ekvivalenter hvor økt innblanding av biodrivstoff står for rundt 0,7 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, mens andre store tiltak vil kunne være økt innfasing av energieffektive biler og tiltak knyttet mot transportplanlegging og økt kollektivtransport. Innfasing av hydrogendrevne biler og elbiler vil kunne få en betydelig andel på lang sikt. En annen viktig sektor med teknisk potensial er landbruket. Her finnes det en rekke tiltakstyper som til sammen kan gi en reduksjon av opp til 1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter.

Figur 22: Utslipp av klimagasser: Referansebane, tiltak opp til 200 kroner/tonn CO_2-ekvivalent og teknisk potensial

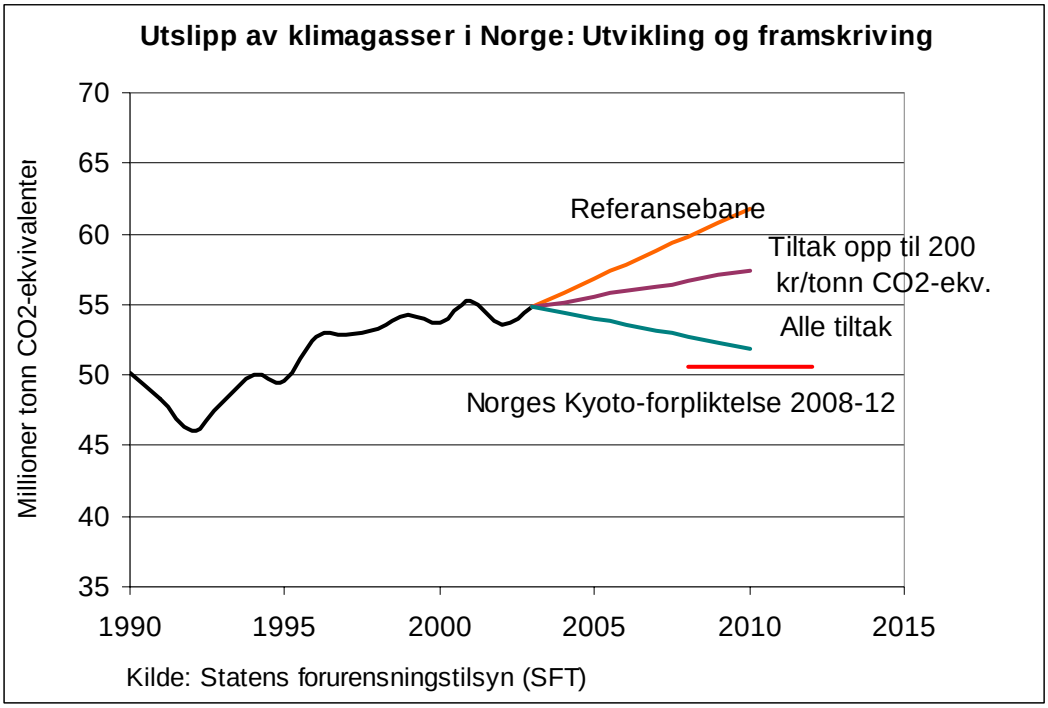


Noen av tiltakene i denne analysen vil få høye kostnader ettersom kostnadsberegningen tar utgangspunkt i kjent teknologi og kjente kostnadsanslag. På lang sikt kan disse forutsetningene endre seg betydelig. Denne usikkerheten omfatter også potensialet for utslippsreduksjon. Potensialet kan økes betraktelig ved teknologiske eller markedsmessige gjennombrudd som fører til kostnadssenkninger. Utvikling av ny miljøteknologi kan også føre til økt sysselsetting og verdiskapning, og herigjennom gjøre ”dyre” tiltak mer lønnsomme. Slike problemstillinger behandles videre i SFTs pågående miljøteknologiprosjekt.

6.2 Utslippsreduksjoner og kostnader fram mot 2010

Figur 23 viser referansebanen for 2010 og virkningen av å gjennomføre tiltak med en marginalkostnad opp til 200 kroner/tonn CO_2 -ekvivalent og av å gjennomføre alle kostnadsberegnede tiltak. I forhold til referansebanen for 2010 er det utredet et samlet potensial for reduksjon av klimagasser på om lag 10 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter.

Figur 23: Virkning av utredede tiltak fram til 2010



Kilde for historiske utslipp: Utslippsregnskapet til SSB og SFT

Samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak
En rekke tiltak vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme i den forstand at de årlige merkostnadene vil være lavere enn årlige besparelser ved å gjennomføre tiltakene.

Gjennomføring av tiltak med en høyere årlig besparelse enn merkostnader gir et samlet potensial for utslippsreduksjoner på rundt 2,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Dette potensialet kan realiseres ved å gjennomføre en rekke omfattende tiltak innen areal- og transportplanlegging og stasjonær energibruk, samt noen tiltak innen prosessindustrien og innen olje- og gassutvinning. De fleste tiltak innen landbruk vil også være lønnsomme å gjennomføre.

En realisering av de mest samfunnsøkonomiske tiltakene innen den første forpliktelsesperioden 2008 – 2012 i Kyotoprotokollen vil kreve en betydelig innsats. Dette fordi reduksjonspotensialet er fordelt på svært mange ulike tiltak innen flere sektorer. Det er også flere barrierer av ikke-økonomisk / politisk art som hindrer gjennomføringen av disse tiltakene. På tross av høy kostnadseffektivitet vil det derfor være nødvendig å bruke et bredt spekter av spesifikke virkemidler og eventuelt avbøtende tiltak for å utløse klimatiltakene.

Tiltak med kostnad opp mot 200 kr/tonn redusert CO_2-ekvivalent
En utslippsreduksjon på rundt 3,7 millioner tonn CO_2-ekvivalenter vil kunne realiseres til en kostnad opp til rundt 100 kroner per tonn. I dette kostnadsintervallet ligger tiltak innen landbasert prosessindustri, olje- og gassutvinning på norsk sokkel og tiltak for å redusere utslipp av metangass for avfallsdeponier.

En utslippsreduksjon på rundt 4,4 millioner tonn CO_2-ekvivalenter vil videre kunne realiseres hvis en inkluderer tiltak med en kostnad mellom 100 og 200 kroner/tonn CO_2 –ekvivalenter.

Her finnes bl.a. tiltak innen prosessindustri og petroleumsvirksomheten. Tiltak med kostnad lavere enn 200 kroner/tonn CO_2-ekvialent utgjør ca. 36 prosent av de reduksjoner som må til for å innfri Kyoto-forpliktelsen. De største tiltaksgruppene er:

- Utslipp fra prosessindustrien med om lag 1,0 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Utslipp fra olje- og gassutvinning på norsk sokkel med om lag 0,9 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Prosessutslipp av metan (CH_4) fra avfallsdeponier og lystgass (N_2O) fra landbruket med om lag 0,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter
- Stasjonær forbrenning eksklusive prosessindustrien og offshore - om lag 1,6 mill. tonn CO_2-ekvivalenter
- Veitrafikk med om lag 0,55 mill. tonn CO_2-ekvivalenter

Disse tiltakene er spredt på forskjellige sektorer. Det vil være nødvendig å vurdere utforming av virkemidler i lys av dette.

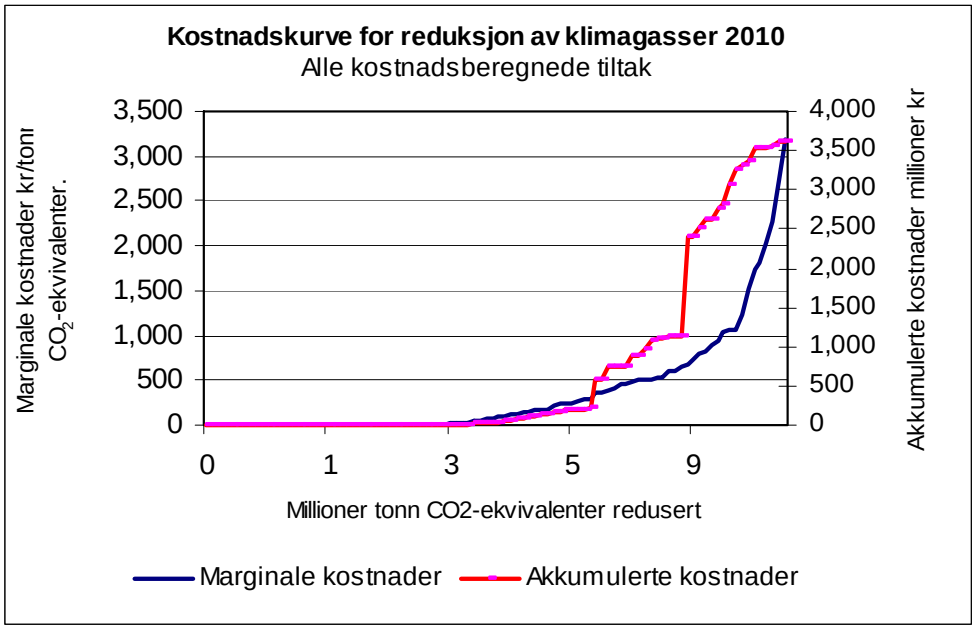
Den samlede kostnaden for samfunnet av å redusere utslippene med 4,4 millioner tonn i 2010 (tiltak billigere enn 200 kr/tonn CO_2-ekvivalent), vil være ca. 140 millioner kroner per år. Gjennomsnittlig kostnad ved alle tiltakene vil da være 32 kroner/tonn CO_2–ekvivalent.

Tiltak med kostnad over 200 kr/tonn redusert CO_2-ekvivalent
Inkluderer vi tiltak med kostnad opp mot den høyeste CO_2-avgiften på utslipp i dag, dvs. 337 kroner/tonn CO_2-ekvivalent, blir utslippsreduksjonen opp i mot 4,7 mill. tonn CO_2-ekvivalenter. Den årlige kostnaden øker til om lag 228 millioner kroner. Gjennomsnittlig kostnad ved alle tiltakene vil da være 49 kroner/tonn CO_2–ekvivalent.

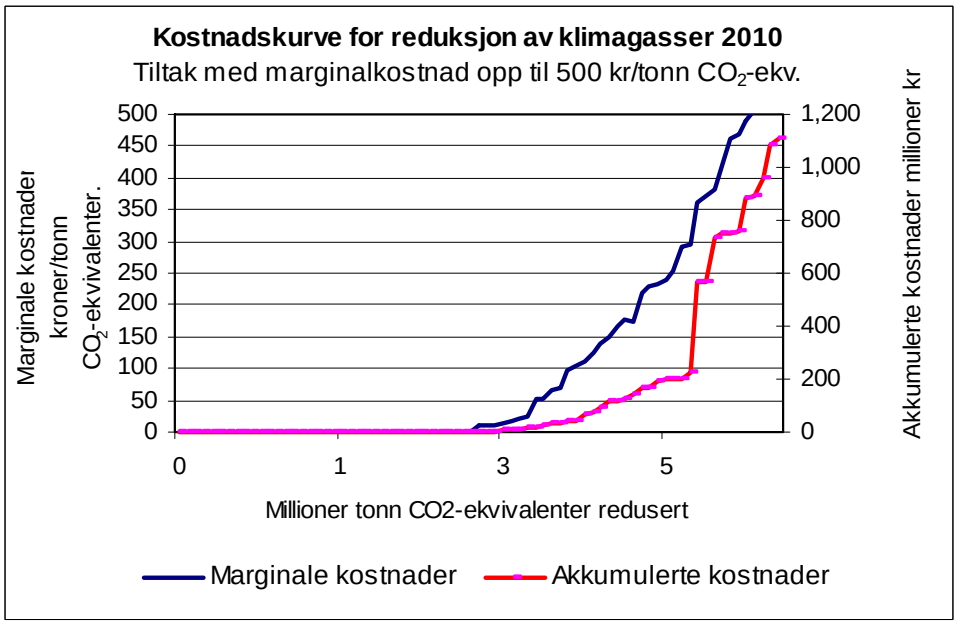
Samlet utgjør tiltak med kostnad lavere enn 400 kroner/tonn CO_2-ekvivalent i overkant av 50 prosent av de reduksjoner som må til for å innfri Kyoto-forpliktelsen. Tiltakene med kostnad mellom 200 og 400 kroner/tonn domineres av CO_2-deponering fra gasskraftproduksjon (uten bruk av CO_2 til økt oljeutvinning), tiltak innen olje- og gassvirksomheten offshore, erstatning av kull med trekull som reduksjonsmiddel i metallurgisk industri og innfasing av alternative energikilder til substitusjon for oljefyring. Dette gjelder da den andelen av substitusjon som er antatt å ha spesielt høye kostnader.

De dyreste tiltakene (fra og med 400 kroner/tonn) omfatter i hovedsak tiltak innen petroleumssektoren offshore som kraft fra land, tekniske tiltak på kjøretøy og flere industritiltak. Kraft fra land kan gi en utslippsreduksjon på opptil 1,8 millioner tonn CO_2 til en kostnad på fra 500 og opp til over 1000 kroner/tonn redusert. Dette tiltaket må vurderes i lys av muligheter for fremtidig utslippsreduksjoner og levetiden for eksisterende gass- og oljefelt, se Figur 24.

Figur 24: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Alle tiltak. Marginalkostnaden kan avlese på venstre y-akse og akkumulert årlig kostnad kan avleses på høyre akse



Figur 25: Kostnadskurve for reduksjon av klimagasser i 2010. Tiltak med kostnad lavere enn 500 kroner/tonn CO_2-ekvivalent. Marginalkostnaden kan avlese på venstre y-akse og akkumulert årlig kostnad kan avleses på høyre akse.



6.2.1 Forholdet til Kyotoprotokollen

Kyotoprotokollen trådte i kraft i februar 2005 og er nå en rettslig forpliktende avtale for Norge. Gjennom Kyotoprotokollen er Norge forpliktet til ikke å øke utslippene av klimagasser med mer enn én prosent i forhold til nivået i 1990, det vil si at de årlige utslippene ikke kan overstige 50,6 millioner CO_2–ekvivalenter per år i perioden 2008 - 2012. Fra 1990 og fram til 2003 har utslippene økt med 9 prosent. Det er forventet at utslippene vil

vokse kraftig fram mot 2020. De nyeste framskrivningene fra Finansdepartementet/SFT gir en vekst på 23 prosent fram mot 2010. Det innebærer at Norge må redusere sine årlige klimagassutslipp med over 11 millioner tonn i 2010 i forhold til en referansebane hvis det ikke iverksettes nye tiltak og virkemidler. Virkningen av kvotehandelssystemet er ikke lagt inn i denne referansebanen.

I forhold til referansebanen og forutsetningene brukt i denne analysen vil de utredete tiltak ikke kunne gi en oppfyllelse av Kyoto-forpliktelser (pluss 1 prosent av utslippet i 1990). En reduksjon ned mot nivået i 1990 vil kun være mulig ved

- realisering av alle utredede tiltak
- gjennomføring av tiltak som ikke er utredet i denne analysen
- å gjennomføre betydelige reduksjoner fra utslipp knyttet til olje- og gassutvinning gjennom realisering av store tiltak for kraft fra land

Ved gjennomføring av alle tiltak inklusive kraft fra land til olje- og gassvirksomheten offshore, så vil en kunne redusere utslippene med rundt 18 prosent i forhold til framskrivningen for 2010. Utslippet vil da være i overkant av 2 prosent over Kyoto-forpliktelsen. En kostnadsberegning av omfattende kraftforsyning av norsk sokkel fra land vil i henhold til beregninger fra oljebransjen ha en marginalkostnad på mellom 500 - 2000 kroner/tonn CO_2.

Det er i denne analysen ikke identifisert nasjonale tiltak som kan oppfylle hele Kyoto-forpliktelsen, det vil si en utslippsøkning på 1 prosent i forhold til 1990-nivået. Hvis tiltak med en marginal kostnad på over 3000 kroner/tonn CO_2–ekvivalenter inkluderes vil utslippsreduksjonen fra tiltakene utredet i denne analysen være 9,9 millioner tonn og blant annet inkludere en omfattende elektrifisering av norsk sokkel. De årlige merkostnadene ved å realisere en slik reduksjon hjemme er på bakgrunn av de foreliggende kostnadsestimater beregnet til å være ca. 3,6 milliarder kroner. Gjennomsnittlig kostnad ved alle tiltakene vil da være 365 kroner/tonn CO_2–ekvivalent.

Kyoto-avtalen åpner opp for at deler av forpliktelsene for perioden 2008 - 2012 kan gjennomføres på tvers av landegrensene gjennom bruk av fleksible mekanismer. Bruk av disse Kyoto-mekanismene skal være et supplement til nasjonale tiltak. Det er ikke kvantifisert hvor stor del av Kyoto-forpliktelsen som må gjennomføres ved nasjonale tiltak. Det er også knyttet usikkerhet til mulig kvotepris i den første forpliktelsesperioden (2008 – 2012). Tidligere anslag på en kvotepris har varierer mellom 50 til 400 kroner per tonn CO_2-ekvivalent. I det nyetablerte europeiske kvotesystemet opereres det per medio 2005 med priser på opptil 20 Euro (ca. 160 kroner) per tonn CO_2.

Tabell 11 viser tiltak med et reduksjonspotensial over 100 000 tonn CO_2-ekvivalenter.

7. Usikkerhet og følsomhetsvurdering

Usystematisk usikkerhet kan være knyttet til rene feil i grunnlagsdata og opplysninger som anvendes i videre beregninger. Det kan til og med være at vi velger å ekskludere enkelte kilder fra tiltaksutredninger på grunn av mangel på god kroner kunnskap. Andre typer usikkerhet er bevisst og systematisk under- eller overestimering av kostnader og/eller reduksjonspotensialer. Nedenfor vil vi ta opp de viktigste av disse:

- Utslippsregnskapet og framskrivninger
- Utslippsreduksjonenes størrelse
- Ikke utredede tiltak
- Kostnadsberegninger
- Aggregering av kilder
- Andre miljø– og helsevirkninger av reduserte utslipp
- Andre eksterne virkninger

Sentrale parametere som kan innvirke mye på resultat og konklusjonene er:

- Framskrivningene av økonomisk aktivitet og tilhørende utslippsberegninger
- Potensial for utslippsreduksjoner for "store tiltak" da særlig fra bruk av CO_2 til økt oljeutvinning, kraftforsyning til norsk sokkel fra land og større tiltak innen stasjonær energiforsyning
- Kostnader knyttet til disse tiltakene

Når det gjelder usikkerhet knyttet til kostnadsberegningen vil en slik usikkerhet særlig være knyttet til store tiltak hvor merinntekter eller merutgifter er følsomme for endringer i energi- og oljepriser. Dette gjelder i særlig grad tiltak for bruk av CO_2 til økt oljeutvinning.

7.1 Utslippsregnskapet og framskrivninger

Det er usikkerhet knyttet til de historiske utslippstallene for klimagasser. Utslippene blir beregnet og/eller målt. For de fleste gassene er det snakk om beregninger basert på aktivitetsdata og gjennomsnittlige utslippsfaktorer. Usikkerheten kan være knyttet til utslippsfaktorer, aktivitetsdata, modellforutsetninger eller unøyaktigheter i måleinstrumenter ved kontinuerlige målinger. Fordi usikkerheten kan være knyttet til mange variable i beregningene er det også vanskelig å kvantifisere den. Vi anslår en rangering og en størrelse på usikkerheten for de ulike komponentene, der CO_2 -beregningene er minst usikre (SSB og SFT i Kvoteutvalgets rapport, 1999):

$$CO_2 \sim SF_6 < HFK < PFK \sim CH_4 < N_2O$$

En samlet vurdering av tallmaterialet tilsier at usikkerheten i det historiske utslippsregnskapet for alle gasser og kilder i et enkeltår er ± 11-17 prosent. Usikkerheten i et enkelt år er større enn den prosentvise endringen over tid (usikkerheten i en tidsutvikling). SSB har på oppdrag fra SFT estimert usikkerheten i trend til å være 4 prosent for perioden 1990 til 2000. Årsaken til det er at man bruker samme metodikk for alle år i en tidsserie og uttrykker for eksempel Kyoto-forpliktelsen som en prosent av utslippet i 1990.

Den forventet utslippsutvikling fram mot år 2010 og 2020 (referansebanen), uten nye tiltak, er en viktig forutsetning for resultatene av tiltaksanalysen. Det er knyttet relativt stor usikkerhet

til mange av de forutsetningene som ligger til grunn i framskrivningene. Særlig gjelder dette forutsetninger om vekst i BNP, realrentenivå, oljepris, relativ prisutvikling mellom brensler og utviklingen i aktivitetsnivå innen de enkelte sektorer.

Den generelle usikkerheten i framskrivningene kan gå begge veier. Erfaringer indikerer imidlertid at utslippsanslagene i framskrivningene tenderer mot å overestimere utslippsnivået i fremtidige år og dermed overvurdere behovet for tekniske tiltak.

Det er knyttet størst usikkerhet til utslipp av PFK, metangass og lystgass. Ingen av tiltakene relatert til disse gassene er av en slik størrelse at det vil påvirke hovedkonklusjonene i denne analysen. Selv om usikkerheten i det totale utslippsnivået fra en kilde i et enkelt år kan være betydelig, behøver ikke anslaget for den utslippsreduserende effekten av et tiltak være like usikkert. Usikkerhet med hensyn til beregning av metangassutslipp vil for eksempel ikke påvirke tiltak for økt metangassuttak. Årsaken til dette er at en kan måle direkte mengder metangass gjenvunnet, men totalutslippet er diffust og må beregnes ut fra mer usikre utslippsfaktorer.

I forhold til framskrivningen for 2020 vil beskrivelsen av energitiltakene være følsomme for endringer med hensyn til energioppdekningen. I referansebanene er det lagt til grunn en oppdekning gjennom konvensjonell gasskraft. Et økt energibehovet kan dekkes både ved fornybare energikilder eller gjennom bygging av gasskraftverk med CO_2-håndtering. I så fall vil den utslippsreduserende virkningen av andre tiltak på energisektorene reduseres med rundt 80 prosent i 2020 eller ca. 6,8 millioner tonn CO_2. Resterende utslippsreduksjon fra energitiltakene er da forbundet med utfasing av oljefyring (se også avsnitt 3.8.1).

7.2 Utslippsreduksjonenes størrelse og ikke utredede tiltak

Utslippsreduksjonene av klimagasser for de enkelte tiltakene er i betydelig grad basert på tilgjenglige utredninger, samt analyser fra prosessindustrien og oljesektoren. Flere av utredningene er basert på innspill fra sektordirektoratene og industrien selv. Beregningene for tekniske tiltak er i de fleste tilfeller forsiktig anslått i forhold til det utstyrsprodusenter og forskere angir som teoretiske reduksjonspotensialer ved overgang til ny teknologi. Størrelsen på denne usikkerheten varierer fra tiltak til tiltak, men er trolig systematisk forskjøvet mot en underestimering av utslippsreduksjoner. Da noen av tiltakene innen areal- og transportplanlegging kan anses som kontroversielle, er det benyttet gjennomgående konservative beregninger i forhold til klimaeffekt og øvrige nytteindikatorer. Også her er nytten sannsynligvis underestimert.

Denne analysen er ikke uttømmende med hensyn til tiltak for reduksjon av klimagasser. Trolig vil det framkomme en rekke tiltak i det man iverksetter egnede virkemidler som for eksempel et kvotesystem eller mer gjennomgående avgifter i alle sektorer. Det underbygges blant annet av at det i bakgrunnsmaterialet er fremkommet en rekke tiltaksvurderinger som ikke er inkludert i kostnadskurven på grunn av manglede kostnadsdata eller kvantifiserte data om utslippsreduksjoner.

En samlet vurdering tilsier på denne bakgrunn at det samlede potensialet for utslippsreduksjoner i denne analysen er underestimert i forhold til hva som er mulig og sannsynligvis realiserbart innen ulike marginalkostnader. Flere av tiltakene forutsetter imidlertid at det iverksettes virkemidler som sikrer at reduksjonspotensialet utløses innen

målåret. I forhold til målåret 2010 vil også de årlige merkostnadene være avhengige av tidspunktet for implementering.

I forhold til tiltak som kan gjennomføres i løpet av 2008 – 2012 er noen få "store" enkelttiltak i analysen. Dette er definert som tiltak med en utslippsreduksjon over 1 mill tonn. For de største tiltakene, som CO_2-håndtering og kraft fra land, er sikkerheten med hensyn til beregnet reduksjonspotensial ved realisering av tiltaket relativ høy. For CO_2-håndtering forutsettes det imidlertid at bruk av CO_2 til økt oljeutvinning eller deponering i geologiske formasjoner vil være i samsvar med internasjonale forpliktelser og anses som tilstrekkelig sikker håndtering av klimagassen i et langsiktig perspektiv. De fleste vesentlige tiltak som kan gjennomføres innen 2010 reduserer utslippene med mellom 0,1 og 0,5 mill tonn per år. Totalt inneholder analysen over 90 tiltak som til dels består av flere tiltak aggregert til større fellestiltak. Dette betyr at et bortfall av en utslippsreduksjon på ca 1- 4 mill tonn per år krever at mange store tiltak faller bort eller har betydelig lavere reduksjonspotensial enn beregnet. Dette indikerer at dette metodikken som anvendes gjør analysen som helhet og konklusjonene som trekkes på et overordnet nivå robuste både mot den usikkerhet som kan ligge i beregning av kostnader og utslippsreduksjoner for de enkelte tiltak.

For 2020 er det imidlertid flere tiltak over 1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. For realisering av CO_2-fangst til økt oljeutvinning er det usikkerhet knyttet til potensialet for CO_2-fangst som er satt til 85 prosent av utslippene fra gasskraftverk og prosessindustri. Usikkerheten gitt gjennomføringen av tiltaket slik det er beskrevet ansees å være ± 5 prosent for CO_2-håndtering. Analysen er følsom for hvorvidt dette tiltaket realiseres eller ikke.

For tiltak som retter seg mot energieffektivisering og fjernvarme vil det være usikkerhet knyttet til andelen olje som erstattes av tiltaket og usikkerhet til beregning av marginale utslipp ved alternativ energioppdekning (se avsnitt 3.8.1). Denne usikkerheten er følsom for vurderingen av tiltakene som klimatiltak, men ikke med hensyn til gjennomføringen av tiltakene ettersom de fleste tiltakene er beregnet til å være samfunnsøkonomisk lønnsomme også uten miljønytten knyttet til reduksjon av klimagasser.

7.3 Kostnadsberegningene og aggregering av kilder

For mange tiltak er kostnadene som benyttet anslag som baserer seg dels på erfaring og godt kjent teknologi. Disse kostnadene er beheftet med relativt liten usikkerhet. For andre tiltak er kostnadene basert på sektormyndigheters, leverandørers, bransjeorganisasjoners og ulike utrederes mer usikre anslag. Erfaringer tilsier en usikkerhet på i hvert fall ± 10-30 prosent i slike prosjekteringsanslag. Størrelsen på denne usikkerheten varierer fra tiltak til tiltak. Det har imidlertid vist seg gjennom tidligere lignende analysearbeider og erfaring i etterkant at mer miljø- og kostnadseffektive løsninger utvikles når virkemidler og oppmerksomhet rettes mot en utslippskilde slik at produsenter og leverandører opplever at det skapes et marked. Dette innebærer trolig at det for analysen som helhet er en forskyvning mot for høye kostnader. For målåret 2020 er usikkerheten knyttet til kostnadsnivå større. Her antar vi at tidsperspektivet fører til en større overestimering av kostnader enn for målåret 2010. For 2010 vil det særlig være betydelig usikkerhet knyttet til forsyning av deler av norsk sokkel med kraft fra land og for kostnader knyttet til fangst og deponering av CO_2.

I denne analysen er små tiltak aggregert til større samletiltak. Tiltakskostnadene er beregnet som gjennomsnittskostnader innenfor disse gruppene. Vi vet at det vil være store variasjoner i kostnadene og kostnadseffektiviteten innenfor slike samletiltak (aggregat). Det vil derfor være

tiltak som enten burde vært rangert lenger ned eller opp på kostnadskurven. Det er imidlertid rimelig å anta at det er en tilnærmet normalfordeling omkring den beregnede gjennomsnitts-kostnaden.

Det er lite trolig at usikkerheten omkring enkelte av kostnadsestimatene og variasjonene innen en kildegruppe skulle påvirke det bildet som den samlede kostnadskurven beskriver. Usikkerhetene er større hvis vi går inn på enkelttiltak og sektorer som for eksempel kraftforsyning av deler av norsk sokkel fra land.

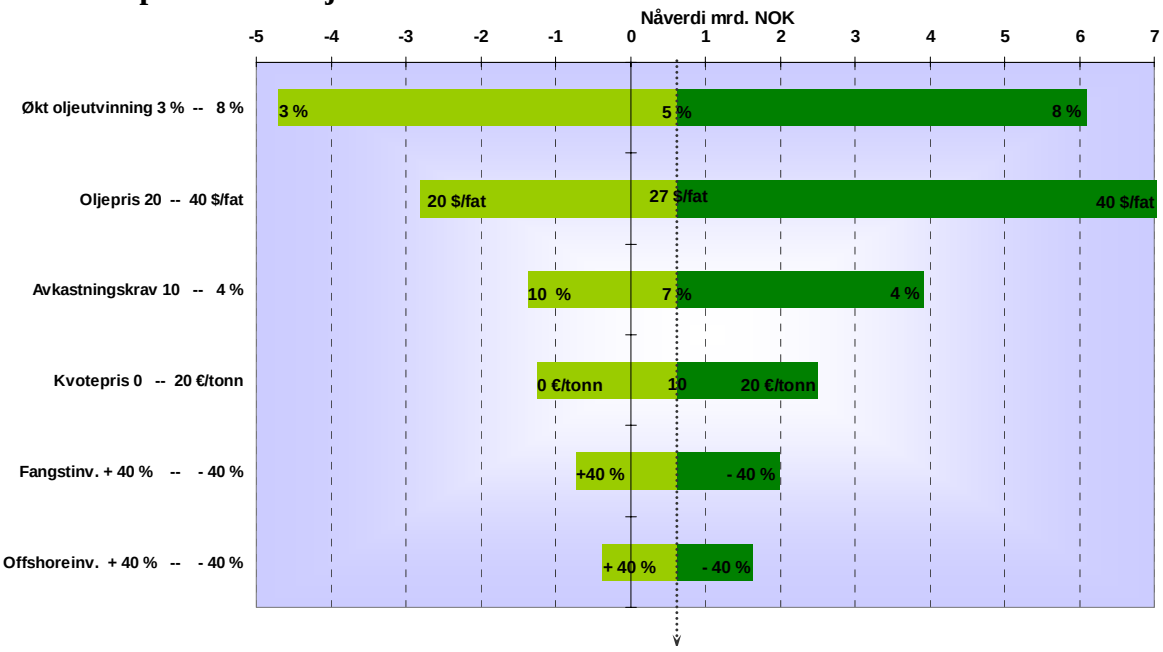
I beregningen av de årlige kostnadene og i kostnadskurven for de enkelte tiltakene er ikke samfunnsøkonomiske besparelser knyttet til tidsbruk, støy og ulykker fratrukket. Tiltakene som er rettet mot areal- og transportplanlegging vil føre til betydelige samfunnsøkonomiske besparelser. (Stølan m.fl. 2004) har beregnet innsparing på rundt 2,1 mrd. kroner per år ved gjennomføring av disse tiltakene, hvis en baserer seg på anerkjent beregningsmetodikk fra transportsektoren. Av denne besparelsen er 1,6 mrd. kroner knyttet til støy, tidsbruk og ulykker. I tillegg kommer bl.a. helsegevinst ved øket gang- og sykkeltrafikk. Inkluderes disse tiltakene i beregningen av de akkumulerte kostnadene, vil hele klimagassreduksjonen i denne analysen kunne inndekkes av samfunnsøkonomiske besparelser fra tiltak som effektivisert arealbruk, transportplanlegging og mer effektiv energiforbruk. Det er naturlig nok knyttet stor usikkerhet til anslagene over kostnadsbesparelser. Men beregningene er konservative, og viser at de samlede samfunnsøkonomiske kostnadene ved å redusere utslippene kan bli betydelig lavere enn angitt.

7.3.1 Usikkerhet knyttet til bruk av CO_2 til deponering og til økt oljeutvinning

Det er betydelig usikkerhet knyttet til vurderingen av kostnader knyttet til fangst og deponering av CO_2. Foreløpig er det ikke bygget noe fullskala gasskraftverk med fangstanlegg og kostnadene er derfor vanskelig å forutsi. Dette gjelder spesielt for de første anleggene som bygges. Det er stor variasjon i kostnadsanslag for fangstanlegg, noe som blant annet skyldes valg av teknologiske løsning og hvilke krav til robusthet som legges inn i prosjektene. Usikkerhet knyttet til kostnader ved bygging av det første anlegget vil kunne ha betydning for hvordan dette tiltaket rangeres i analysen. Kostnadene SFT har lagt til grunn for et fangstanlegg på Kårstø, omfatter kostnadene ved et anlegg som har gjennomgått en del utvikling over tid.

Når det gjelder store kilder vil det være stor følsomhet for usikkerheten i kostnadstall når det gjelder bruk av CO_2 til økt oljeutvinning for målåret 2020. I henhold til Oljedirektoratet er usikkerheten særlig knyttet til økt utvinningsgrad, oljepris og valg av diskonteringsrente. En oljepris som ligger på 10 dollar per fat vil gi en kostnadseffektivitet på over 500 kroner/tonn CO_2-ekvivalent. Ved en oljepris på 50 dollar per fat vil tiltaket kunne gi en årlig inntekt på rundt 750 kroner/ CO_2-ekvivalent. Gitt en pris på 10 dollar i 2020, så vil en reduksjon på 8,5 millioner tonn årlig øke de totale årlige merkostnadene med 4,6 milliarder kroner. Hvis vi får en oljepris på 50 dollar vil derimot tiltaket kunne gi en inntekt på 6,7 milliarder kroner.

Figur 26: Eksempel på usikkerhet ved beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved EOR på et norsk oljefelt.



Forutsetninger: nåverdi 600 mill kroner ved 5 prosent ekstra oljeutvinning, 7 prosent avkastning, 27 dollar/fat, kvotepris 10€/tonn CO_2 og 50 prosent restverdi av fangstanlegg
Kilde: Oljedirektoratet

7.3.2 Usikkerhet knyttet til tekniske tiltak på kjøretøy

Tekniske tiltak for kjøretøy er følsomme ovenfor flere forhold som råoljepris og dollarkurs. kostnadseffektiviteten for reduksjon av klimagassutslipp ved anvendelse av biodrivstoff. Figurene i dette avsnittet viser virkningen av ulike forutsetninger for kostnadseffektiviteten for 5 prosent innblanding av biodiesel og bioetanol.

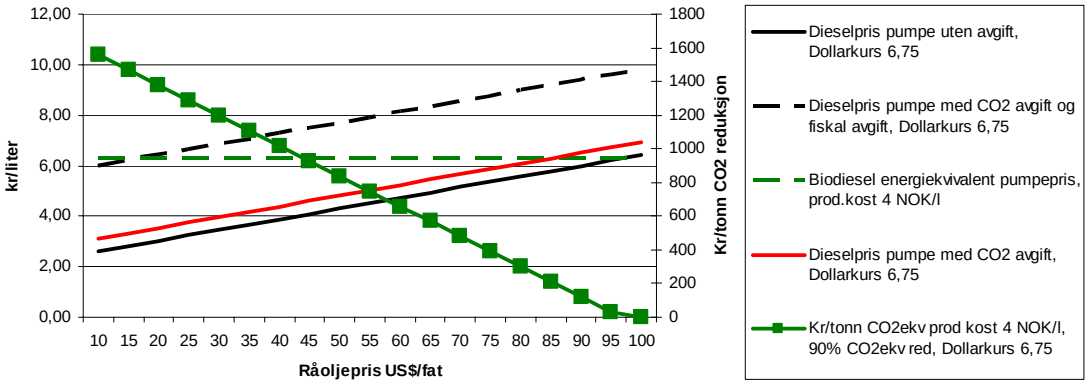
Kostnadseffektiviteten for reduksjon av klimagassutslipp ved anvendelse av biodrivstoff avhenger av en rekke forhold:

- Råoljeprisen (i denne analysen er det gått ut fra en langsiktig oljepris på 27 dollar per fat).
- Dollarkursen: i denne analysen er det forutsatt en kurs på 6,75 kroner (gjennomsnittlig dollarkurs for årene 2000-2004 var 7,92 kroner).
- Kostnader og avanse i oljesektoren, dvs. raffineri, distribusjon og salg
- Kostnader og avanse i biodrivstoffsektoren, råvarepris, drivstoffproduksjon, distribusjon og salg.
- Reduksjonene i klimagassutslipp som kan oppnås med ulike typer biodrivstoff produsert fra en rekke ulike råvarer.
- Eventuelle endringer i drivstofforbruk ved innblanding. Noen hevder at ved lavinnblanding av biodrivstoff vil det volumetriske drivstofforbruket ikke endres pga. økt oksygeninnhold i drivstoffet. Det ville i realiteten bety at virkningsgraden bedres noe som har stor innflytelse på kostnadseffektiviteten.

Med så mange variabler er det vanskelig å komme med nøyaktig svar på kostnadseffektivitet. Ved en vurdering av rapporterte kostnadseffektivitetstall fra andre land/rapporter, er det viktig å også se på de forutsetningene de har lagt til grunn i sine beregninger, spesielt med hensyn på råoljepris og dollarkurs.

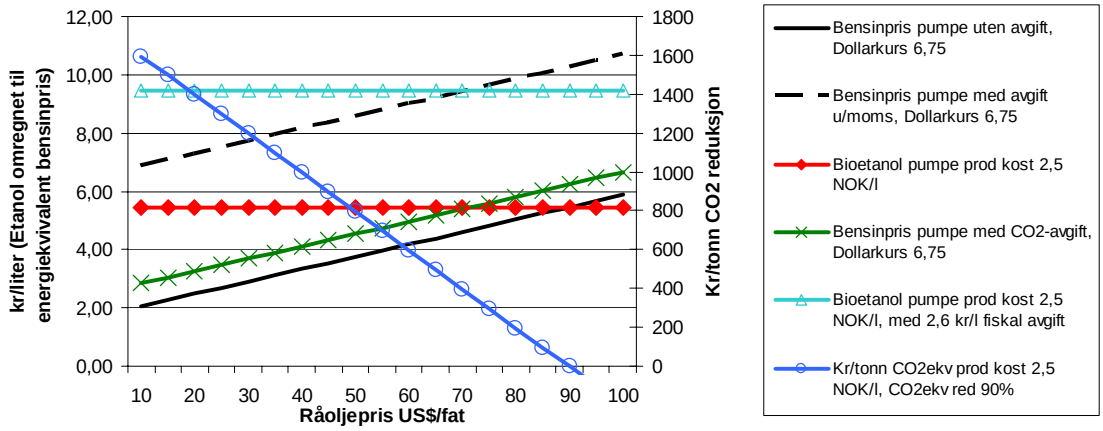
Figur 27 nedenfor viser hvordan kostnadseffektiviteten til biodiesel som gir en reduksjon på 90 prosent CO_2-ekvivalent varierer med oljeprisen ved en dollarkurs på 6,75 NOK. Figuren viser pumpepris (pris til forbruker) for diesel uten avgift som funksjon av råoljeprisen og biodiesel pumpepris for produksjonskostnader på 4 NOK/liter. Det er også vist pumpepris for diesel med avgifter men uten moms. Videre er vist kostnadseffektivitet for reduksjon i utslippet av CO_2-ekvivalenter som funksjon av råoljeprisen. Av figuren fremgår det at med de valgte forutsetningene er innblanding lønnsomt for oljeselskapene ved en råoljepris på ca. 15 dollar per fat. Klimatiltakskostnaden er under 200 NOK/tonn ved en råoljepris på ca. 85 dollar per fat.

Figur 27: Dieselpris med avgifter (uten moms) og uten avgifter og kostnadseffektivitet for reduksjon i utslippet av CO_2-ekv som funksjon av råoljepris. Dollarkurs 6,75 NOK. Biodieselproduksjonskostnad 4 NOK/liter. Energiekvivalent basis.



Figur 28 under viser at innblanding av bioetanol vil være lønnsomt for oljeselskapene uansett hvilken oljepris som forutsettes gitt en produksjonskostnad for bioetanol på 2,5 kroner/liter, hvis det innføres fullt avgiftsfritak. Det er i denne figuren regnet på energiekvivalent basis.

Figur 28: Etanolpris (Brasil), bensinpris med avgifter (uten moms) og uten avgifter og kostnadseffektivitet for reduksjon i utslippet av CO_2-ekv som funksjon av råoljepris. Dollarkurs 6,75 NOK, produksjonskostnad for bioetanol 2,5 NOK/liter. Etanolpris omregnet til energiekvivalent "bensinpris" med og uten fiskal avgift.



Ved bruk av forutsetningene valgt i klimatiltaksanalysen er kostnadseffektiviteten for 5prosent innblanding av biodiesel og bioetanol i 2010 rundt 1100 kroner og 1340 kroner per

tonn CO_2 redusert. For 2020 er de respektive tallene 295 og 225 kroner per tonn CO_2 redusert. Hvis den internasjonale råoljeprisen holder seg konstant på et høyt nivå, så vil tiltakenes lønnsomhet bli betraktelig bedre. Nedenfor viser kostnadseffektiviteten ved innblanding av biodiesel forutsatt en råoljepris på rundt 50 dollar per fat råolje for 2010 og 2020.

Tabell 13: Kostnader ved innblanding av biodrivstoff ved høy råoljepris 2010 og 2020 (Dollarkurs kroner 6,75)

	kroner / tonn CO_2 redusert 2010	kroner / tonn CO_2 redusert 2020
5 prosent innblanding av biodiesel	789	-35
5 prosent innblanding av bioetanol	581	-584

7.4 Andre eksterne virkninger av reduserte utslipp

Datatilfanget for denne analysen har ikke vært tilstrekkelig for å gjennomføre en komplett flermålsanalyse. Det er derfor kun foretatt en nytteberegninger av utslipp til luft (NO_x, PM_{10}, SO_2, VOC) og avrenning av nitrat fra jordbruk for enkelte av tiltakene.

Dersom tiltakenes kostnader skulle fordeles på samtlige utslippsvirkninger klimatiltakene påvirker, ville flere av tiltakenes kostnadseffektivitet bedres. Spesielt gjelder dette tiltak innenfor veitrafikk og noen industribedrifter som påvirker befolkningsbelastningen og helsevirkninger av andre utslippskomponenter som PM_{10} og NO_x. De tiltakene som reduserer flere komponenter og som bidrar til å redusere en eller flere av de ovennevnte miljøproblemene ville ha blitt rangert høyere i tiltaksanalysen hvis det var tatt hensyn til dette.

En samlet vurdering for analysen trekker i retning av at nettokostnadene (de akkumulerte årlige kostnadene fratrukket nytten av tiltakene) er overestimert og at dermed marginalkostnaden for en gitt utslippsreduksjon er overestimert som følge av at det ikke foreligger tilstrekkelig data for andre nytteberegninger for flere tiltak.

Andre eksterne effekter som virkninger på sysselsetting, konkurranseevne, teknologiutvikling med mer er ikke vurdert eller inkludert for det enkelte tiltak i denne analysen. Nyttevirkninger ved å redusere tidsbruk, støy og ulykker i transportsektoren, samt helsemessig nytte av økt fysisk aktivitet er ikke tatt med.

De fleste tiltak relatert til areal- og transportplanlegging er lønnsomme også uten disse nyttevirkningene. Vurdering av nytte ved å tiltak som øker fremkommeligheten for privatbiler, og ulempe ved tiltak som reduserer bruk av privatbil er svært omdiskutert. Det at svært lønnsomme tiltak ikke gjennomføres, kan tyde på at samfunnet i praksis verdsetter bruk av privatbil høyere enn angitt i analysen. Det samme ser ut til å gjelde for individuell godstransport med bil fremfor samtransport, koordinering av transport og mer ”kollektive” løsninger for gods på sjø og jernbane.

7.5 Samlet kvalitativ vurdering av usikkerheten i analysen

I en helhetsvurdering konkludere vi med at det er stor usikkerhet med hensyn på utslippsreduksjonene som er beregnet for det enkelte tiltak, men at usikkerheten er mindre for den samlede analysen. Det er sannsynlig at beregnet potensial for utslippsreduksjoner i denne analysen er for lavt. Usikkerheten i kostnadsanslagene for de enkelte tiltak kan være betydelig både over- og underestimert, men samlet gir kurven trolig et godt, men noe høyt kostnadsbilde. Den samlede kostnadskurven angir trolig et øvre estimat for marginalkostnaden ved gitte utslippsreduksjoner.

For tiltakene som er beskrevet for 2010 er det særlig knyttet usikkerhet til tiltaket for kraftforsyning av norsk sokkel fra land, samt for merkostnader knyttet til tekniske tiltak for kjøretøy. For tiltak som er beskrevet fram mot 2020 er det særlig kostnader for CO_2-håndtering og tekniske tiltak for kjøretøy som er usikre. Usikkerheten ved bruk av CO_2 til økt oljeutvinning er særlig knyttet til inntekstsiden gjennom usikkerhet om hvor mye oljeproduksjonen kan økes, usikkerhet omkring framtidens oljepris og effekten på kostnadene som følger av pågående utviklingsarbeid.

7.6 Samlet kvalitativ følsomhetsvurdering

En samlet vurdering av følsomhet tilsier at det er få tiltak som kan påvirke det totale reduksjonspotensialet og kostnadene knyttet til dette. Disse tiltakene er særlig knyttet til energioppdekning fram mot 2020, men har mindre betydning for utslippsreduksjoner fram mot 2010, hvor det er færre store tiltak med stort usikkerhetspotensial. For 2010 er det to tiltak som er beregnet å ha en utslippsreduksjon på rundt 1 millioner tonn CO_2-ekvivalenter: CO_2-deponering og omfattende kraftforsyning av norsk sokkel fra land. Begge disse tiltakene har en høy kostnad per tonn CO_2 redusert.

For tekniske tiltak for kjøretøy vil antagelsene om alternative energipriser være følsom for vurderingen av kostnadseffektiviteten for de ulike tiltakstypene. Tiltakene er imidlertid av en slik størrelse at de ikke vil påvirke den samlede kostnadskurven i særlig grad.

Beregningen av utslippsreduksjon fra CO_2-fangst til økt oljeutvinning på norsk sokkel forutsetter at en økt etterspørsel av elektrisk energi dekkes med konvensjonelle gasskraftverk i Norge. Hvis dette energiforsyningsscenariet legges til grunn, vil både tiltak for energioppdekning uten gasskraft og CO_2-håndtering fra gasskraftverk beskrives som mulige tiltak for å redusere de nasjonale utslippene. Hvis CO_2-håndtering beskrives som tiltak i analysen, vil den beregnede utslippsreduksjonen fra tiltak for stasjonær energibruk og –produksjon skaleres ned tilsvarende. Energitiltakenes potensial for å redusere utslipp av klimagasser beregnes da i forhold til hvordan de påvirker bruk av olje til oppvarming.

Analysen er derfor følsom for usikkerhet knyttet til framskrivning av utslipp fra Norges energiproduksjon fram mot 2020. Dette berører derfor tiltak knyttet til oppdekningen av behovet for elektrisk kraft og energi generelt. En vurdering av tiltakene og resultatene i analysen må sees i sammenheng med dette.

Usikkerhet om tiltaket kraftforsyning av norsk sokkel fra land vil først og fremst gjelde prosjektkostnader og hvorvidt det vil være mulig å gjennomføre hele eller deler av tiltaket. Tiltaket har et beregnet reduksjonspotensial på rundt 1,8 millioner tonn CO_2. En

kostnadsintervall på ± 30 prosent vil øke/redusere den samlede tiltakskostnaden med rundt 380 millioner kroner årlig eller 11 Prosent av det totale årlige merkostnadene. Hvis tiltaket ikke gjennomføres vil den beregnede utslippsreduksjonen for alle tiltak reduseres fra rundt 9,4 til 7,7 millioner tonn CO_2-ekvivalenter. Årlige merkostnader reduseres da fra 3,4 mrd. kroner til 2,14 mrd. kroner.

Når det gjelder CO_2-deponering i 2010, vil bortfall av dette tiltaket medføre at samlet utslippsreduksjon fra alle utredede tiltak blir rundt 10 prosent mindre. En kostnadsintervall på ± 30 prosent vil øke/redusere de samlede årlige merkostnadene med rundt 16 prosent. En senere bruk av CO_2 til økt oljeutvinning ses i denne utredningen som et mulig alternativ til deponeringstiltaket.

For målåret 2020 vil det være størst usikkerhet knyttet til inntekter ved bruk av CO_2 til økt oljeutvinning. Hvis vi forutsetter at oljeprisen ligger i et intervall på mellom 20 til 40 dollar per fat (se ovenfor avsnitt 8.3) så får vi en kostnadsintervall på mellom 210 og minus 460 kroner/tonn CO_2-ekvivalent ved deponering av 8,5 millioner tonn CO_2. Tiltakets økonomi vil da variere fra en årlig merkostnad på rundt 2 mrd. til 3,6 mrd. kroner årlig merinntekt[19].

Denne analysen vil også være følsom for større og mindre tiltak som er beregnet til å ligge i kostnadsintervallet 150 – 200 kroner/kroner per CO_2-ekvivalent. Dette fordi en usikkerhet på ± 30 prosent her vil kunne påvirke om disse tiltakene gjennomføres eller ikke gitt dagens priser for CO_2-kvoter og dermed påvirke det samlede utslippspotensialet og kostnadene ved å nå forpliktelsene i Kyotoprotokollen. Det er 15 tiltakstyper med en utslippspotensialet mellom 100 000 og 500 000 som har en kostnad opp til 200 kroner/ tonn CO_2-ekvivalent. Disse tiltakene finnes innenfor stasjonær energiforsyning, prosessindustri, transport og petroleumsutvinning. Dette betyr at et bortfall av en utslippsreduksjon på ca 1 million tonn per år krever at minst tre større tiltak eller 6 mellomstore bortfaller i sin helhet eller at mange tiltak har betydelig lavere reduksjonspotensial enn beregnet. Gjennomføringen av disse tiltakene vil kreve til dels aktiv oppfølging gjennom virkemiddelbruk, da særlig tiltak som er rettet mot prosessindustri og veisektoren, stasjonær energibruk og –produksjon. og prosessindustri. Dette indikerer at metodikken vi anvender gjør at analysen som helhet, og konklusjonene som trekkes på et overordnet nivå, er robuste mot den usikkerhet som kan ligge i beregning av kostnader og utslippsreduksjoner for de enkelte tiltak.

[19] I denne analysen er det lagt inn oljepris på 27 dollar per fat som gir en gevinst på rundt 20 kroner/ tonn CO_2-ekvivalent.

Referanser

ACEA (2003) : ACEA's statement on the potential for additional CO_2 reduction, with a view to moving further towards the community's objective of 120g CO_2/km by 2012. ACEA 27.11.2003

ACEA: ACEA's CO_2 commitment, ACEA

Bakken, L. and M. Azarolli Bleken (1997) "The Nitrogen Cost of Food Production, Ambio Vol 26 No3

Borgnes, Bjørn Gleditsch / Bjørn Helge Rømen (2004): : Klimagassreduksjoner fra energitiltak i bygg, notat fra Geoenergi, mars 2004

COM(2001)547: Directive of the European parliament and of the council on the promotion of the use of biofuels for transport

CONCAWE, EUCAR and European Commission Joint research centre (2004): Well to Wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, januar 2004

Connemann, Joosten (2004): Foredrag på konferansen "Strategies to Implement the European Biofuels Directives" i Brüssel 26. mai 2004

DIAS (2003): Greenhouse Gas Inventories for Agriculture in the Nordic Countries, proceedings from an international workshop in Helsingør 24-25 January 2002 DIAS report 81/2002

DNV 2003, Hvitebok om klimagassutslipp fra norsk sokkel (oppdragsgiver: OLF), DNV Rapport Nr. 2003-0834, Revisjon nr. 4

ECJRC (2002): Techno-Economic analysis of Bio-alcohol production in the EU: a short summary. European Commission Joint Research centre (ECJRC), mai 2002

ENERGIGÅRDEN (2003): Biodrivstoff. Produksjonsmuligheter for landbrukssektoren i Norge. Energigården på oppdrag fra Landbruksdepartementet, april 2003.

Enova (2003): Byggstudien. Grunnlag for utvikling og tilpasning av programmer for å fremme energireduksjon og bruk av fornybar energi innen byggnæringen, Enova, oktober 2003

Enova (2003): Bygningsnettverkets årsstatistikk 2002. Enovas bygningsnettverk

EPA (2002): A comprehensive analysis of biodiesel impacts on exhaust emissions, oktober 2002

EU Joint Research Center/IPTS (2002: Techno-Economic analysis of Bio-diesel production in the EU: a short summary for decision-makers. May 2002. Report EUR 20279 EN

Finansdepartementet (2004): se Stortingsmelding 8 (2004-05)

Fulton, Lew (2004): Reducing Oil Consumption in Transport: Combining Three Approaches, International Energy Agency, April 2004.

Fulton, Lew / IEA (2004): Foredrag på konferansen "Strategies to Implement the European Biofuels Directives" i Brüssel 26. mai 2004, "Biofuels for transport: An international perspective"

Hjort-Gregersen, Kurt (2003): "Økonomien i biogasfællesanlæg, Udvikling og status medio 2002" Rapport nr. 150, Fødevareøkonomisk Institut Copenhagen

HYNET (2004): Towards a European hydrogen energy roadmap. Executive report 12. mai 2004, Hynet

IDIADA (2003): Comparison of vehicle emissions at European Union annual average temperatures from E0 and E5 petrol. IDIADA Report LM030411 (oppdragsgiver Abengoa Bioenergia), sept 2003

IPCC (1999): Spesialrapport på fly

Jakobsen, Viktor E. m.fl. (2005): "Miljø og verdiskapning hånd i hånd. CO_2 til EOR på norsk sokkel – en mulighetsstudie, Bellona rapport, august 2005-09-06

JAMA (2003): JAMA position on the potential for achieving the CO_2 reduction target of 120 g/km in 2012. JAMA 12.12.2003

Leffertstra, Harold (2003) Anaerobic Digestion, Turning Organic Waste in Energy and Fertilizer, A feasibility study of a biogas demonstration plant in the Entre o Douro e Vouga Region in Northern Portugal. EUREC Brussels

Miljøverndepartementet (2002). Norway's third national communication under the Framework Convention on Climate Change, June 2002

Mittelbach, K.F (2004): Recycled frying oils for biodiesel production in Austria, Foredrag på konferansen "Strategies to Implement the European Biofuels Directives" i Brüssel 26. mai 2004

NATURVÄRDSVERKET (2004): Skattebefrielsen för biodrivmedel – Leder den rätt? Rapport 5433 2004

Norconsult (2004): Tiltak for å redusere utslipp av metangass fra avfallsdeponier (Uredning for SFT), Oslo 2004

NOU 1998:11. Energi- og kraftbalansen mot 2020. Norges offentlige utredninger

NOU 1998:16 Nytte-kostnadsanalyser. Veiledning i bruk av lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor, Norges offentlige utredninger

NOVEM (2003): Ligno Cellulosic – Ethanol, A second opinion, Report 2GAVE-03.11, Novem 2003

NVE (2004): Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder. Revidert utgave NVE-rapport 11/2004

OLF (2003): Elkraft fra land til norsk sokkel – tiltakskost og miljøeffekt, januar 2003.

Oljedirektoratet (2005): Mulighetsstudier for prosjekter med CO_2-injeksjon, http://www.npd.no/NR/rdonlyres/87FE5D85-8E20-46A1-9C07-4CC7BECEC7EF/0/CO2_rapport_norsk.pdf

Palm, Thomas / Marius Gjerset (2005): Kostnader for fangst og deponering av CO_2 fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø, Zero-notat, August 2005-09-06

Petersen, Søren O. (2003): The role and potential of biogas production for reducing Greenhouse Gas Emissions from Animal Manure. Danish Institute of Agricultural Sciences, Proceedings to the "European Biogas workshop, Esbjerg

Sanden, Knut (2005): Kostnadseffektivt anlegg for CO_2-fangst "Fullskala demonstrasjonsanlegg", Aker Kværner Engineering and Technology / GassTEK, Foredrag på konferansen Gass og energiteknologi, Langesund, 7. og 8. juni 2005

SAS (1998): Miljørapport SAS 1998

SAS (2003): Miljørapport SAS/Braathens 2003

Selvig , Eivind/Kjell Gurigard (2005): Nasjonal klimatiltaksanalyse 2004. Delanalyse: Stasjonær energibruk og –produksjon, Oslo (Civitas) 2005

SFT (1992) NORDSJØ_DEKLARASJONEN. Forslag til en tiltaksplan for å nå Nordsjø-deklarasjonens krav om næringssaltreduskjon, kombinert med best mulig forbedring av lokal vannkvalitet, SFT-rapport nr 92:14

SFT (1999): Reduksjon av NO_x-utslipp i Norge. Tiltaksanalyse for målåret 2010, SFT-rapport 1660/1999

SFT (1999): Reduksjon av utslipp av ammoniakk i Norge, tiltak og kostnader, SFT-rapport 99:10

SFT (2000): Reduksjon av klimagassutslipp i Norge. En tiltaksanalyse for 2010, SFT-rapport 1708/2000

SFT (2004): SFTs forslag til strategi for nedbrytbart avfall, Oslo (SFT), juni 2004

SFT (2005) Aggregering av tiltak knyttet til areal- og transportplanlegging", upublisert notat www.sft.no/klima/

SFT (2005): Biodrivstoff – Miljønotat, upublisert SFT-notat til en interdepartemental arbeidsgruppe for biodrivstoff, juni 2005

SFT (2005): Marginalkostnader ved luftforurensning – skadekostnader og tiltakskostnader. En oppsumeringsrapport av resultater fra SFTs LEVE-prosjekt, Luftforurensning – Effekter - Verdier, SFT-rapport TA-2100/2005 http://www.sft.no/publikasjoner/luft/2100/ta2100.pdf

SINTEF/DNV (2004), Hvitbok om klimagassutslipp fra norsk landbasert prosessindustri (for PIL, NKIF og NOPEF), SINTEF-rapport Nr. STF24A03501, revidert februar 2004

SINTEF (2005): Tjeldbergodden power/methanol. CO2 reduction efforts. SP 2. CO2 capture & transport, SINTEF Energy research. February 2005.

Statoil (2005): Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden (Dok. R. PMT-RAPP 00004), 18. mars 2005

Statoil (2005): Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikken og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden, Statoil, mars 2005

STATUSCO2: Implementing the Community Strategy to Reduce CO_2 emissions form Cars: Fourth annual report on the effectiveness of the strategy (Reporting year 2002). Communication from the commission to the council and the European Parliament. Brussel 11.02.2004.

Stølan, Arne (2004) (m.fl.): Areal- og transporttiltak for reduksjon av klimagassutslipp i byer og tettsteder, Civitas, 16. mars 2004

Stortingsmelding 8 (2004-05) Perspektivmeldingen 2004 - utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi, http://www.odin.no/fin/norsk/dok/regpubl/stmeld/006001-040030/hov002-bn.html

Thomas, David C. (red.) (2005): Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations – Result from the CO_2 capture Project, 2. Volum, Amsterdam u.a. 2005



Statens forurensningstilsyn (SFT)
Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo
Besøksadresse: Strømsveien 96

Telefon: 22 57 34 00
Telefaks: 22 67 67 06
E-post: postmottak@sft.no
Internett: www.sft.no

Utførende institusjon SFT	Kontaktperson SFT Audun Rosland	ISBN-nummer 82-7655-269-2
	Avdeling i SFT Næringslivsavdelingen	TA-nummer 2121/2005

Oppdragstakers prosjektansvarlig Audun Rosland	År 2005	Sidetall 82	SFTs kontraktnummer

Utgiver Statens forurensningstilsyn	Prosjektet er finansiert av Statens forurensningstilsyn

Forfatter(e) Tore Leite, Karine Herzberg m.fl.
Tittel - norsk og engelsk Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – Oppdatert tiltaksanalyse for 2010 og 2020
Sammendrag – summary

4 emneord	4 subject words