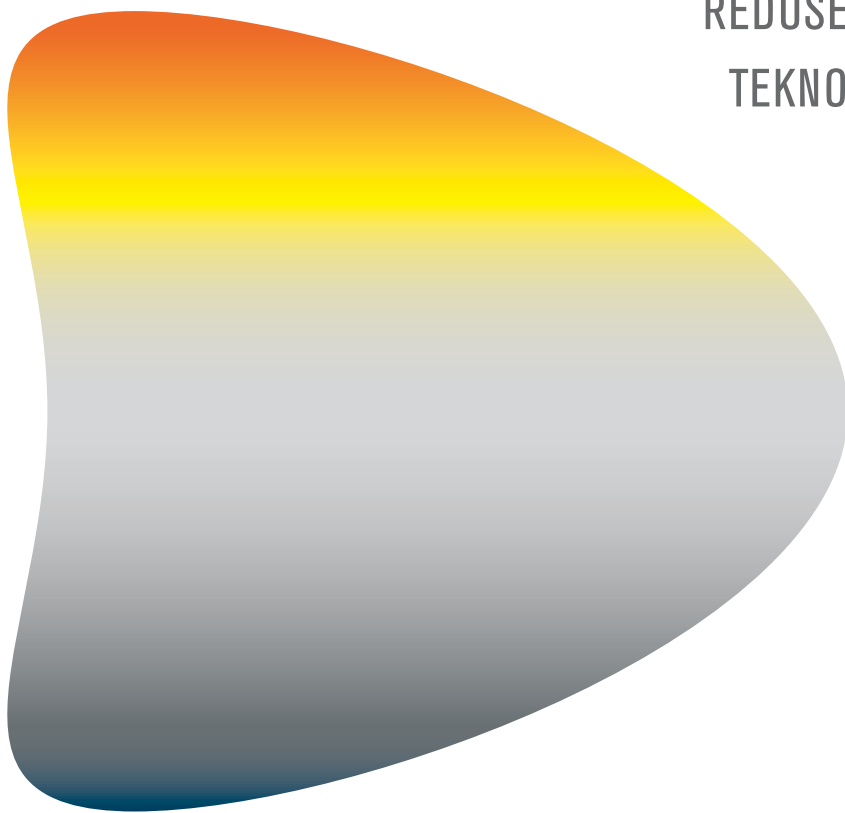
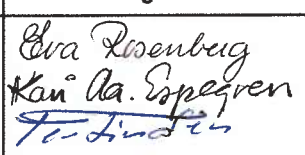
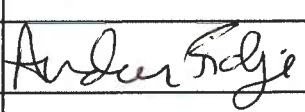
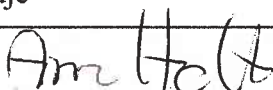


REDUSERTE KLIMAGASSUTSLIPP 2050:
TEKNOLOGISKE KILER - INNSPILL TIL
LAVUTSLIPPSUTVALGET



Postadresse Telefon Telefax	KJELLER NO-2027 Kjeller +47 63 80 60 00 +47 63 81 29 05	HALDEN NO-1751 Halden +47 69 21 22 00 +47 69 21 22 01	
Rapportnummer	IFE/KR/E-2006/002		Dato 2006-09-01
Rapporttittel	Reduserte klimagassutslipp 2050: teknologiske kiler - innspill til Lavutslippsutvalget		Antall sider 108
Prosjekt/Kontraktnummer og navn			ISSN 0333-2039
Oppdragsgiver/Oppdragsgivers referanse	Lavutslippsutvalget /Miljøverndepartementet		ISBN 82-7017-576-5
Referat	<p>Lavutslipputvalget (LUU) ble opprettet i mars 2005 og har som mandat å utrede mulighetene for å redusere norske utslipp av klimagasser med 50-80 % innen 2050. Utvalget ser for seg at den ønskede utslippsreduksjonen kan beskrives ved et sett med tiltak eller "kiler", dvs. utslippsreduksjoner knyttet til et sett med teknologiske og adferdsmessige endringer. Denne rapporten beskriver aktuelle teknologiske kiler, mens de adferdsmessige kilene blir beskrevet i en egen rapport.</p> <p>Potensialene som er beskrevet er basert på Lavutslippets referansebane. Eventuelle endringer av referansebanen, resulterer også i endringer i potensialene. De studerte teknologiske kilene har et potensial som langt på vei muliggjør en reduksjon av klimagassutslippene i 2050 med 50-80%. Dette er avhengig av betydelige innsats både hva gjelder forskning og utvikling og vilje til å forandre rammebetingelsene.</p>		
Stikkord:	Klimagasser, energiproduksjon, energisubstitusjon, energieffektivisering, MARKAL		
	Navn	Dato	Signatur
Forfattere	Eva Rosenberg, IFE	2006-09-01	
	Kari Aamodt Espegren, IFE	2006-09-01	
	Per Finden, IFE	2006-09-01	
	Rolf Hagman, TØI	2006-09-01	
	Dag Stenersen, Marintek	2006-09-01	
Kontrollert av	Audun Fidje	2006-09-01	
Godkjent av	Arve Holt 	2006-09-01	

Innhold

1	Introduksjon	1
2	KILDE 1 Produksjon av elektrisitet	3
2.1	Status og prognose	3
2.2	Prioritering av teknologier	3
2.3	Kile 1: Fornybar elektrisitetsproduksjon	5
2.3.1	Vindkraft	5
2.3.2	Vannkraft - småkraft	8
2.4	Kile 2: CO ₂ -fangst og lagring fra gasskraftverk	11
2.4.1	Beskrivelse av teknologien	11
2.4.2	Potensiell utslippsreduksjon	16
2.5	Samlede kostnader og potensialer	19
2.6	Betingelser og virkemidler	19
3	KILDE 2 Olje og gassproduksjon	21
3.1	Status og prognose	21
3.2	Prioritering av teknologier	22
3.3	Kile 3 Mer effektiv kraftforsyning til sokkelen	23
3.3.1	Teknologisk utvikling	24
3.3.2	Potensielle utslippsreduksjoner	26
3.4	Betingelser og virkemidler	28
4	KILDE 3 Prosessindustri	30
4.1	Status og prognose	30
4.2	Kile 4: Overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri	31
4.3	Kile 5: CO ₂ -fangst og lagring fra prosessutslipp	33
4.4	Kile 6: Prosessomlegginger og energieffektivisering i kraftkrevende industri	35
4.5	Samlede kostnader og potensialer	42
4.6	Betingelser og virkemidler	43
5	KILDE 4 Oppvarming og prosessvarme (stasjonær forbrenning)	45
5.1	Status og prognose	45
5.2	Prioritering av teknologier	45
5.3	Kile 7: Substitusjon	46
5.4	Kile 8: Energieffektivisering i boliger	49
5.5	Kile 9: Energieffektivisering i alminnelig industri og næringsbygg	51
5.6	Samlede kostnader og potensialer	53
5.7	Betingelser og virkemidler	54
6	KILDE 5 Transport	57
6.1	Status og prognose	57
6.2	Prioritering av teknologier	58
6.3	Kile 10: Overgang til biodrivstoff	59
6.3.1	Økt produksjon av biomasse	59
6.3.2	Potensial for alternative drivstoff basert på biomasse	59

6.4	Kile 11: Lavutslippskjøretøy.....	60
6.4.1	Dagens teknologi.....	61
6.4.2	Teknologisk evolusjon	62
6.4.3	Hybridteknologi	62
6.4.4	HCCI motorer for tunge kjøretøy.....	63
6.4.5	Elbiler	64
6.4.6	Brenselscellekjøretøy med hydrogen som drivstoff.....	64
6.4.7	Samlet potensial for lavutslippskjøretøy	65
6.5	Kile 12: Lavutslippsfartøy	65
6.5.1	Vurdering av tekniske og operasjonelle tiltak for reduksjon av utslipp av drivhusgass fra skip	66
6.5.2	Dagens teknologi.....	66
6.5.3	Alternative drivstoff	68
6.5.4	Samlede kostnader og potensialer	68
6.5.5	Betingelser og virkemidler	69
6.6	Kile 13: Reduksjon og effektivisering av transportarbeidet	71
6.7	Samlede kostnader og potensialer.....	71
7	KILDE 6 Jordbruk	73
7.1	Status og prognose	73
7.2	Prioritering av teknologier	73
7.3	Kile 14: Metangjenvinning fra husdyrgjødsel	74
7.4	Samlede kostnader og potensialer	76
7.5	Betingelser og virkemidler.....	76
8	KILDE 7 Avfall	77
8.1	Status og prognose	77
8.2	Prioritering av teknologier	77
8.3	Kile 15: Nye metangassuttak og opprustning av eksisterende metangassuttak.....	77
8.4	Samlede kostnader og potensialer.....	78
8.5	Betingelser og virkemidler.....	79
9	Kile 16: Norsk innsats for reduksjon av utslipp i utlandet	81
9.1	Solcelleindustrien i Norge.....	81
9.2	Reduksjon i utslipp som følge av eksporterte solceller.....	82
10	Oppsummering kilder	83
11	MARKAL	86
11.1	Beskrivelse av verktøyet MARKAL.....	86
11.2	Beskrivelse av MARKAL-modellen.....	87
11.3	MARKAL-modell brukt til analyser for Lavutslippsutvalget.....	88
11.3.1	Sluttbrukerteknologier.....	88
11.3.2	Enøktiltak	89
11.3.3	Energiresurser	90
12	MARKAL-analyser	91
12.1	Lavutslippsutvalgets baner.....	91

12.2	Elproduksjon	93
12.3	Petroleumsvirksomhet.....	94
12.4	Prosessindustri	95
12.5	Oppvarming	95
12.6	Transport	98
12.7	Energibærere i lavutslippsbanen	98
13	Referanser	100

1 Introduksjon

Lavutslipputvalget (LUU) ble opprettet i mars 2005 og har som mandat å utrede mulighetene for å redusere norske utslipp av klimagasser med 50-80 % innen 2050. Klimagassene har utvalget valgt å definere som de såkalte Kyoto-gassene: CO₂, CH₄, N₂O, PFK, HFK, og SF₆. Reduksjonen skal skje med referanse til utslippsnivået fastsatt i Kyoto-protokollen, dvs. 50,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, der sammenveiningen av de ulike gasser er forutsatt å skje i henhold til oppvarmingspotensialene slik disse er nedfelt i Kyoto-protokollen.

Utvalget ser for seg at den ønskede utslippsreduksjonen kan beskrives ved et sett med tiltak eller ”kiler”, dvs. utslippsreduksjoner knyttet til et sett med teknologiske og adferdsmessige endringer. I den forbindelse ønsker utvalget å få utarbeidet to oversikter; en over aktuelle teknologiske og en over aktuelle adferdsmessige kiler. Kilene kan relateres til en av to typer utslippsreduksjoner: 1) utslippsreduksjoner som hovedsakelig kan tilskrives redusert aktivitetsnivå, og 2) utslippsreduksjoner som hovedsakelig kan tilskrives redusert utslippsintensitet (utslipp per enhet aktivitetsnivå). Denne rapporten beskriver aktuelle teknologiske kiler, mens de adferdsmessige kilene blir beskrevet i en egen rapport.

Fremskrivninger av CO₂-utslipp samt produksjon av og etterspørsel etter elektrisitet er basert på referansebanen som Lavutslippsutvalget har tatt frem. Denne referansebanen er basert på analyser gjennomført av SSB med MSG-modellen. IFE har ikke gjort en realitetsvurdering av referansebanen. Fra referansebanen har IFE fått fremskrivning av klimagassutslipp, energibruk (elektrisitet, fyringsolje, bensin og autodiesel) og bruttoproduksjon fordelt på næringssektorer og privat konsum.

Figur 1-1 viser historisk utslipp av CO₂-ekvivalenter og fremskrivninger frem til 2050, fordelt på ulike hovedkiler. Fremskrivningene er ikke veldig ulik Finansdepartementets Perspektivmelding.

Kostnadene for kilene har fremkommet ved å beregne de årlige investeringskostnadene for et tiltak ved hjelp av annuitetsmetoden, hovedsakelig med en kalkulasjonsrente på 7%, og de årlige investeringskostnadene sammen med årlige driftskostnader er dividert med besparelsen i tonn CO₂ eller kWh.

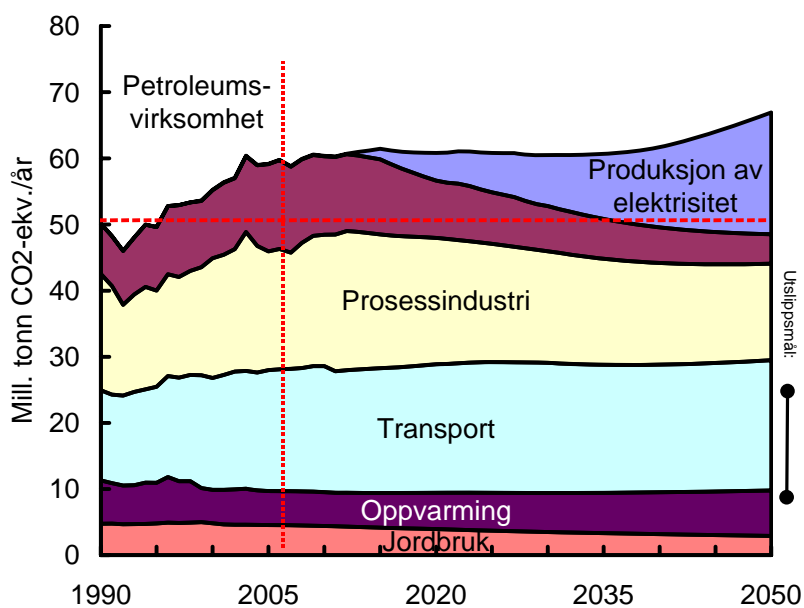
Ved beregning av potensielle utslippsreduksjoner for CO₂ er reduksjon av elforbruk og produksjon av ny elektrisitet sammenliknet med produksjon av tilsvarende mengde el i gasskraftverk uten CO₂-håndtering.

Direkte reduksjon av CO₂ kommer som følge av energieffektivisering eller på grunn av substitusjon fra for eksempel olje til biomasse. CO₂-innhold for fossile brensler er benyttet som vist i tabell 1.

Kilde 5 transport er skrevet av Rolf Hagman, Transport økonomisk institutt, og Dag Stenersen, Marintek.

d060313 nyref1a.xls

Klimagassutslipp i referansebanen



Figur 1-1 Samlet klimagassutslipp etter hovedkilder i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

Tabell 1 Omregningsfaktorer CO₂

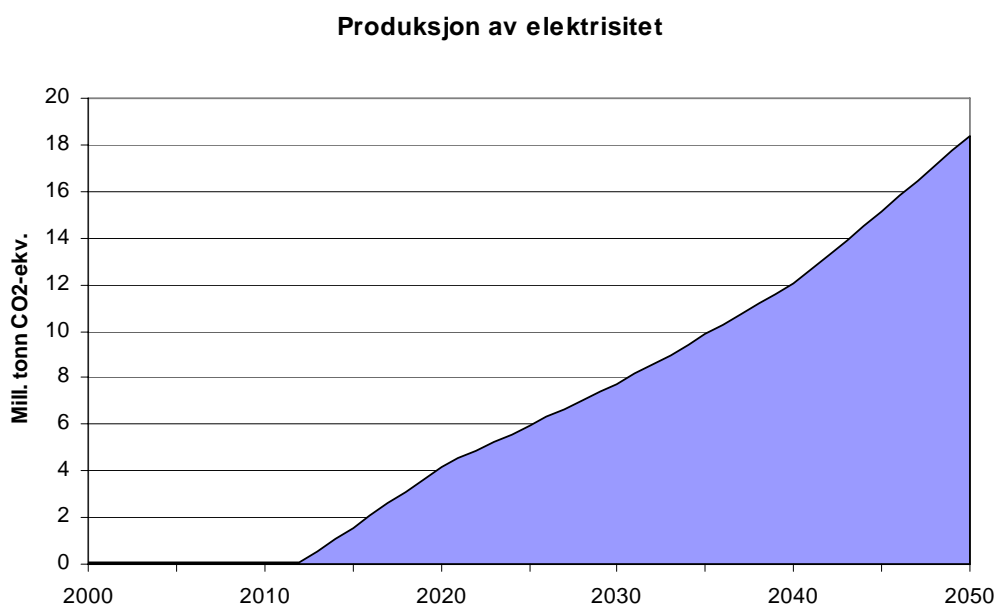
	kg CO ₂
1 MWh naturgass	206
1 MWh lettolje	265
1 MWh tungolje	284
1 MWh bensin	257
1 MWh diesel	265
1 MWh el fra gasskraft	355

2 KILDE 1 Produksjon av elektrisitet

2.1 Status og prognose

Norsk kraftforsyning karakteriseres ved sterk avhengighet av vannkraft, stor årlig variasjon i produksjonen og begrenset overføringskapasitet mot utlandet. Det norske kraftsystemet er i 2005 bygget ut til en årlig midlere produksjonsevne på om lag 120 TWh, hvorav vel 119 TWh kommer fra vannkraft /9/.

I referansebanen til Lavutslippsutvalget vil klimagassutslippene ved elektrisitetsproduksjon øke til 4 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2020 og til 19 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050. Det er antatt at CO₂-utslippene er fra konvensjonell gasskraft og vil da tilsvare en elektrisitetsproduksjon på ca 50 TWh i 2050.



Figur 2-1 Klimagassutslipp fra produksjon av elektrisitet i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

2.2 Prioritering av teknologier

Utbygging av **vindkraft** har et stort potensial i Norge, og er derfor en kile som må beskrives nærmere. Frem mot 2020 vurderer NVE at ca 7 TWh/år bygges ut og totalt potensial er anslått til mer enn 100 TWh/år (inkl. offshore).

Videre utbygging av **vannkraft** er begrenset til småkraftverk og opprustning/utvidelse av gamle vannkraftverk, da utbygging av store vannkraftverk er politisk uaktuelt. Potensialet for småkraftverk er av NVE vurdert til ca 31 TWh/år, hvorav ca 5 TWh/år

anses realistisk utbygget innen en tiårsperiode. Opprustning og utvidelse av gamle vannkraftverk har et potensial på ca 11 TWh/år. /2/

Energitap i eksisterende **elektrisitetsnett** er ca 10 TWh/år. /68/ Med dagens rammebetingelser er det trolig mulig å oppnå reduksjon i tapene på 2-4 TWh/år.

Elproduksjon med **solceller (PV)** er vurdert til et relativt lite potensial i Norge.

Utnyttelse av **geotermisk** energi for produksjon av elektrisitet krever normalt temperaturer over 150°C, hvilket fordrer et bedre geotermisk grunnlag enn det norske.

Utvikingen av **bølgeenergi** representerer en relativt ung teknologi, som er forbundet med stor usikkerhet. En vurdering i 1990 ga et teoretisk potensial for kystnære installasjoner på 2-6 TWh/år og et realistisk potensial ble anslått til 0,2-0,4 TWh/år. I NOU 1998:11 ble det vurdert at bølgekraft neppe kunne bidra med mer enn 0,5 TWh/år i 2020. Med den usikkerhet som fortsatt foreligger, og de relativt små potensialene, er det derfor valgt å ikke vurdere bølgekraft nærmere.

Det er knyttet stor usikkerhet til potensialet for **tidevannsenergi**. En anslag er at potensialet i Nord-Norge er 2 TWh/år, men dette er ikke verifisert. Trolig er potensialet relativt lite og denne kilen er derfor ikke valgt.

For **saltgradienter** er det teknisk utbyggbare potensialet anslått til 15 TWh/år. Statkraft SF vurderer saltkraft som en interessant energikilde på lengre sikt. Prinsippet bak saltkraft er osmose, et fenomen som brukes i naturen av alle levende organismer. I saltkraft brukes osmose til å transportere ferskvann gjennom en membran og til saltvann ved høyt trykk.

Varmemarkedet vil trolig også i fremtiden være det viktigste markedet for **bioenergi** i Norge. Elproduksjon fra bioenergi er mest aktuelt i forbindelse med samtidig varme- produksjon, hvilket begrenser potensialet i Norge. Elproduksjon fra avfall, uten samtidig varmeproduksjon, har en lav totalvirkningsgrad (og dårlig økonomien) og det gis per i dag ikke konsesjon.

Kjernekraft er vurdert som politisk uaktuelt og er derfor ikke en av de analyserte kilene.

Ingen av de hittil beskrevne energiproduksjonsteknologiene produserer drivhusgasser, men de kan redusere annen energiproduksjon eller bidra til at en stadig økende energietterspørsel kan dekkes av energi produsert uten CO₂-utslipp.

Gasskraft med CO₂-håndtering er foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig. Teknologi for rensing av CO₂ finnes, men er kostbar og energikrevende.

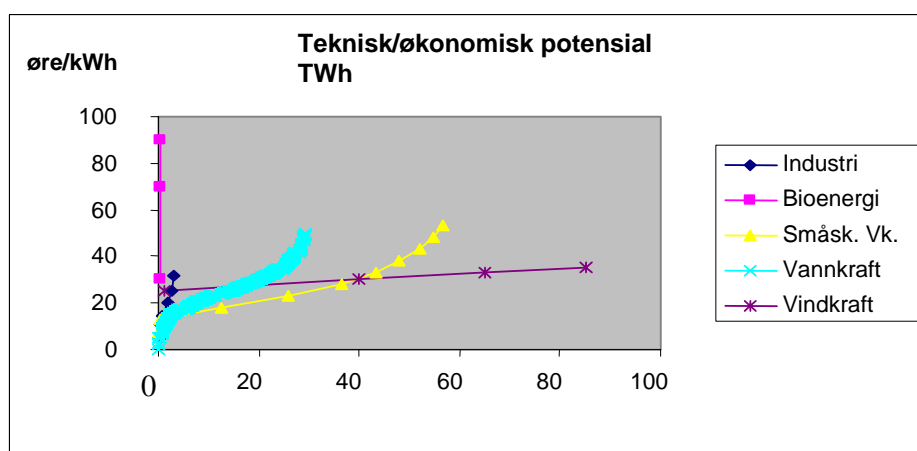
Valgte teknologier:

Det er valgt å fokusere på produksjon av elektrisitet fra vind og fra småskala vannkraftverk, samt gasskraftverk med CO₂-håndtering, da disse til sammen har størst realiserbart potensial. Vindkraft og småvannkraft er begge basert på elektrisitetsproduksjon fra fornybar energi. Landbasert vindkraft og småvannkraft

utfyller hverandre godt, da det normalt er mer vind i vinterhalvåret og mer vannkraft i sommerhalvåret.

2.3 Kile 1: Fornybar elektrisitetsproduksjon

Det samlede energipotensialet for ny fornybar kraft sett under ett er svært stort. Potensialet er i Figur 2-2 angitt som en funksjon av kraftpris. Figuren er hentet fra NVE, som har publisert en oversikt over potensial for ny kraftproduksjon som kan inngå i ordningen med grønne sertifikater /1/. I praksis vil det ikke være ressurstilgangen, men andre faktorer som miljøhensyn, nettbegrensninger og finansiering som på kort sikt vil begrense tilgangen på ny fornybar kraft.



Figur 2-2 Potensialet for fornybar kraft som funksjon av kraftpris for ulike teknologier. Figuren er hentet fra /1/

2.3.1 Vindkraft

2.3.1.1 Beskrivelse av teknologien

Vind er sammen med sol den energiteknologien som vokser sterkest på verdensbasis med en økning på mer enn 25% pr år. I 1990 var det i Norge utbygd ca 1,6 MW med en årlig produksjon på i overkant av 4 GWh, mens det i dag er bygget ut en kapasitet i Norge på ca. 274 MW, med en årlig produksjon på 0,8 TWh.

Vindturbineteknologien er i det alt vesentlige utviklet gjennom de siste 20 år, og kan på mange måter fortsatt sies å være umoden. Den største turbinytelsen som i dag kan leveres er ca. 5 MW, men det er under planlegging turbiner med ytelse opp mot 10 MW. Til nå har turbinen i det alt vesentlige basert seg på en teknologi med asynkron-generatorer og store girkasser for å få et tilstrekkelig turtall tilpasset generatoren. Utviklingen går mot nye generatorer med lavere turtall. Girsystemet kan da fjernes og bladrotor og generator settes på samme aksel og får samme turtall. Teknologien blir da mer robust og krever mindre vedlikehold. Enercon har nå i flere år levert disse

løsningene. Det norske firma ScanWind har utviklet og leverer samme løsning, men de har i tillegg utviklet en ny og forbedret generator basert på permanent-magnet teknologi.

Utviklingen videre vil ha fokus på lettere og rimeligere komponenter og vi vil trolig få en neste generasjon generatorer som mer er tilpasset de spesielle kravene som stilles til en vindturbin. Det samme gjelder for bladene som både må gjøres lettere og rimeligere. Det vil i større grad satses på bruk av karbonfiber forutsatt at prisen på disse materialene reduseres, og mer automatiserte produksjonsmetoder. Det er således fortsatt et stort potensial for kostnadsreduksjoner.

Landbaserte vindparker har en synlig negativ miljøbelastning. Dette er en av grunnene til at det nå bygges vindparker til havs på grunt vann. Teknologien som er utviklet for land, blir tilpasset forholdene i sjø og fundamenteres på havdyp ned mot ca. 25 meter. Det er kun mindre endringer i forhold til materialvalg og tilgjengelighet for service som her er nødvendig.

Det er imidlertid under utvikling havturbiner tilpasset store havdyp. Med sin kompetanse innen offshore olje og gass, satser flere norske firma på slike løsninger. Lykkes de med dette, vil offshore vindparker totalt kunne endre vår oppfatning om vindkraft og det er vanskelig å se begrensninger i forhold til et mulig utbyggingspotensial. Det er fortsatt uløste oppgaver, men teknologien prøves nå i prototypskala og vil om få år være klar for demonstrasjon. /53/

2.3.1.2 Potensiell utslippsreduksjon

Myndighetenes mål er 3 TWh vindenergi innen 2010. NVE har i dag gitt konsesjon til utbyggere som gjør at målet kan nås med god margin. Det er beregnet et realistisk potensial for vindkraft i Norge på ca. 10 TWh som er realiserbart innen 2020 og realistiske estimater på mer enn 20 TWh innen 2050. Fram til 2004 gikk kostnadene gradvis ned, men data for 2005 viser en økning i kostnadene for produksjon av vindkraft /69/. Gunstige parker produserer i dag kraft til ned mot 30 øre/kWh /70/. Dette gjelder for landbaserte anlegg.

Offshore kan det bygges ut en tilsvarende kapasitet nær land på dyp ned mot 40 meter. Det er som nevnt under utvikling teknologi som er tilpasset store havdyp og det er således mulig å bygge ut en kapasitet på mange hundre TWh vindenergi langs norskekysten i perioden frem til 2050. Kostnadene for offshore vind i grunne farvann ligger i dag 10-20% over landbaserte anlegg. Kostnadene for flytende turbiner på store havdyp er vanskelig å estimere, men vil trolig i en innledende fase ligge enda høyere.

Det som begrenser potensialet på land er blant annet (ikke prioritert rekkefølge):

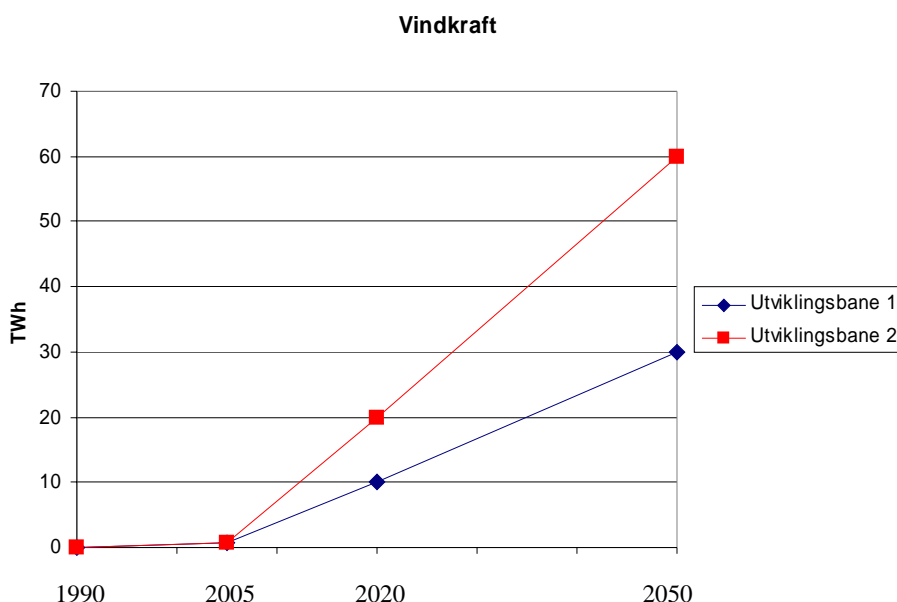
- restriksjoner med hensyn til inngrep i naturen
- restriksjoner basert på forsvarets anlegg
- restriksjoner med hensyn til dyre og fugleliv
- kapasitetsproblemer i overføringsnettet
- klimamessige problemer knyttet til ising

Innen 2050 vil teknologien for landbaserte turbiner være forbedret og kostnadene redusert pr. installert MW. Turbiner for offshore installasjoner på store dyp vil trolig være utviklet og produsere kraft til konkurransedyktige priser.

Dette vil gi oss en unik mulighet til å forsyne offshore olje- og gassinstallasjoner med tilstrekkelig rimelig kraft, noe som kan gjøre elektrifisering av plattformer meget aktuelt.

Hvis en antar at det i 2050 er bygget ut 60 TWh vindkraft i Norge, det alt vesentlige i form av store havparker både på grunt og dypt vann, vil dette kunne utgjøre en utslippsreduksjon på 21 mill tonn CO₂¹. Av mulig realiserbart potensial på 60 TWh, er anslagsvis 20 TWh landbasert, mens 40 TWh er offshore.

Figur 2-3 viser et lavt og et høyt scenario for utbygging av vindkraft i Norge. I dette utbyggingspotensialet inngår vindkraftanlegg både på land og offshore.



Figur 2-3 Potensialet for utbygging av vindkraft

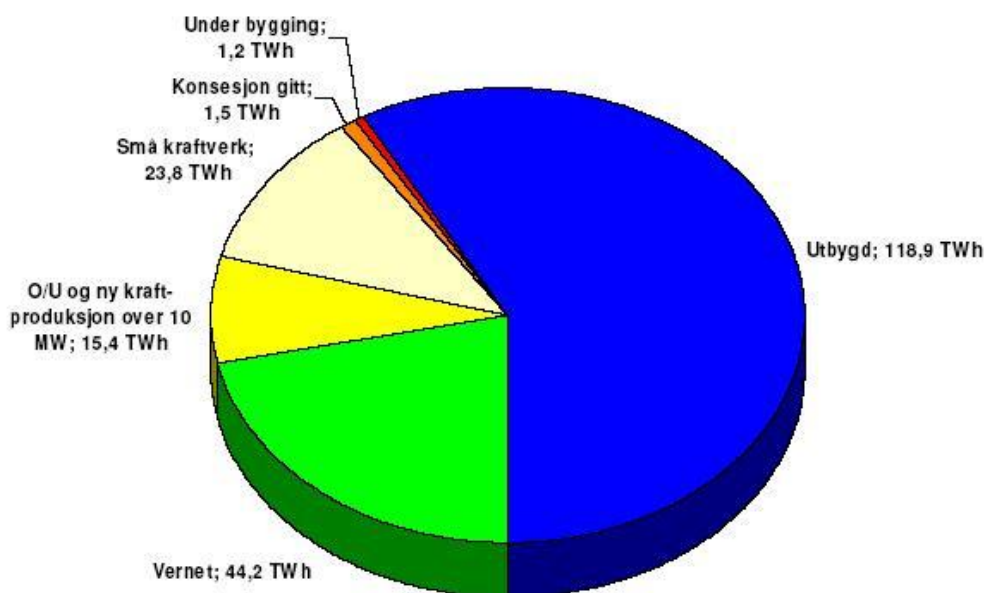
Hvis offshore vindparker blir en realitet, vil begrensningen for utbygging i norske farvann bli behovet for kraft og prisen i markedet. Parkene bygges så nært markedet som mulig for å redusere overføringskostnadene og dermed blir kraftbehovet i Norge og Norden en begrensende faktor. Blir det en storstilt utbygging av olje og gassvirksomheten i Barentshavet, vil dette kunne gi et økt kraftbehov ved elektrifisering av offshoremiljøet. En usikkerhet knyttet til dette er om denne eventuelle utbyggingen vil baseres på undersjøiske installasjoner til havs og landbaserte prosessanlegg.

¹ Omregnet til gasskraftverk

2.3.2 Vannkraft - småkraft

Det har de siste årene vært jobbet aktivt fra myndighetenes side for å få til en økt etablering av små vannkraftverk. Hensikten har vært å bidra til å øke krafttilgangen, øke verdiskapningen og gjennomføre prosjekter som har positiv effekt for distriktene i Norge.

Det totale teknisk/økonomiske utbyggbare vannkraftpotensialet pr. 1.1.2005 er beregnet til 205 TWh, med øvre investeringsgrense på 3 kr/kWh /2/. Det innebærer en betydelig endring fra tidligere grunnet økt kunnskap om potensial for små kraftverk. NVE har beregnet det teknisk/økonomiske potensialet for små kraftverk til 23,8 TWh, som det fremgår av Figur 2-4.



Figur 2-4 Vannkraftpotensialet pr. 1.1.2005, referert tilsigsperioden 1970-99. Figuren er hentet fra NVE /2/

Vannkraftpotensialet i Figur 2-4 inkluderer supplering av verneplan av 18.2.2005, men inkluderer ikke potensial for små kraftverk i verneplan I-IV.

Tilsiget til de norske vannkraftverkene, regnet som mulig kraftproduksjon, er ca 119 TWh i et normalår, men det nyttbare tilsiget blir lavere på grunn av regler for minste-vannføring og flomperioder hvor det blir overløp. Variasjonen i tilsiget er stor fra år til år og produksjonen kan variere fra 170 TWh i år med mye nedbør ("våte år") til 90 TWh i år med lite nedbør ("tørre år").

Generelt har nye, store vannkraftprosjekter en høyere utbyggingskostnad enn tidligere fordi de økonomisk mest gunstige allerede er utbygd. Kostnaden for enkelte av prosjektene vil være på nivå med gasskraft, dvs. mer enn 20-30 øre/kWh. For større vannkraftprosjekter er en forsiktig vurdering at det kan realiseres ca 1-2 TWh til en

kostnad på ca 15 øre/kWh innen 2010 og ca 5 TWh fram til 2020 til en kostnad på opp til 25 øre/kWh.

2.3.2.1 Beskrivelse av teknologien

Små vannkraftverk innbefatter vannkraftverk med installert kapasitet mindre enn 10 MW. Disse vannkraftverkene er igjen inndelt i tre grupper:

- Mikrokraftverk: mindre enn 100 kW
- Minikraftverk: mellom 100 kW og 1 MW
- Småkraftverk: mellom 1 MW og 10 MW

NVE har gjennomført en digital ressurskartlegging og beregnet potensialet for små vannkraft /3/. Grunnlaget for disse beregningene er digitale kart, hydrologiske data og NVEs kostnadsgrunnlag for småkraftverk. Det innebærer at potensialet fremkommer på et relativt grovt nivå. Gjennom prosjektet ønsket NVE å finne fall i norske elver hvor kraftverk mellom 50 kW og 10 MW kan vurderes. Et fall defineres som alle fortløpende elvebiter som har en gradient $\geq 1:25$. Fallhøyden er den loddrette avstanden mellom vannivået i inntak og avløp for et vannkraftverk. Energiproduksjon fra vannkraft er utnyttelse av energien i vannet. Utfordringen er å utnytte denne energien uten at vannet får unødig fart, for med økt hastighet øker falltapet og utnyttelsen reduseres. For beregning av energiproduksjon, er det for små kraftverk naturlig å benytte en utnyttelsesgrad for vannet på 70%.

Generelt er turbinvirkningsgraden avhengig av turbintype. For små standardturbiner og særlig mikroturbiner vil turbinvirkningsgraden også være leverandøravhengig. De forskjellige turbintypene har forskjellige egenskaper og bruksområder.

Vannkraftteknologien er vel utviklet, og ulike turbiner benyttes for ulike fallhøyder og vannføringer. De vanligste turbintypene er Pelton turbin, Francis turbin og Kaplan turbin. Pelton turbin brukes ved liten vannføring i forhold til fallhøyden. Francis turbin er den vanligste og brukes ved middels vannføringer i forhold til fallhøyde. For å redusere byggekostnadene har små kraftverk med Francis turbin som regel horisontal turbin. Kaplan turbin benyttes for store vannføringer i forhold til fallhøyde. Kaplan turbinen er egnet i elver uten magasin der vannføring og fallhøyde varierer mye over året.

I tillegg til disse tre turbintypene finnes det andre som Crossflow turbin, beregnet for store vannføringer og lav fallhøyde. Det er også utviklet en såkalt Plateturbin for kraftanlegg under 1 MW som dekker et stort fallhøydeområde. Plateturbinen er en forenklet Francis turbin.

Ved beregning av kostnader for bygging av småkraft er det viktig å ta hensyn til parametere som brutto fallhøyde, rørgatens lengde, turbinens slukeevne, avstand til nærmeste vei og avstand til nærmeste kraftlinje.

2.3.2.2 Potensiell utslippsreduksjon

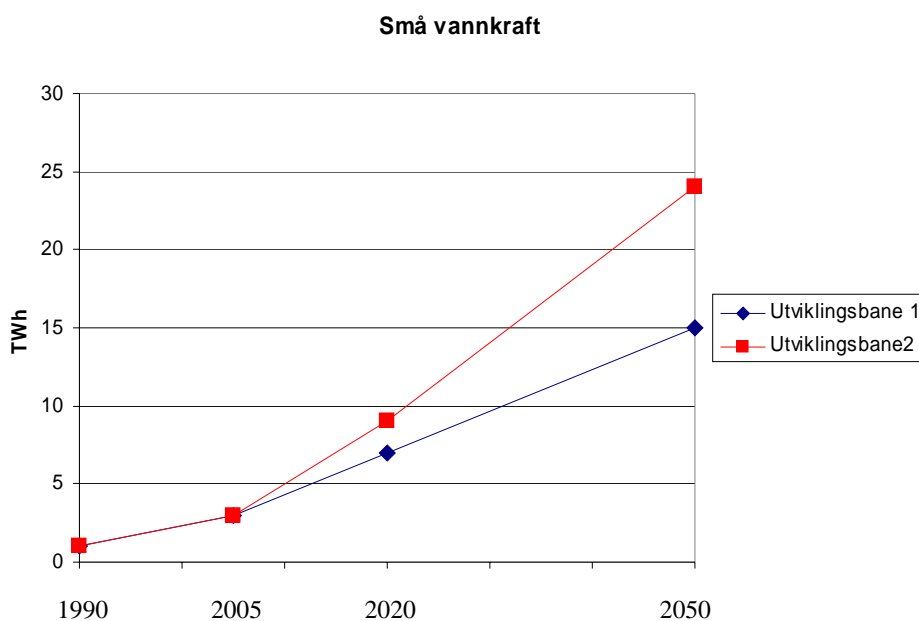
Med utgangspunkt i NVEs ressurskartlegging er det funnet et samlet potensial for utbygging av små vannkraftanlegg på omkring 18 TWh med en investeringskostnad under 3 kr/kWh. I tillegg er det et potensial på omtrent 7 TWh fra Samla plan. Dette gir et total potensial for små kraftverk på i størrelsesorden 25 TWh med en investeringskostnad under 3 kr/kWh. Omregnet til gasskraft tilsvarer dette en utslippsreduksjon på 8,8 mill tonn CO₂.

Det er også beregnet et potensial på i overkant av 7 TWh med investeringskostnad mellom 3 og 5 kr/kWh. Dersom dette inkluderes i potensialet, blir det totale potensialet for småkraft 32 TWh med en tilhørende utslippsreduksjon på 11,2 mill tonn CO₂.

I det totale potensialet for små vannkraftverk er det gjort mange forenklinger, og det er ikke tatt hensyn til miljøforhold, eiendomsforhold eller nettkapasitet. Disse forholdene tilsier at det mulige realiserbare potensialet er lavere enn det teoretisk beregnede potensialet. Hvor mye av det totale potensialet som vil bli bygget ut avhenger av både av ulike virkemidler som benyttes og lokale befolkningsgruppers vurdering av miljøproblemer knyttet til små vannkraftanlegg.

Utbygging av 5 TWh innen 2015 oppfattes av NVE som en realistisk målsetting med dagens kraftpris, anslått til ca 25 øre/kWh. /3/. Innen 2050 er det realistisk å anslå at totalt 15 TWh er bygd ut, mens en optimistisk vurdering av utbygd småkraft er en økning til 24 TWh i 2050.

Figur 6 viser to ulike utviklingsbaner for utbygging av små vannkraftanlegg. Potensialet for disse anleggene er det samme over hele tidsperioden, gitt at tilsigsforholdene ikke endrer seg over tid (klimaforandringer kan på sikt gi mer nedbør).



Figur 2-5 Mulig utbygging av småkraft

2.4 Kile 2: CO₂-fangst og lagring fra gasskraftverk

2.4.1 Beskrivelse av teknologien

Olje- og energidepartementet avga i 2002 en NOU om gassteknologi, miljø og verdiskaping, hvor mulige teknologier for gasskraftverk med CO₂-fangst og lagring er beskrevet /6/, og beskrivelsen nedenfor er i hovedsak hentet fra denne og fra NVEs rapport "Naturgass en generell innføring" /10/.

Gasskraft med CO₂-håndtering innebærer at CO₂ skilles ut i forkant, underveis eller i etterkant av kraftproduksjonsprosessen, og så lagres permanent eller utnyttes slik at CO₂ ikke slippes ut i atmosfæren. CO₂-håndteringen omfatter fire trinn:

- CO₂-innfangning
- Tørking og kompresjon av CO₂
- Transport av CO₂
- Langtidslagring av CO₂

2.4.1.1 CO₂-innfangning

Rensing av CO₂ fra fossil kraftproduksjon er en mulighet til å gjøre kraftproduksjon mer miljøvennlig og dermed mer akseptabel for samfunnet. Typisk er det slik at fangst av CO₂ fra kullkraft og industri vil være enklere og mer kostnadseffektivt enn fangst fra

gasskraft, fordi kullkraft og mange industrielle utslipp har en høyere konsentrasjon og partialtrykk av CO₂ i sin røykgass.

Røykgassrensing

Røykgassrensing (post combustion removal) benyttes som betegnelse for prosessen som skiller ut CO₂ fra eksosen etter at forbrenningen i kraftverket har funnet sted.

Absorpsjon ved hjelp av en aminløsning er den best kjente teknologien for å fjerne CO₂ fra eksosgass. Utskillingen av CO₂ skjer ved at eksosen fra kraftverket føres gjennom et tårn («absorber», «scrubber»). I dette tårnet kommer eksosen i kontakt med en absorpsjonsvæske som gjør at CO₂ løses opp i væsken. Løsningsmiddelet, som er anrikt med CO₂, går deretter ut av tårnet i bunnen og sendes til en regenerator («stripper»). Ved å tilføre varme økes temperaturen, og løsningsmiddelet slipper CO₂, som går ut på toppen av regeneratoren. Rensegraden for CO₂ vil typisk være 85 %.

Prosesen med å skille ut CO₂ fra resten av eksosen er energikrevende, og det vil kreve 10-30 % mer naturgass for å produsere en kWh kraft sammenliknet med dagens gasskraftverk. Virkningsgraden i kraftverket blir anslagsvis 47-52 %.

Fordeler med teknologien for separering av CO₂ fra eksosgassen er at den er utprøvd, både ved produksjon av CO₂ til industrielle formål,rensing av naturgass og fjerning av CO₂ fra syntesegass. Kraftverket vil i liten grad påvirkes av selve separasjonsprosessen, og kraftverket vil kunne kjøres uavhengig av driftsstans i renseanlegget dersom konsesjonsbetingelsene tillater det. Som en selvstendig enhet kan også renseanlegget ettermonteres på kraftverket når økonomien eventuelt gjør en slik løsning interessant. Dette gjør det mulig å benytte beste tilgjengelige teknologi på selve kraftverket.

Slik eksosrensing kan benyttes på kullkraftverk, oljekraftverk, gasskraftverk og andre typer eksosgassutslipp. Teknologien kan dermed ha stort potensial med tanke på at den internasjonale kraftproduksjonen er dominert av kull.

Avkarbonisering av naturgass

Ved separasjon av CO₂ før forbrenning (såkalt pre-combustion decarbonisation) omdannes (reformerer) naturgass til en gassblanding bestående av hydrogen og CO (såkalt syntesegass). I etterfølgende trinn omformes CO til CO₂ som deretter vaskes ut av gassblandingen. Fjerningen av CO₂ skjer under trykk. Ved hjelp av denne prosessen kan karbonet i naturgass fjernes fra brensløst før forbrenning i gassturbinen finner sted. Den hydrogenrike gassen som er igjen etter utskilling av CO₂ benyttes til forbrenning i kraftverket istedenfor naturgass. Hydrogengassen kan også inneholde vanndamp for å tilfredsstille krav til brenselegenskaper gitt av gassturbinen. En typisk sammensetning av en slik brenngass kan være 46 % hydrogen, 40 % nitrogen, 13 % vanndamp og noe karbonmonoksid, metan og CO₂.

Hydrogengassen vil ha redusert energiinnhold sammenliknet med den opprinnelige naturgassen. Dette innebærer at samlet virkningsgrad i kraftverket med dagens teknologinivå blir redusert til 45-47 %. Samtidig vil det fortsatt slippes ut noe CO₂, rensegraden kan typisk være 83-86 %.

Det har vært mye diskusjon om hvorvidt moderne gassturbiner kan akseptere et brensel bestående av en større andel hydrogen. Generelt finnes det mange eksempler på at gassturbiner brenner hydrogenholdig brensel. Det som er spesielt i denne sammenhengen er at hydrogen er den eneste brennbare gassen i brensløst.

Fordelen med teknologien er at den er moden sett i forhold til de ulike komponentene som inngår i teknologien. Det finnes imidlertid ikke eksempler på eksisterende anlegg med en så tett integrasjon mellom reformeringsanlegg og kraftverk som dette konseptet er basert på.

Ulempene ved teknologien er det store energitapet i prosessen ved å omforme naturgass til en hydrogenrik gass (syntesegass) og at det i dag kun synes å finnes en aktuell leverandør for den aktuelle type gassturbin.

Forbrenning med rent oksygen - Oxyfuel

Oxyfuel benyttes som en betegnelse på en type kraftverk der forbrenningen skjer med konsentrert oksygen istedenfor luft. Fordelen med dette er at eksosen etter forbrenningen kun inneholder CO₂ og vanddamp, i motsetning til eksosen fra et vanlig kraftverk som i tillegg inneholder store mengder nitrogen. Vanddamp og CO₂ kan deretter enkelt skilles fra hverandre ved en nedkjøling med kjølevann. Det meste av vanddampen kondenserer, mens CO₂ forblir i gassform. Metoden krever imidlertid tilgang på oksygen, og det er derfor nødvendig med oksygenproduksjon i tilknytning til kraftverket. Dette vil med dagens teknologi typisk gjøres ved (kryogen) separasjon av oksygen fra luft. Dette vil på samme måte som CO₂-separasjon være en energikrevende prosess og redusere anleggets totale virkningsgrad.

Et oxyfuel-anlegg kan enten leveres som et dampanlegg eller som et kombikraftanlegg. Konseptet for et kombinert kraftverk er ikke tilgjengelig i dag fordi den krever tekniske modifikasjoner av gassturbinen. CO₂ og luft er gasser med betydelig forskjell i egenskaper og en standard gassturbinekompressor og -turbin er dårlig tilpasset dette konseptet. Hovedutfordringen for en oxyfuel kombikraftløsning blir å utvikle en ny gassturbinløsning med utgangspunkt i dagens teknologi.

Estimat for både virkningsgrad og kostnader for oxyfuel-teknologiene vil måtte ses i forhold til et annet tidsperspektiv enn metodene for eksosgassrensing og avkarbonisering av brenselet som er beskrevet foran.

Teknologiutvikling CO₂ håndteringsteknologier

I CCP-prosjektet /12/ er det studert en rekke ulike teknologier for CO₂-håndtering både før og etter forbrenning. For teknologier med røykgassrensing konkluderer prosjektet at det er store muligheter for videre kostnadsreduksjoner ved forbedring av adsorpsjon av CO₂.

For teknologier med CO₂-håndtering før forbrenning konkluderer prosjektet med at flere nye teknologier har potensial for store kostnadsreduksjoner slik at disse kan konkurrere med eksisterende BAT. I prosjektet er det studert en rekke ulike konsepter

for håndtering av CO₂ før forbrenning. Det forventes at nye teknologier kan utvikles og demonstreres i perioden 2010-15.

2.4.1.2 Kompresjon, transport og lagring

Utskilt CO₂ må komprimeres, tørkes og gjøres flytende for å kunne transporteres på en hensiktsmessig måte. Transport kan skje i rørledninger eller i båt. Transport av CO₂ i rørledning vurderes som mest sannsynlig ved de fleste anvendelser, fordi det er snakk om store gassvolumer. Utskilt CO₂ kan brukes som innsatsfaktor i industriell virksomhet, bindes til mineraler, lagres i undergrunnen eller injiseres i produserende petroleumsreservoarer for økt oljeutvinning.

Det finnes tre hovedtyper av geologiske formasjoner som har potensial til å lagre store mengder av CO₂:

- vannførende geologiske formasjoner (akviferer)
- ikke utvinnbare kullformasjoner
- produserende og ikke-produserende petroleumsreservoarer

Vannførende geologiske formasjoner

Hovedprinsippet ved lagring av CO₂ i vannførende lag i geologiske formasjoner i undergrunnen går ut på å injisere CO₂-gass i tilnærmet ren form inn i porerommene i egnede bergarter.

For at deponering av CO₂ skal være praktisk mulig, må CO₂ lagres i tett fase, det vil si i tilnærmet flytende form. CO₂ vil være i denne fasen ved et dyp på om lag 800 meter under havoverflaten. Dette innebærer at lagring av CO₂ på et generelt grunnlag er uinteressant i bergarter som ligger grunnere enn 800 meter under havoverflaten.

Injeksjon i akviferer er en relativt ny tanke som har sin åpenbare styrke i store volum tilgjengelig plass. I Nordsjøen finnes det sandsteinsakviferer med svært stor utstrekning og tykkelse. Disse har kapasitet til å lagre store mengder CO₂ for eksempel fra kraftstasjoner i Nord-Europa i flere hundre år fremover. For å få redusert transportkostnadene vil det imidlertid være gunstig om man hadde lagringsmuligheter i de nære områdene langs kysten. I disse områdene er det imidlertid gjort få geologiske studier for å kartlegge hvor og om en har egnede akviferer til deponeringsformål.

Kullformasjoner

Et annet lagringsmedium er ikke utvinnbare kullformasjoner. CO₂ kan injiseres i kullformasjoner, hvor kullet absorberer CO₂ og gir det et permanent lagringssted forutsatt at kullet aldri utvinnes. En ønsket sideeffekt av denne metoden er også at CO₂ muliggjør utvinning av metan ved at CO₂ fortrenger metan absorbert i kullet.

Forlatte petroleumsreservoarer

CO₂-injeksjon kan også være aktuelt i olje- og gassfelt som ikke lenger utvinnes. Disse reservoarene har inneholdt olje og gass, og antas fortsatt tette. Disse reservoarene er derfor i utgangspunktet ideelle for deponering. Dessuten er reservoaregenskapene vanligvis grundig utforsket og kartlagt.

Selv om det geologisk og teknologisk er mulig å bruke slike reservoarer til lagring av CO₂, forventes det at denne lagringsmuligheten er mindre attraktiv økonomisk, sammenlignet med bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. På den annen side kan lokalisering og nærhet til punktkilden tale for en slik lagringsmulighet.

Produserende petroleumsreservoarer

CO₂ brukt for økt oljeutvinning peker seg ut som en meget interessant anvendelse for CO₂, fordi oljeselskapene vil ha en viss betalingsvilje for levert CO₂. Et slikt konsept kompliserer imidlertid gjennomføringen av gasskraft med CO₂-håndtering, blant annet på grunn av følgende forhold:

- *Størrelse.* Oljereservoarer er avhengig av store mengder CO₂ dersom en først skal ta i bruk CO₂ for økt oljeutvinning. Dette medfører at investeringer og risiko i totalprosjektet (gasskraft med CO₂-håndtering, transport og bruk for økt oljeutvinning) blir tilsvarende store.
- *Plattform og reservoar.* Bruk av CO₂ for økt oljeutvinning stiller krav til type av reservoar og utvinningsstrategi, samt til materialkvaliteter på offshore-installasjonen. Det er store variasjoner i feltenes egnethet for CO₂-injeksjon.
- *Tidsperspektiv.* CO₂-injeksjon er kun aktuelt i visse faser av et reservoars levetid. Store mengder CO₂ må kunne leveres når dette etterspørres og etter avsluttet bruk i ett felt må en finne annen bruk for CO₂. Dette stiller store krav til samtidighet i beslutninger mellom de ulike aktørene, noe som utgjør en stor utfordring.
- *Koordinering av aktører.* Bruk av CO₂ offshore vil sannsynligvis kreve et større CO₂-system med flere uavhengige CO₂-leverandører og flere ulike felt som mottakere av CO₂. Kun aktører med betydelig finansiell styrke vil kunne delta i etableringen av en CO₂-kjede. Disse aktørene vil ikke nødvendigvis ha samme interesser, og vil også kunne ha interesser som varierer over tid. Det vil være en utfordring å få de nødvendige aktørene til å trekke i samme retning.
- *Andre CO₂-kilder.* For et oljeselskap som ønsker å utnytte CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning er prisen på CO₂ levert til feltet avgjørende. Andre CO₂-kilder enn norsk gasskraft vil kunne konkurrere på pris. Dette vil gjelde blant annet CO₂-utskilling fra danske kullkraftverk som har mer konsentrert CO₂ i avgassen, noe som gjør utskillingen billigere og gir større mengder CO₂.
- *Regularitet.* Bruk av CO₂ i oljefelt er avhengig av jevn tilgang på CO₂, noe som stiller store krav til produksjonsanlegg på land, transportform og eventuelt etablering av CO₂-lagre. Gasskraft med CO₂-håndtering vil med de teknologiene som i dag synes mest utviklet, gi økte produksjonskostnader i størrelsesorden 15

– 20 øre/kWh i forhold til konvensjonelle gasskraftverk. Det vil si en nær fordobling av produksjonskostnadene, avhengig av markedsprisene på olje og gass. Det knytter seg imidlertid forventninger til at videre teknologiutvikling kan redusere håndteringskostnadene, både gjennom lavere investeringskostnader for komponentene som inngår og mindre effektivitetstap ved CO₂-innfangingen.

Dersom CO₂ benyttes for økt oljeutvinning på kontinentalsokkelen, vil dette gi et inntektsbidrag til CO₂-håndteringen. Det at CO₂-utslipp får en kostnad, for eksempel gjennom et kvotesystem for CO₂ basert på tankegangen i Kyotoavtalen, vil også kunne bidra positivt til økonomien i CO₂-håndtering. Vedvarende høye oljepriser, samt et stramt kvoteregime for CO₂, vil bidra videre til å gjøre CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning mer lønnsomt.

2.4.2 Potensiell utslippsreduksjon

Den potensielle utslippsreduksjonen ved bruk av gasskraftverk med CO₂-håndtering er her relatert til konvensjonell gasskraft, uten CO₂-håndtering og med dagens teknologi. I referansebanen til Lavutslippsutvalget er klimagassutslippene fra elektrisitetsproduksjon i 2050 beregnet til 19 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Hvis gasskraftverkets virkningsgrad blir redusert fra 58% til 49% ved CO₂-håndtering og rensegraden er 86%, vil CO₂-utslippene bli redusert med 84% (CO₂ unngått) /9/. I forhold til referansebanen tilsvarer dette en reduksjon av utslippene på 16 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Utslippene fra produksjon av elektrisitet vil da være ca 3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter, hvis alt annet er lik referansebanen.

NVE har i sin vurdering av gasskraft med CO₂-håndtering /9/ lagt til grunn en langsiktig elektrisitetspris på 25 øre/kWh i basisalternativet. Man tar utgangspunkt i en råoljepris på 30 USD/fat, hvilket gir en gasspris i basisscenariet på 84 øre/Sm³. I IEAs World Energy Outlook /11/ er det antatt en utvikling i råoljepris fra 22 USD/fat i 2010 til 29 USD/fat i 2030.

Ekstrakostnadene ved CO₂-håndtering på Tjeldbergodden og Kårstø er av NVE beregnet til ca 11-12 øre/kWh /9/. NOU 2002:7 presenterer en sammenligning av økte kostnader ved gasskraft med CO₂-håndtering /6/ som varierer mellom 9-18 øre/kWh, se Tabell 2.

Tabell 2 Ulike kostnadseksempler på økte kostnader ved gasskraft med CO₂-håndtering /6/

Kilde	Ekstrakostnad (øre/kWh)
IEA	13-15
MIT	13-15
DoE	14-16
CCP	12-16
SFA Pacific	16-18
Aker Kværner	10-15
SINTEF	9-16

Det største initiativet for å videreutvikle gasskraftteknologi med CO₂-deponering internasjonalt, er CO₂ Capture Project (CCP) /12/. CCP startet opp våren 2000, og prosjektet består i dag av til sammen ni oljeselskaper. Fra norsk side deltar Hydro og Statoil. Tabell 3 viser noen foreløpige konklusjoner med hensyn til ulike teknologikonsepter som har vært vurdert av prosjektet. Teknologikonseptene i tabellen er sortert etter ulik modningsgrad. For de teknologiene som kan sies å være utviklet tilstrekkelig til utprøving i dag, er det anslått en økning i produksjonskostnadene på 12-16 øre/kWh.

CCP skisserer også potensial for kostnadsreduksjoner over tid for de teknologiene som dette prosjektet omhandler. Disse anslagene vil være forbundet med større usikkerhet. Tabell 3 gir grove anslag for 400 MW kraftverk, kompresjon til 100 bar, 100 km rørledning og én injeksjonsbrønn.

Tabell 3 Forventet økning i elpris for ulike teknologier /6/

Teknologi	Kostnad NOK/tonn CO ₂ unngått	Økning i elpris, øre/kWh
CCP-teknologier der bygging kan starte nå (ferdig ca. 2003)	300 - 400	12 - 16
CCP-teknologier med demoanlegg (~25MW) (2004 - 2005)	250 - 325	10 - 13
CCP-teknologier med demoanlegg (~25MW) (2007 og senere)	200 - 250	8 - 10

Det forventes at videre teknologiutvikling vil redusere innfangingskostnadene for CO₂, både gjennom enklere anleggsutforming, lavere investeringskostnader for komponentene som inngår, gjennom mer effektive absorbenter og gjennom lavere energibruk.

Tabell 4 Nåværende modenhet for CCS komponenter. X indikerer det høyeste nivået av modenhet for hver komponent. Det finnes også mindre modne teknologier for de fleste teknologier. /8/

CCS component	CCS technology	Research phase ^a	Demonstration phase ^b	Economically feasible under specific conditions ^c	Mature market ^d
Capture	Post-combustion			X	
	Pre-combustion			X	
	Oxyfuel combustion		X		
	Industrial separation				X
Transport	Pipeline				X
	Ship			X	
Geological storage	Enhanced oil recovery (EOR)				X ^e
	Gas or oil fields			X	
	Deep saline formations			X	
	Enhanced coalbed methane recovery (ECBM) ^f		X		
Ocean storage	Direct injection (dissolution type)	X			
	Direct injection (lake type)	X			
Mineral carbonation	Natural silicate minerals	X			
	Waste materials		X		
Industrial uses of CO₂					X

- (a) Research phase means that the basic science is understood, but the technology is currently in the stage of conceptual design or testing at the laboratory or bench scale, and has not been demonstrated in a pilot plant.
- (b) Demonstration phase means that the technology has been built and operated at the scale of a pilot plant, but further development is required before the technology is ready for the design and construction of a full-scale system.
- (c) Economically feasible under specific conditions means that the technology is well understood and used in selected commercial applications, for instance if there is a favourable tax regime or a niche market, or processing on the order of 0.1 Mt CO₂/yr with fewer than five replications of the technology.
- (d) Mature market means that the technology is now in operation with multiple replications of the technology worldwide.
- (e) CO₂ injection for EOR is a mature market technology, but when used for CO₂ storage, it is only “economically feasible under specific conditions”.
- (f) ECBM is the use of CO₂ to enhance the recovery of the methane present in unminable coal beds through the preferential adsorption of CO₂ on coal. Unminable coal beds are unlikely to ever be mined, because they are too deep or too thin. If subsequently mined, the stored CO₂ would be released.

2.5 Samlede kostnader og potensialer

I Tabell 5 er det presentert en sammenstilling av de vurderte teknologiene for produksjon av elektrisitet. Eventuelle kostnader for utbygging av elektrisitetsnettet inngår ikke i kostnadsestimatene i Tabell 5. Spesielt ved utbygging av gasskraft og større utbygging vindkraft, vil det ved mange lokaliseringer være behov for forsterkinger i overføringsnettet.

Tabell 5 Sammenstilling av kostnader og mulig realiserbart potensial for KILDE 1

Kilde:	Kostnad		Realiserbart potensial	
	øre/kWh	kr/tonn CO ₂	TWh (el)	Mt CO ₂
Vindkraft	25-35	-	60	21
Småskala vannkraft – investering: <3 kr/kWh	< ca 30	-	24	9
Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering	34 ¹⁾		50 ²⁾	16 ²⁾
Ekstra kostnad for CO ₂ -håndtering	8-10	200-250		

¹⁾ Med en forventet gasspris på 84 øre/Sm³

²⁾ Potensialet er antatt lik behovet for ny elektrisitet i henhold til referansebanen

Til sammen vil fornybar energiproduksjon i form av vind og småkraft ha mulighet å dekke hele behovet for ny elektrisitetsproduksjon i henhold til referansebanen. I tillegg kommer de teknologier som ikke er studert nærmere her, se Tabell 25, som med dagens kunnskap er vurdert å ha et samlet maksimalt potensial på ca 40 TWh elektrisitet.

Hvis gasskraft med CO₂-håndtering bygges for å dekke hele det forventede behovet av ny elektrisitet, vil CO₂-utslippene reduseres fra 26 mill. tonn CO₂ til 4 mill. tonn CO₂.

Behovet av ny elektrisitet kan øke utover det som er angitt i referansebanen, hvis andre energibærere blir substituert med elektrisitet og vice versa. Muligheter for substitusjon til andre energibærere og reduksjon av elforbruket er beskrevet nærmere i kapittel 4 og 5.

2.6 Betingelser og virkemidler

Vannkraftverk er underlagt en rekke lover og forskrifter avhengig av type og størrelse på prosjekt. Det er regler for konsesjonsplikt og søknadsbehandling, noen regler gjelder for byggeperioden og andre for driften av det ferdige anlegget.

Det er kontroversielt med nye store vannkraftutbygginger i Norge. Det er ikke noen automatikk i at vassdrag som ikke er vernet mot kraftutbygging, kan bygges ut. Det vil

derfor være stor usikkerhet knyttet til gjennomføring av nye utbyggingsplaner. Konesjonsprosessen er langvarig og kraftselskapene vurderer usikkerheten i utfallet av konsesjonsbehandlingen i mange tilfeller som så usikker at de nøler med å sette i gang. Tiden fra oppstart til realisert prosjekt har i de siste vannkraftprosjektene vært omlag 10 år. Større vannkraftverk og saker etter vassdragsreguleringsloven og industrikonesjonsloven avgjøres av Kongen i statsråd.

Olje- og energidepartementet har forenklet konsesjonsbehandlingen, slik at NVE kan gi konsesjon for vannkraftverk opp til 10 MW. Det har vært en stadig økende interesse for utvikling av småkraftverk, både blant kraftselskapene og fra grunneierhold. Når Regjeringen nå forenkler saksbehandlingen ytterligere, vil mindre vannkraftprosjekter gå raskere gjennom konsesjonsbehandlingen. Utbygging av små vannkraftverk er viktig for å frembringe ny kraft. I tillegg kan det også være en viktig stimulans til næringsutvikling i distriktene, og en mulig tilleggsnæring for gårdsbruk med vannkraftressurser.

Det er usikkert om innføringen av en ordning som skal etableres i stedet for Grønne sertifikater vil kunne gjøre utbygging av blant annet vindparker mer forutsigbart for investorene. Hvordan ordningen vil bli, sammenliknet med de statlige ordningene som i dag gir investerings- og driftsstøtte, er usikkert. En samordning med EU sine virkemidler for fremme av fornybar kraftproduksjon, vil på sikt være en nødvendighet. Dette er også knyttet til usikkerhet til hvorvidt det utvikles et fritt europeisk kraftmarked og koblingen mot det nordiske markedet, samt den fremtidige prisdannelsen i dette.

Utslipp av CO₂ fra gasskraftverk vil være omfattet av kvotehandelen. Den fremtidige prisen på kvotene vil ha stor betydning for satsningen på gasskraft med CO₂-håndtering. CO₂-kvoter bidrar til en økning av el-prisen.

NVE er ansvarlig myndighet for stasjonær energibruk på land i Norge, og er blant annet ansvarlig for å vurdere om planlagte gasskraftverk skal tildeles konsesjon etter energiloven. Utslipp av CO₂ behandles av forurensningsmyndighetene etter forurensningsloven.

Tidsaspektet er av meget stor betydning, når det gjelder bruk av CO₂ for økt oljeutvinning. Store mengder må kunne leveres til riktig tid, og etter avsluttet bruk i et felt må man finne annen bruk eller lagring.

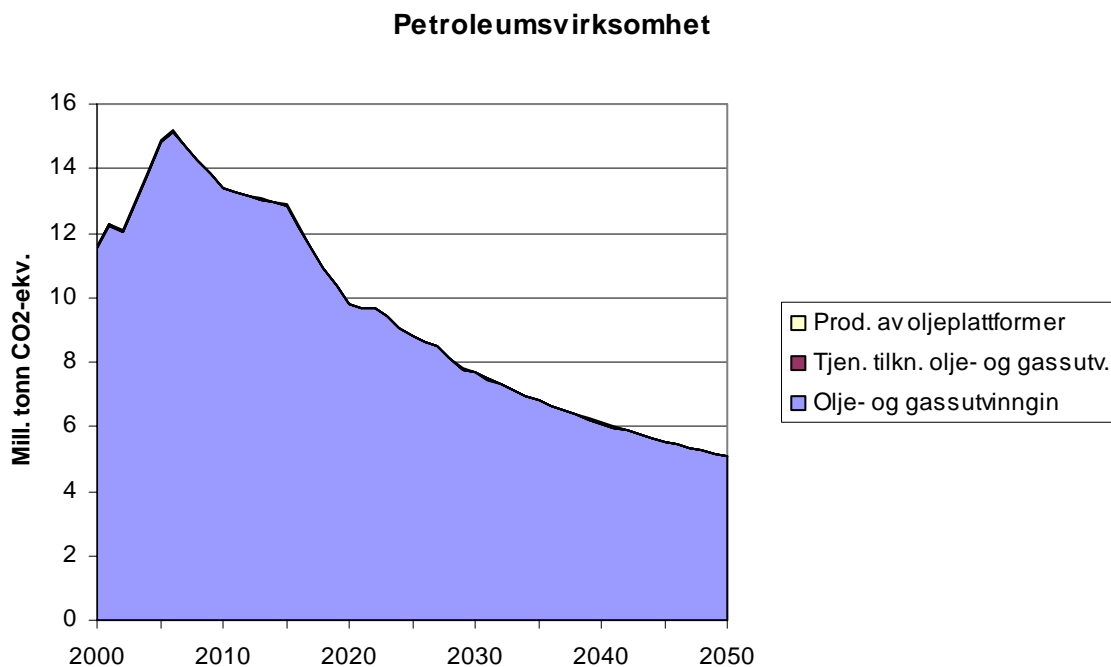
Videre behov for forskning og utvikling er i denne kilden av stor betydning for offshore vindkraft og gasskraftverk med CO₂-håndtering, mens småskala vannkraft ikke er avhengig av videre forskning. Både offshore vindkraft og gasskraftverk med CO₂-håndtering er teknologier som har stor interesse i Norge, men ikke har like stor fokus internasjonalt, slik at hvis disse teknologiene skal bli kommersielle, må det til en betydelig norsk forskningsinnsats.

3 KILDE 2 Olje og gassproduksjon

3.1 Status og prognose

Utvinning av olje og gass sto i 2000 for ca en fjerdedel av klimagassutslippene i Norge. Selv om olje- og gassnæringen gjennom de siste tiårene har fått en stadig større innflytelse på norsk økonomi, ser vi nå begynnelsen på en gradvis reduksjon i aktivitetsnivået i næringen. I løpet av 30 år med petroleumsproduksjon på norsk kontinentalsokkel har vi likevel produsert mindre enn en fjerdedel av de totale petroleumsressursene. Dette illustrerer at virksomheten har et langsiktig perspektiv – norsk sokkel har olje og gass for produksjon i et hundreårsperspektiv. Viktige forutsetninger for at olje- og gassnæringen i Norge skal ha et slikt langsiktig perspektiv er imidlertid at olje- og gassprisene holder seg på et rimelig nivå, at næringen og myndighetene satser på å utvikle ressursene kostnadseffektivt og at miljøutfordringene tas hånd om på en forsvarlig måte. Dette forutsetter også en fortsatt teknologisk utvikling. Muligheter for å effektivisere virksomheten og lagre CO₂ er derfor en viktig kile også i fremtiden.

I kilde 2 olje- og gassproduksjon inngår klimagassutslipp fra utvinning av olje og gass, og tjenester knyttet til dette, samt produksjon av oljeplattformer. I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra denne kilden være ca 9,8 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2020 og ca 5,1 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050.



Figur 3-1 Klimagassutslipp fra produksjon og transport av olje og gass i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

Det samlede energibehovet på norsk kontinentalsokkel var i 2002 om lag 14 TWh /36/. Energibehovet anslås videre til å øke til ca 18 TWh/år i 2005. Av det samlede energibehovet var ca 8 TWh/år elektrisitet (2002). Dette tilsvarte 6-7 % av samlet innenlands kraftforbruk. Behovet for elektrisitet anslås videre til å øke til om lag 10 TWh/år i 2005, og til å være like høyt eller høyere fram mot 2012. Petroleumsvirkosomheten vil dermed kunne bli en sentral faktor i den norske kraftetterspørselen ved tilknytning til kraftnettet.

3.2 Prioritering av teknologier

Kraftproduksjon med bruk av naturgass og dieselolje er hovedårsaken til utslipp av CO₂ fra norsk sokkel. Den nest største kilden til CO₂-utslipp er gassfakling. Gassfakling er i utgangspunktet ikke tillatt utover det som er nødvendig av sikkerhetsmessige årsaker. Faklingsnivået i Norge er lavt sammenliknet med andre land, og nivået har vært stabilt de siste årene. /51/ Redusert gassfakling er ikke studert nærmere.

På innretningene benyttes turbiner både for kraftproduksjon og til direktdrift av kompressorer og pumper etc. Turbiner som driver utstyr direkte, kan ikke erstattes av kraft fra land uten at turbinen erstattes av elektromotorer. Det er en meget omfattende og kostbar prosess. I 2008 vil man oppnå en reduksjon på 4,7 mill tonn CO₂ ved bortfall av utslipp fra elektrisitetsproduserende turbiner. Dersom alle turbinene på sokkelen blir erstattet med kraft fra land, vil det redusere CO₂-utslippene med 9,4 mill tonn i 2008 i henhold til Oljedirektoratets og Norges Vassdrags- og Energidirektorats prognoser. /39/

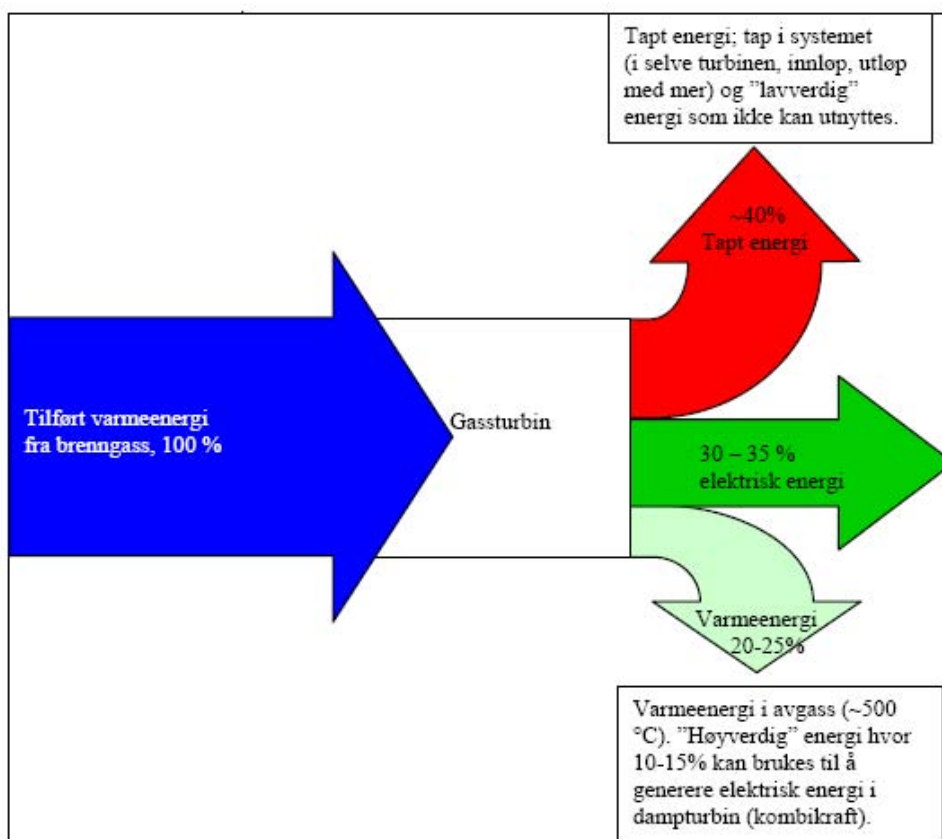
For nye felt der det er mulig å benytte kraft fra land vil det ikke være aktuelt med direktdrevne kompressorer. Dermed blir potensielle CO₂-besparelser større ved elektrifisering av nye innretninger enn eksisterende.

Erstatning av større deler av gasskraften på norsk sokkel med kraft fra land kan være et viktig CO₂-reduserende tiltak. Dersom denne kraften genereres i landbaserte konvensjonelle gasskraftverk vil utslippene på land spise opp en vesentlig del av denne reduksjonen. Benyttes gasskraftverk med CO₂-fangst og lagring, vil miljøgevinsten være betydelig høyere. Et annet alternativ er at inndekningen vil skje ved eventuell overskuddskraft eller import. Deler av importert kraft genereres ved hjelp av fossile brenslere. Økt produksjon for oppdekning av norsk importbehov vil følgelig kunne øke utslippene i de land vi importerer kraft fra. Full effekt av reduksjon i CO₂-utslippene vil man få dersom kraften genereres ved bruk av fornybare energikilder. I det videre arbeidet er kraftoverføring fra land for å erstatte turbiner som produserer elektrisitet valgt som en kile.

I tillegg til elektrifisering, er energieffektivisering og teknologisk utvikling viktig for å oppnå redusert CO₂-utslipp. CO₂-avgiften ble innført i 1991, og siden da har det vært satset på å gjennomføre kostnadseffektive tiltak i sektoren. De viktigste tiltakene er knyttet til effektivisering og teknologiutvikling i forbindelse med energiomvandling i turbiner, motorer og forbrenning i kjelanlegg. I tillegg er det gjennomført tiltak for å redusere behovet for fakling av gass. /51/ Potensialet for CO₂-reduksjoner knyttet til effektivisering og optimalisering er forholdsvis lite, sammenliknet med elektrifisering, og er ikke studert nærmere.

3.3 Kile 3 Mer effektiv kraftforsyning til sokkelen

Petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen er avhengig av sikker energitilførsel. I dag dominerer bruk av offshore gassturbiner kraftforsyningen på sokkelen. For eksisterende innretninger er det vurdert at det kun er turbiner som benyttes til generering av elektrisk kraft som kan erstattes med kraft fra land. Virkningsgraden for offshore gassturbiner er lavere enn virkningsgraden for landbasert gasskraftverk. Ved sammenlikning av de ulike teknologiene er det benyttet virkningsgrad for gasskraftverk uten CO₂-håndtering på 58 %, mens for gasskraftverk med CO₂-håndtering er virkningsgraden i området 47-52%. Offshore gassturbiner har en virkningsgrad i området 30-35%, se Figur 3-2 som viser energiflyt for gassturbin offshore.



Figur 3-2 Offshore gassturbin, energiflyt /52/

Kraft fra land vil bidra positivt både med hensyn på arbeidsmiljø, sikkerhet og vedlikeholdskostnader, som beskrevet i de følgende avsnittene. I tillegg vil det være behov for finne nye løsninger for oppvarmingsbehov, som tidligere har blitt dekket av overskuddsvarme fra gassturbiner. Dersom gassturbindrevne kompressorer beholdes, kan disse antagelig dekke oppvarmingsbehovet.

Økt sikkerhet i forbindelse med hydrokarbonlekkasjer

En del dieselolje og gasslekkasjer på innretninger på sokkelen har vært lokalisert til brenselssystemet for gassturbiner. Gassturbiner vil være blant de viktigste potensielle tenkildene på en installasjon. Det vil følgelig øke sikkerheten å få dem fjernet.

Redusert vedlikeholdsbehov

Gassturbiner er relativt komplisert utstyr med et arbeidskrevende vedlikeholdsbehov. Fjerning av gassturbiner frigjør arbeidskraft til andre oppgaver. For de fleste innretningene vil den direkte innsparingen være mellom 14 og 21 mill kr pr år, avhengig av hvor mye utstyr som kan fjernes /39/.

Forbedring av arbeidsmiljøet

Ved visse vindretninger vil det på mange installasjoner være et problem at man trekker inn luft som er forurenset med eksos, i ventilasjonssystemer. Den største bidragsyter til slike eksosutslipp er gassturbinene. Områdene i nærheten av gassturbiner i drift er belastet med støy og varme. Fjerning av gassturbiner vil derfor kunne være en bidragsyter til å forbedre arbeidsmiljøet.

3.3.1 Teknologisk utvikling

Det kreves meget store investeringer for å elektrifisere sokkelen, både i form av sjøkabler, omformerstasjoner, nye plattformer og kostnader ved selve ombyggingen av allerede eksisterende innretninger. Dessuten er det bare deler av energibruken på sokkelen som vurderes som mulig å legge om til forsyning fra land.

Beskrivelse av teknologiutvikling er hovedsakelig hentet fra /37/.

Likestrømsforbindelser

Teknologien for overføring av elkraft ved bruk av høyspent likestrøms forbindelser (HVDC) består av de tre hovedkomponentene:

- Likeretterstasjon på land som omformer vekselstrøm fra hovednettet til likestrøm
- Likestrømkabelforbindelse fra land til offshoreplattform
- Vekselretterstasjon på offshoreplattform som omformer likestrøm til vekselstrøm

Overføring av elkraft ved bruk av likestrømsforbindelser deles inn i to grupper, den konvensjonelle HVDC og den nyere VSC (Voltage Source Converters). Konvensjonell HVDC er en teknologi for omforming av elektrisk kraft mellom vekselstrøm og likestrøm som baserer seg på tyristorer som grunnleggende i kraftomforming. VSC er en teknologi for omforming av elektrisk kraft mellom vekselstrøm og likestrøm som baserer seg på selv-svitsjede kraft-halvledere. VSC gjør det mulig å styre AC-spenning, frekvens samt aktiv og reaktiv effekt nøyaktig og uavhengig av hverandre. VSC innebærer videre en reduksjon i kortslutningsytelsen på offshore mottaksplattform.

Konvensjonell HVDC for offshore tilknytning omfatter følgende hovedkomponenter:

- Landstasjon: transformatorer, tyristor likeretterbroer, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr
- Kabel: likestrøm kabel for overføring av effekt fra landstasjon til offshore plattform

- Mottaksstasjon offshore: tyristor vekselretterbroer, transformator, reaktor, roterende fasekompensator, filtre, kontroll- og hjelpeutstyr

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

En viktig forskjell er at konvensjonell HVDC setter krav til at mottaksplattformen offshore har et såkalt kommuterende nett. Dette betyr at mottaksplattformen må ha en roterende elektrisk generator eller en roterende fasekompensator dersom alle gassturbin-generatorer fjernes. Konvensjonell HVDC innebærer ellers at kontrollsystemene på landstasjon og mottaksplattform må kobles sammen, mens VSC tillater større grad av uavhengighet.

Vekselsstrømsforbindelser

Vekselstrømsoverføring i kabler er i dag begrenset til overføringslengder på 120 til 140 km. I 1998 gjorde OLF en enkel vurdering av GIL (Gas Insulated Lines) som metode for å overføre elkraft fra land til sokkelen, og konkluderte med at teknologien foreløpig ikke var evaluert for installasjon på havbunnen /38/. Dessuten var kostnadene relativt høye.

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

Kostnader ved elektrifisering

I forbindelse med et fellesprosjekt i regi av Oljedirektoratet (OD) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er det foretatt en beregning av de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å elektrifisere sokkelen /39/. Utgangspunktet for analysen er de tre områdene Sørlike Nordsjø, Osebergområdet (inkl Troll B og C) og Norskehavet. Følgende kostnadselementer inngår i analysen:

Inntekter:

- Spart gass. Ved elektrifisering frigjøres gass som ellers ville blitt forbrent i gassturbiner. Verdien varierer mellom 61 og 71 øre/Sm³ for gassavhengig av avstand til markedet.
- Reduserte kostnader til drift og vedlikehold. Det utgjør en betydelig besparelse i form av redusert vedlikeholdsbehov dersom eksisterende gassturbiner fjernes.

Utgifter:

- Kraft. Etter omlegging må kraft kjøpes i markedet. Mengden kraft kan beregnes ut fra kjennskap til produksjonsprofiler, virkningsgrader og tap i overføringsforbindelser fra land til sokkelen.
- Investeringer. Disse er fordelt ut fra en sannsynlig fremdrift. Investeringene omfatter behov for nettførsterkninger, overføring til feltet inkludert omformere og

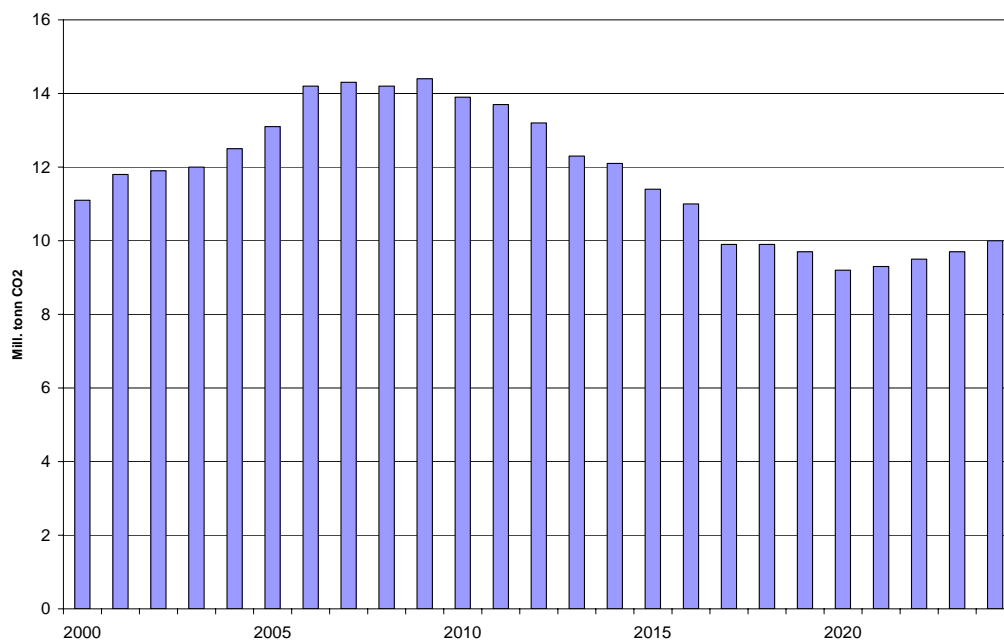
transformering, mottaksstasjon, distribusjon på feltet samt ombygging av den enkelte innretning.

- Økte kostnader til drift og vedlikehold. Det vil være behov for drift og vedlikehold av nytt utstyr i forbindelse med overføring av kraft. (Anslått til 1,5 % av investeringsbeløpet per år)

Som følge av at investeringene skjer tidlig vil kostnadene være svært høye de første årene. Brutto akkumulerte utslippsreduksjoner på sokkelen over hele analyseperioden dersom kraften fra land var uten utslipp vil være 25 mill tonn CO₂. Investeringsbehovet for å oppnå disse besparelsene er i overkant av 10 mrd kr (i 2003-kroner, verdien er ikke neddiskontert). /39/

3.3.2 Potensielle utslippsreduksjoner

Petroleumssektoren kjennetegnes ved at produksjonsnivået i eksisterende felt og innretninger er synkende. Dette er knyttet til at feltene gradvis tømmes og at innretninger gradvis avslutter produksjonen. I henhold til referansebanen vil de totale utslippene fra olje- og gassproduksjon reduseres utover i perioden som følge av redusert aktivitet. CO₂-utslippene vil reduseres fra 12,1 mill tonn i 2002 til henholdsvis 9,8 mill tonn i 2020 og 5,1 mill tonn i 2050. I henhold til framskrivninger fra Oljedirektoratet vil utslippene fra petroleumssektoren være 9,2 mill tonn CO₂ i 2020, som vist i Figur 3-3.



Figur 3-3 Totale utslipp av CO₂ fra petroleumssektoren, 2000-2024, /51/

Det er lagt til grunn at kostnaden ved å substituere energikilden på eksisterende innretninger er mye større for laster som drives direkte av gassturbin enn for laster som drives med strøm. Ved overgang fra direktedrifter til kraftforsyning fra land kreves betydelige ombygginger. Turbiner må eventuelt skiftes ut med elektromotorer, noe som

er en omfattende prosess. Dette medfører produksjonsstans, store direkte kostnader og forsinkede inntektsstrømmer. Det er derfor vurdert som aktuelt kun å erstatte dagens generatordrevne laster med kraft fra land.

Det samlede energibehovet på sokkelen var i 2002 om lag 14 TWh. Dette anslås å øke til 18 TWh/år i 2005. I 2002 var kraftproduksjonen på norsk sokkel ca 8 TWh/år med et tilhørende CO₂-utslipp på ca 4,8 mill tonn CO₂. Behovet for elektrisitet anslås å øke til ca 10 TWh/år i 2005, og til å være like høyt eller noe høyere fram mot 2012 /39/. I 2020 vil det totale CO₂-utslippet fra petroleumsvirksomheten være redusert til 9,8 mill tonn i henhold til referansebanen. Dette stemmer rimelig godt overens med fremskrivningen Oljedirektoratet har utarbeidet, hvor CO₂-utslippet fra petroleumsvirksomheten være redusert til 9,2 mill tonn i 2020. I henhold til disse prognosene kan elektrisitetsbehovet være i størrelsesorden 6 TWh i 2020. Videre fram mot 2050 vil behovet for elektrisitet kunne reduseres til det halve av dagens nivå, dvs til ca 4 TWh/år i henhold til referansebanen for prosjektet.

I prinsippet kan CO₂-utslippene fra offshore kraftproduksjon reduseres til null ved at fornybar kraft fra land, alternativt i kombinasjon med vindturbiner på store havdyp, forsyner petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Det gir en maksimal reduksjon i utslipp på 3,6 mill tonn CO₂ i 2020 og 2,4 mill tonn CO₂ i 2050.

Dersom elkraft fra land er basert på gasskraftverk med CO₂-håndtering vil reduksjonen i utslipp bli noe mindre sammenliknet med fornybar kraftproduksjon på land. Produksjon av elektrisitet i landbaserte gasskraftverk med CO₂-håndtering er langt mer energi- og CO₂-effektiv enn dagens kraftproduksjon offshore. Dersom man antar en rensegrad på 86% vil de totale utslipp fra kraftproduksjonen for å dekke elektrisitetsbehovet på norsk sokkel være i størrelsesorden 0,5 mill tonn CO₂ i 2020 og 0,3 mill tonn CO₂ i 2050. Den tilhørende reduksjon i utslippene blir således 3,1 mill tonn CO₂ i 2020 og 2,1 mill tonn CO₂ i 2050.

Dersom kraften fra land kommer fra gasskraftverk uten CO₂-håndtering vil reduksjonen i utslipp bli betydelig mindre. Utslppsreduksjonen kommer som følge av bedret virkningsgrad for landbasert gasskraftverk. De totale utslippene fra kraftproduksjon vil da være i størrelsesorden 2,1 mill tonn/år i 2020 og 1,4 mill tonn/år i 2050. Reduksjonen i utslipp vil da være 1,5 mill tonn CO₂/år i 2020 og 0,6 mill tonn CO₂/år i 2050.

Eksempler

Kraft fra land har hittil kun blitt gjennomført i forbindelse med utbyggingen av Troll A. En viktig årsak til at kraft fra land ble valgt for Troll A, var den korte avstanden til land. Dette innebar at investeringskostnadene knyttet til krafttilførsel fra land ble lavere enn for andre felt. Troll A vil få større kraftbehov fremover for å kunne opprettholde gassproduksjonen, og en utvidelse av overføringskapasiteten er beregnet til å ha en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad på 515 kr pr tonn CO₂.

NVE har gitt konsesjon for bygging av en likestrømskabel som skal forsyne Valhall-feltet med elektrisk kraft. Kabelen skal erstatte eksisterende kraftproduksjon i gassturbiner. Utslipp i forbindelse med kraftproduksjonen har vært på ca 400.000 tonn

CO₂ pr. år. Totale byggekostnader for sjøkabel og strømretteranlegg er beregnet til 750-1000 millioner kr.

I rapporten "Elkraft fra land til norsk sokkel" /37/ er det beskrevet flere mulige prosjekter for elektrifisering, se Tabell 6. Generelt for disse prosjektene er at tiltakskostnaden er høy.

Tabell 6 Mulige prosjekter for elektrifisering /37/

Tiltak	Utslippsreduksjon (tusen tonn pr år)	Investering (mill kr)	Samfunnsøkonomisk tiltakskostnad (kr/tonn CO ₂)
Kraft fra land til feltene i sørlige Nordsjøen	663	2.194	588
Kraft fra land til Tampen-området	743	3.821	860
Delelektrifisering av Troll B&C	115	905	991

Realiserbart potensial for CO₂-reduksjoner, blir mindre utover i perioden, fordi aktiviteten i petroleumssektoren reduseres. Omregnet fra gasskraftverk med CO₂-håndtering er realiserbart potensial i 2020 beregnet til 3,1 mill tonn CO₂, mens det i 2050 er 2,1 mill tonn CO₂.

Tabell 7 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 2

Kile:	Kostnad		Realiserbart potensial	
	øre/kWh	kr/tonn CO ₂	TWh	Mt CO ₂
Elektrifisering av sokkelen:		> 500		
- el fra fornybar energi (offshore vind)			4	2,4
- el fra gasskraft med CO ₂ -håndtering			4	2,1
- el fra konvensjonell gasskraft			4	0,6

3.4 Betingelser og virkemidler

En viktig forutsetning for elektrifisering av sokkelen, er at det bygges ut tilstrekkelig produksjonskapasitet for elektrisitet.

For øvrig er det viktig at det blir lagt til rette for at investeringer blir gjennomført for å sikre at olje og gassproduksjonen blir mindre utslippsintensiv. Både avgifter og subsidier kan benyttes for å oppnå utslippsreduksjoner. Etter at CO₂-avgiften ble innført

for olje og gassvirksomheten i 1991 har mange CO₂-reduserende tiltak og energi-effektiviseringstiltak med tilhørende CO₂-reduksjoner blitt gjennomført.

I forbindelse med Plan for utbygging og drift (PUD) er det pålegg om vurdering av elektrifisering av installasjoner framfor å bruke gassturbiner. Dette har foreløpig ikke gitt mange resultater i form av elektrifisering av installasjoner.

En omfattende elektrifisering av sokkelen må sees i sammenheng med andre forhold, som sikker energiforsyning og de samlede miljøkonsekvensene. Leveringsbetingelser for kraft fra land til sokkelen vil måtte være de samme som til andre kunder i energiforsyningen.

Hovedkonklusjonene fra rapporten ”Kraftforsyning fra land til sokkelen” /39/ er at det som et tiltak for å redusere utslippene av klimagasser på generell basis vil være for kostbart å forsyne norsk sokkel med strøm fra fastlandet. For nye feltutbygginger og større ombygginger der det er behov for å etablere ny kapasitet for elektrisk kraft kan det imidlertid være bedriftsøkonomisk fornuftig med kraft fra nettet. Dette avhenger av en rekke feltspesifikke forhold slik som kraftbehov, avstand til land og tilgjengelig kraftnett. Det vil være mest aktuelt med kraft fra nettet for nye utbygginger der produksjonsanlegget legges på land.

4 KILDE 3 Prosessindustri

4.1 Status og prognose

I kilde 3 prosessindustri inngår klimagassutslipp fra produksjon av metaller, kjemiske råvarer, kjemiske og mineralske produkter, treforedling og raffinering av olje. Utslippene omfatter både stasjonær forbrenning og prosessutslipp. Figur 4-1 viser referansebanens utvikling av klimagassutslipp fra prosessindustrien i perioden 2000-2050. I referansebanen er det lagt til grunn at produksjon av metaller og kjemiske råvarer er halvert i 2050. I 2020 er det i referansebanen antatt at utslippene fra prosessindustrien er 19,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter og i 2050 til 14,8 mill. tonn CO₂-ekvivalenter.

I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra produksjon av metaller (NACE 27) bli redusert fra 8,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2000, til hhv 7,8 og 3,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2020 og 2050. Referansebanen gir ikke noen informasjon om fordelingen mellom ulike metallprodukter fram mot 2050.

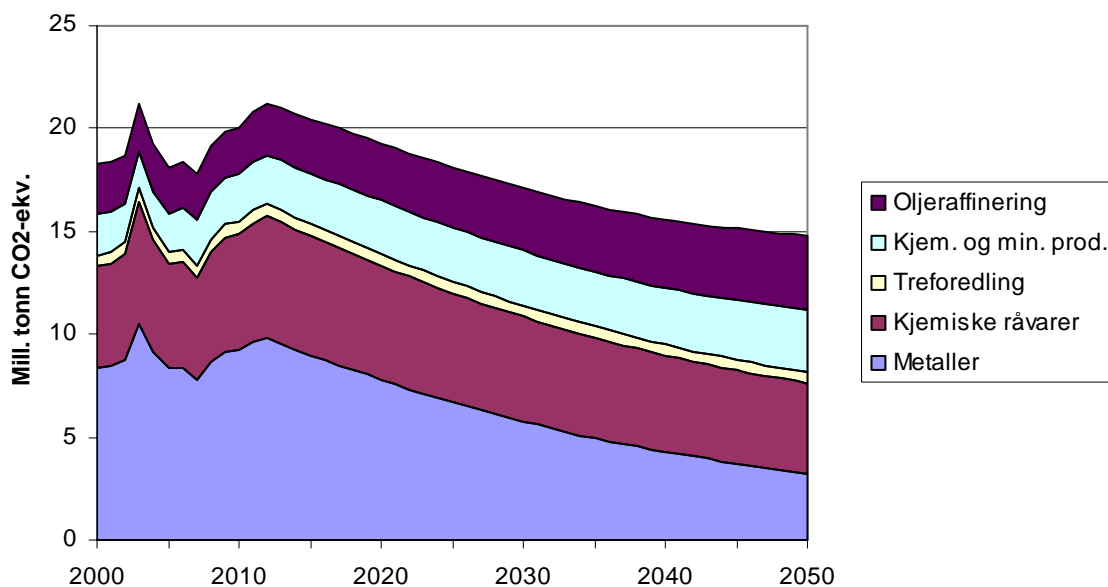
I utslippsregnskapet til SSB /15/ var utslippene til produksjon av jern, stål og ferrolegeringer 2,3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2002 og dette besto nesten utelukkende av CO₂. Produksjon av andre metaller er oppgitt å ha et klimagassutslipp på 3,2 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2002, hvorav 2,0 mill. tonn CO₂.

Produksjon av kjemiske råvarer vil også redusere utslippene på grunn av redusert aktivitet i 2050 i referansebanen, fra 5,0 mill. tonn CO₂ i 2000 til 4,4 mill. tonn CO₂ i 2050.

Raffinering av jordolje vil i henhold til referansebanen øke i aktivitet, hvilket fører til økte utslipp fra 2,4 mill. tonn CO₂ i 2000 til 3,7 mill. tonn CO₂ i 2050.

Treforedlingsindustrien og produksjon av kjemiske og mineralske produkter er antatt å forbli på samme nivå i hele perioden.

Prosessindustri



Figur 4-1 Klimagassutslipp fra prosessindustrien i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

4.2 Kile 4: Overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri

Norsk kraftkrevende industri har tradisjonelt hatt kraftkontrakter med myndighetene, og bedriftene har hatt langsiktige, forutsigbare rammebetingelser med hensyn på kraftpris. De siste politisk bestemte kraftkontraktene utløper innen 2012, og kraftkrevende industri har derfor hatt en gradvis overgang til kommersielle kontrakter. Alternative løsninger har vært diskutert for å sikre den kraftkrevende industrien kraftpriser som er konkurransedyktig med de betingelsene sammenlignbare bedrifter har i andre land.

Det er ulike forhold som er vesentlig i forbindelse med opprettholdelse av kraftkrevende industri i Norge. Noen viktige parameter er:

- Kraftpris
- Lønnskostnader
- Skatter og avgifter
- Råvarepris
- Trender i markedet (etterspørsel)

Hvordan de ulike parameterne varierer, er avhengig av både nasjonale og internasjonale forhold. Etterspørselen etter ulike sluttprodukter varierer fra produkt til produkt.

Bedriftene vil tåle en økning i kraftprisen, dersom også markedet er villig til å betale mer for produktet.

Dersom deler av norsk kraftkrevende industri flyttes ut av landet, vil det bidra til at det norske CO₂-utslippet reduseres. Dersom produksjonsvolumet opprettholdes i et annet land, vil det globale CO₂-utslippe være konstant, eller øke. En økning i CO₂ kommer som følge av at elektrisitet som hovedsakelig er produsert av norsk vannkraft substitueres med kraft med til dels høye CO₂-utslipp, eksempelvis kullkraft.

Totalt reduseres klimagassutslippene fra produksjon av metaller med 55% fra 1999 til 2050 i henhold til referansebanen. I 2002 var andelen fra produksjon av andre metaller (hovedsakelig aluminium) ca 58% av total metallproduksjon /15/. Hvis man antar at denne andelen er den samme i 2020 og 2050 i referansebanen, vil klimagassutslippene fra produksjon av andre metaller være hhv ca 4,5 og 1,9 mill. tonn CO₂-ekvivalenter.

Total eletterspørsel for produksjon av metaller er i henhold til referansebanen ca 21 TWh i 2020 og ca 15 TWh i 2050. I 2003 ble 78% av elektrisitetsforbruket til produksjon av metaller brukt til produksjon av ikke-jernholdige metaller og 94% av elektrisitetsforbruket til produksjon av ikke-jernholdige metaller, ble brukt til aluminiumsproduksjon.

Det er tre store produsenter av aluminium i Norge, Hydro Aluminium, Elkem og Sør-Norge Aluminium. Aluminium produseres enten ved Søderberg teknologi eller ved nyere prebake teknologi. Ved produksjon av aluminium er utslippene avhengig av hvilken teknologi som brukes. Generelt sett er utslippene større fra Søderberg enn fra prebaked, både av CO₂ og av perflourkarboner (PFK). Gjennomsnittlige utslipp av klimagasser er for 2005 beregnet til 1,77 tonn CO₂-ekvivalenter/tonn aluminium for prebaked-anlegg og 2,94 tonn CO₂-ekvivalenter/tonn aluminium for Søderberg-anlegg /42/.

Det er forventet at aluminiumproduksjon basert på Søderbergteknologi vil bli nedlagt innen 2013. Hydro har besluttet å legge ned Søderberg produksjonen ved Høyanger og Årdal innen utgangen av 2006. Søderberg produksjonen ved både Karmøy og Lista må oppgraderes betydelig for å tilfredsstille fremtidige miljøkrav, og anleggene vil enten legges ned eller bygges om til prebake celler innen 2013. I et scenario hvor en stor del av prosessindustrien flyttes ut av Norge, er det ikke sannsynlig at reduksjonen i produksjonsvolum som følge av nedleggelse av Søderberg, blir erstattet med en tilsvarende økning i produksjonsvolum i eksisterende prebake-anlegg.

I 2003 ble det produsert 1,2 mill. tonn aluminium, og elektrisitetsforbruket var 19,5 TWh, dvs 16,4 kWh/kg aluminium /31/.

Aluminium har generelt gode muligheter for fortsatt drift i Norge. Det har de senere år vært gjennomført store investeringsprosjekter i sektoren, markedssituasjonen for aluminium er positiv og de norske prebake anleggene er stort sett konkurransedyktige med anlegg i verden for øvrig.

Fram mot 2020 vil det fortsatt være en betydelig aluminiumsindustri i Norge. Både Elkem og Hydro har bygd nye anlegg som fortsatt vil være i drift. Det er mulig å se for

seg et scenario hvor en får større utflytting av norsk aluminiumsindustri innen 2050. Eksempelvis har Hydro Aluminium inngått avtale om å bygge et stort aluminiumsverk i Qatar og når dette anlegget er i drift fra 2009 vil 25 % av Hydros aluminiumsproduksjon komme herfra.

De største produsentene innen ferrolegering i Norge er Elkem og Fesil. Det dominerende produktet er ferrosilisium. Det produseres også andre produkter som ferrokrom, silisium metall og mikrosilica. Produktene kan ha ulik renhetsgrad og svært ulike markedspriser.

Kraftforbruket i ferrolegeringsindustrien lå på rundt 7 TWh/år fram til 2001. I løpet av noen måneder ble kraftforbruket betydelig redusert som følge av at kraftprisene doblet seg fra ca 10 øre/kWh til rundt 20 øre/kWh. Månedsforbruket ble redusert fra 600 GWh/mnd til ca 400 GWh/mnd /46/. Flere bedrifter stengte midlertidig ned enheter som følge av de høye prisene.

Generelt sett er norsk ferrolegeringsindustri mer utsatt for svingninger i kraftprisen enn det aluminiumsindustrien er. På litt sikt, og ved stigende kraftpriser er det ikke usannsynlig at deler av ferrolegeringsindustrien vil legge ned i Norge.

Dersom all produksjon av metaller flytter ut innen 2050, vil det bety en reduksjon i elektrisitetsforbruk på 15 TWh i 2050 med en tilhørende CO₂-reduksjon på 3,3 mill tonn i henhold til referansebanen. I tillegg kommer eventuelle reduserte CO₂-utslipp fra redusert eletterspørsel, som tilsvarer 5,2 mill. tonn CO₂ hvis elektrisiteten produseres i gasskraftverk uten CO₂-håndtering.

Utslipp av klimagasser fra produksjon av karbider består hovedsakelig av CO₂ og mindre mengder CH₄. I 2001 var de spesifikke utslippene ved silisiumkarbidproduksjon 2,42 tonn CO₂-ekvivalenter/tonn SiC crude. I 2003 var produksjonen av kalsiumkarbid stanset og utslippsprognosene fra denne produksjonen er derfor usikre. Total produksjon av silisiumkarbid i 2003 var 36 500 tonn /43/, hvilket gir et klimagassutslipp på ca 0,09 mill. tonn CO₂-ekvivalenter. Produksjonen er nesten halvert fra 2001, da total produksjon var 69 500 tonn SiC. I 1995 var produksjonen 83 600 tonn SiC /43/.

Total elektrisitetsforbruk ved produksjon av karbider var i 2001 ca 4 TWh. Hvis denne produksjonen blir halvert på slik det er antatt i referansebanen for produksjon av kjemiske råvarer, vil potensialer i 2050 for redusert kraftetterspørsel være ca 2 TWh.

4.3 Kile 5: CO₂-fangst og lagring fra prosessutslipp

I tillegg til rensing av CO₂-utslipp fra gasskraftverk, eksisterer det også et betydelig potensial for rensing av CO₂-utslipp fra eksisterende industri i Norge. Mulighetene for CO₂-håndtering fra industrien er mindre studert enn mulighetene for rensing fra gasskraftverk, og tilgangen på publiserte, stedsspesifikke data er liten. /9/

I Tabell 8 er nivået på dagens klimagassutslipp presentert fra noen av de bedrifter som har størst utslipp.

Tabell 8 Klimagassutslipp fra noen norske industribedrifter /9/, /43/

Klimagassutslipp	
Mill. tonn CO ₂ -ekvivalenter	
Statoil ASA Mongstad	1,75
Gassco AS, Kårstø	1,65
Norcem AS, Brevik	0,95
Yara, Porsgrunn	0,7
Noretyl AS, Rafnes	0,5
Norcem AS, Kjøpsvik	0,4
Statoil ASA, Tjeldbergodden	0,4
Esso Norge AS, Slagentangen	0,3

CO₂-utslippene fra oljeraffineriet på Mongstad er i dag på om lag 1,75 mill. tonn årlig, fordelt på mange utslippspunkter. Statoil vurderer i sin konsekvensutredning av kraftvarmeverk på Mongstad krakkeren i anlegget som den eneste realistiske punktkilden å installere rensing på, med et årlig forventet utslipp på opp mot 1 mill. tonn CO₂ per år.

Gassbehandlingsanlegget på Kårstø har et årlig utslipp på om lag 1,65 mill. tonn CO₂, med forventninger om økt aktivitet etter hvert som nye felter knyttes til gassterminalen. Utslippene på Kårstø er fordelt over en rekke utslippspunkter (skorsteiner), noe som gjør det komplisert å separere ut CO₂ på en kostnadseffektiv måte /9/. De kvotepliktige CO₂-utslippene på Kårstø er følgende /44/:

- tre Statpipe salgsgasskompressorer (gasturbiner med innfyrt effekt ca 45 MW hver)
- tre kjeler i tilknytting til Statpipe-kompressorene (innfyrt effekt ca 60 MW hver)
- strømgenerator (gasturbin med innfyrt effekt ca 135 MW)
- kjel i tilknytning til gasturbinen (innfyrt effekt ca 105 MW)
- Sleipner-kjel (innfyrt effekt ca 120 MW)
- to Åsgard salgsgasskompressorer (gasturbiner med innfyrt effekt ca 70 MW hver) og to kjeler (innfyrt effekt ca 90 MW hver)
- fakkelsystemer i prosessanlegget (varm fakkell, kald fakkell, tankfakkell og fakkell for tankkjøleanlegget)
- anlegg (incinerator) for brenning av returkass ved lasting av produktskipene ved Kårstø
- CRAIER-anlegget som separerer ut CO₂ fra naturgassen
- ny dampkjel (innfyrt effekt ca 100 MW).

Industriene på Grenland representerer en annen stor konsentrasjon av norske CO₂-utslipp. Utslippene er spredt over en lang rekke punktutslipp med betydelige avstander imellom. Skagerak Energi har levert forhåndsmelding til myndighetene om bygging av

et fullskala gasskraftverk med CO₂-håndtering i Grenland. Gasskraftverket planlegges ved bruk av konvensjonell aminrensing og gassen er tenkt fraktet med skip eller i rør til Nordsjøen.

Norsk CO₂ AS har regnet på kostnadene ved lokalisering av gasskraftverk i Grenland og fangst av CO₂ fra industrien /49/. Kostnadsberegningene er basert på at det investeres i fangstanlegg på Norcem, Yara, Hydro Rafnes og et Gasskraftverk i Grenland. Totalt utgjør dette 4,15 mill. tonn CO₂ per år. Det gjennomføres komprimering av CO₂-gassen, transport i rør til hub (Kårstø) og transport til oljefeltet i rør. De totale investeringskostnadene synes å ligge i området 5-5,5 mrd. NOK, der fangstanlegg og klargjøring for transport utgjør nesten 50% av investeringene og noe mer enn rørtransporten til hub. Når det gjelder driftskostnadene utgjør fangst og klargjøring ca. 95 %. Omregnet i kostnader per tonn CO₂ levert til oljefeltet blir kostnaden i området 250-270 NOK/tonn CO₂. Her er det i tillegg forutsatt et avkastningskrav på 7%. Andre industriaktører mener at dette er altfor lave kostnader, og antyder kostnadene til å være omtrent det dobbelte.

Hvis det blir gasskraftverk med CO₂-håndtering på Mongstad og i Grenland, er det vurdert som mulig å redusere utslippene fra eksisterende industri med om lag 3 mill. tonn CO₂ med dagens produksjonsvolumer. Det er meget vanskelig å anslå hvor mye aktivitetene innenfor de aktuelle bedriftene vil forandres i referansebanen frem mot 2050, og dagens nivå er derfor et anslag også for potensialet i 2020 og i 2050.

4.4 Kile 6: Prosessomlegginger og energieffektivisering i kraftkrevende industri

Aluminium

Total eletterspørsel for produksjon av metaller er i henhold til referansebanen ca 21 TWh i 2020 og ca 15 TWh i 2050. I 2003 ble 78% av elektrisitetsforbruket til produksjon av metaller brukt til produksjon av ikke-jernholdige metaller og hvis man antar at denne andelen er lik i 2050, vil bruken av elektrisitet for hovedsakelig produksjon av aluminium være ca 11 TWh.

CO₂-reduksjoner kan oppnås gjennom direkte reduksjon og indirekte reduksjon. Direkte reduksjon innebærer at det spesifikke forbruket av kull, bek og olje reduseres i prosessen, eller ved at gjenvunnet energi erstatter fossile brenslere utenfor bedriften. Indirekte reduksjon innebærer at spart elektrisitet regnes ekvivalent med CO₂-utslipp fra gassfyrte kraftverk.

Ved produksjon av aluminium er utslippene avhengig av hvilken teknologi som brukes. Generelt sett er utslippene større fra Søderberg-teknologi enn fra prebaked, både av CO₂ og av perflourkarboner (PFK). CO₂-utslippene oppstår ved elektrolysen, mens utslipp av PFK skjer ved et prosessavvik kalt anodeeffekter (AE), når spenningen økes fra 4-5 V til 25-40 V. CO₂-utslippene fra prebaked-anlegg er 1,4-1,55 tonn CO₂/tonn aluminium og fra Søderberg-anlegg 1,75-1,90 tonn CO₂/tonn aluminium /42/. Gjennomsnittlige utslipp av klimagasser er for 2005 beregnet til 1,77 tonn CO₂-ekvivalenter/tonn aluminium for prebaked-anlegg og 2,94 tonn CO₂-ekvivalenter/tonn aluminium for Søderberg-anlegg /42/.

Det er antatt at all aluminiumsproduksjon etter 2013 er basert på prebaked-teknologi. I 2003 ble det produsert 1,2 mill tonn aluminium og elektrisitetsforbruket var 19,5 TWh, dvs 16,4 kWh/kg aluminium /31/. Aluminiumsverkene kan bli fortsatt mer energieffektive gjennom fortsatt satsning på prosjekter som bidrar til økt strømstyrke og redusert badmotstand i cellene. Spesifikk energibruk i aluminiumsindustrien vil være redusert til om lag 14,5 kWh/kg al i 2020 og i 2050 vil spesifikk energibruk kunne være 14 kWh/kg aluminium. Dette tilsvarer en reduksjon på 15% sammenlignet med dagens nivå, og i forhold til referansebanen vil energibruken være 2 TWh lavere i 2050.

Med dagens produksjon er det beregnet et teknisk potensial for energieffektivisering i aluminiumsindustrien til totalt 2 TWh/år. /49/ Av dette har bransjen prioriterte tiltak tilsvarende et potensial på 1,2 TWh/år med tilhørende investeringskostnad på 660 mill kr og reduksjon i CO₂-utslipp på 0,4 mill tonn. Tiltakene er hovedsakelig knyttet til varmegjenvinning, oppgradering av eksisterende Søderberg- og prebake-anlegg og reduksjon av eltap i likerettere og skinner.

Nye teknologier som reduserer energibruken vesentlig kan også bli kommersielt tilgjengelige i perioden frem til 2050. En teknologi som det er forsket på lenge, men som enda ikke er mulig å ta i bruk, er inerte anoder. Inerte anoder er neste generasjons teknologi som kan bidra til å effektivisere aluminiumsindustrien. Inerte anoder lages av materiale som ikke forbrukes i elektrolyseprosessen, slik at det under elektrolysen produseres O₂ i stedet for CO₂. Disse nye materialene; cermets (keramisk + metall) av nikkeloksyd eller jernoksyd innebærer at prosessen for å framstille karbonanoder elimineres. Man ser for seg at spesifikk energibruk kan bli redusert med 15% og produksjonen av dagens anoder helt vil falle bort. Det er usikkert om teknologien vil bli tilgjengelig og også hva den vil koste.

Med nåværende aluminiumproduksjon (1,2 mill tonn aluminium), vil erstatning av dagens anoder med inerte anoder, føre til en reduksjon av CO₂-utslippene med i størrelsesorden 2 mill tonn CO₂/år, basert på redusert bruk av karbon. Med den aktivitetsminskning som inngår i referansebanen, er potensialet for klimagass-reduksjoner i 2050 ca 1 mill tonn CO₂.

Magnesium

Metallisk magnesium ble tidligere produsert ved Norsk Hydro i Porsgrunn, men denne produksjonen er nå nedlagt. Støping av magnesium er fortsatt i drift og medfører utslipp av SF₆. Tidligere ble SO₂ benyttet som dekk-gass, men særlig av hensyn til arbeidsmiljø gikk en over til bruk av SF₆ i løpet av perioden 1979 – 1982. Utstøpingen skjer uten oppsamling eller gjenvinning, og utslippet av SF₆ er således lik forbruket.

Et mulig tiltak er å fase ut bruken av SF₆ og i stedet gå over til igjen å benytte SO₂ som dekk-gass. Gjennomføres tiltaket oppnås en 100 % reduksjon i utslippet. Tiltaket vil imidlertid medføre en økning i utslipp av SO₂ på ca. 30 tonn per år. Dette anses å være et meget moderat bidrag til forsurening sammenholdt med andre utslipp i området. Viktig forutsetning for at tiltaket kan gjennomføres er imidlertid at en av hensyn til arbeidsmiljø lykkes i å utvikle en mer lukket utstøpingsprosess uten å redusere kvaliteten av produktet. SFT vurderer potensialet for redusert klimagassutslipp til 103 ktonn CO₂-ekvivalenter /20/.

Ferrolegeringer

Total elletterspørsel for produksjon av metaller er i henhold til referansebanen ca 21 TWh i 2020 og ca 15 TWh i 2050. I 2003 ble 22% av elektrisitetsforbruket til produksjon av metaller brukt til produksjon av jernholdige metaller og hvis man antar at denne andelen er lik i 2050, vil bruken av elektrisitet være ca 3 TWh.

Både ferrosilisium og silisium-metall produseres i halvåpne ovner. Råstoffet for silisium er kvarts (SiO_2) som reduseres med karbon, i form av kull, koks og/eller trekull til Si og CO. Det brukes også en del treflis for å få en mer åpen charge. Karboninnholdet i flis utnyttes delvis som reduksjonsmiddel. Det finnes per i dag ikke noe alternativ til karbon som reduksjonsmiddel. Flis er det dyreste reduksjonsmiddel man kan benytte, og det vil ikke være praktisk mulig å erstatte vesentlige mengder fossile reduksjonsmaterialer med flis. Spesielle tilfeller hvor man kan få tilgang på tørr flis fra rivningsmaterialer vil være et unntak, men det er små muligheter for å kunne erstatte mer enn tilsvarende noen få 10 000 tonn CO_2 . /42/

Avgassen, mest CO og noe SiO brenner på toppen av chargen til CO_2 og SiO_2 (silikastøv), og temperaturen i avgassen som suges av er opptil 900 °C. Silikastøvet filtreres fra i posefiltre, og derfor må gassen kjøles først. Dermed er det mulig å gjenvinne store deler av tilført energi som varme eller å bruke den til produksjon av elektrisk energi. De norske produsentene har særlig gjennom de siste 20-30 år effektivisert sin produksjon både med hensyn til forbruk av elektrisk kraft og av reduksjonsmaterialer, og fremstår nå som de mest effektive produsenter i verden. Fra 1990 til 2001 ble utslippet redusert fra 3,8 til 3,5 tonn CO_2 -ekv/tonn FeSi ved produksjon av ferrosilisium og fra 4,6 til 4,5 tonn CO_2 -ekv/tonn Si ved produksjon av Si-metall. Disse reduksjoner skyldes til dels at forbruket av biokarbon (trekull og flis) økte fra tilsvarende 0,5 til 0,6 tonn CO_2 /tonn (FeSi+Si) i løpet av perioden. Utslippene ligger allerede betydelig under definert BAT² (IPPC-BREF), som er 4,24 for FeSi 75% og 6,21 for Si-metall.

Energieffektivisering og CO_2 -reduksjoner kan oppnås på ulike måter. Tiltakene kan fordeles i følgende tre tiltaksgrupper:

- Utnyttelse av varme avgasser til elektrisk kraftproduksjon, eventuelt varmeleveranse hvor det ligger til rette for det. Teknisk potensial for elektrisk kraftproduksjon er 1230 GWh/år.
- Optimalisering av hjelpekraftsystemene, Teknisk potensial er 80 GWh/år.
- Optimalisering av elektriske kraftoverføringssystemer til ovnene. Teknisk potensial er 150 GWh/år.

Utnyttelse av høytemperatur avgass eller brennbar avgass til elektrisk kraftproduksjon eller varmeleveranse er den løsningen som klart kan bidra stort til reduksjon av netto elektrisk kraftforbruk og utslipp av CO_2 i ferrolegeringsindustrien. Optimalisering av hovedprosess og driftsoptimalisering er en kontinuerlig prosess hvor man ved økt bruk

² BAT = Best Available Technology

av automatisering og forståelse tilstreber å forbedre utbyttet fra ovnene og redusere det spesifikke kraftforbruket. Det har vært en forbedring av det spesifikke kraftforbruket fra 1990 og frem til i dag. Denne utviklingen vil fortsette, men det er ikke klart hvor langt man kan nå i dette arbeidet.

Med dagens produksjon er det avdekket et totalt potensial for enøktiltak og kraftgenerering i ferrolegeringsindustrien på 1,3 TWh med en investeringskostnad på 2,8 mrd kr. Den tilhørende reduksjonen i CO₂-utslipp er på 0,46 mill tonn CO₂. /49/

Flis tilsettes, som allerede nevnt, for å få en mer åpen charge. Flis er det dyreste reduksjonsmiddel man kan benytte, og det vil heller ikke være praktisk mulig å erstatte vesentlige mengder fossile reduksjonsmaterialer med flis. Spesielle tilfeller hvor man kan få tilgang på tørr flis fra rivningsmaterialer vil være et unntak, men det er små muligheter for å kunne erstatte mer enn tilsvarende noen få 10 000 tonn CO₂.

Trekull har høyere reaktivitet med SiO-gass enn koks (og forkokset kull), og vil faktisk også gi en svak økning i silisium-utbyttet og litt lavere kraftforbruk per tonn produsert metall. Denne fordel av å benytte trekull avhenger av produksjonstype og av smelteovnen. Bedriftene har da også allerede gjennomført tiltak, som har redusert CO₂-utslippene med i alt ca. 240 000 tonn ved å benytte trekull og flis i sin produksjon av silisium metall og høysilisiumholdig FeSi. Disse tiltak er gjennomført til null kostnad, dvs at merkostnad til kjøp av trekull til en pris av ca. 3500 kr/tonn Fix C mot ca 1500 kr/tonn Fix C for kull, oppveies ved økt produksjon og redusert kraftforbruk opp til at ca. 15 % av karbonet tilføres som trekull og flis. Økes andelen av karbon fra trekull så blir fordelene mindre etter hvert som andelen av karbon økes.

Trekull benyttes i dag normalt ikke ved produksjon av standard FeSi (med 75% eller lavere silisiuminnhold), men trekull kan i visse situasjoner brukes for å kompensere begrensninger i ovners elektriske utrustning. Ikke gjennomførte tiltak omfatter også bruk av trekull ved produksjon av ferrosilisium, men her er det ikke funnet noen tiltak som koster under ca. 300 kr/tonn CO₂.

Tiltakene vil som regel kunne gjennomføres uten investeringer. Dermed blir det ingen forskjell på samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk kostnad, og man kan hele tiden beregne kostnaden med grunnlag i prisdifferansen mellom trekull og kull.

SFT vurderer at klimagassene kan reduseres med 426 000 tonn CO₂-ekvivalenter ved å erstatte fossilt kull med trekull til en gjennomsnittlig kostnad på 380 kr/tonn CO₂ /20/. Det er også et potensial å erstatte koks med trekull på 133 000 tonn CO₂ og her er kostnaden vurdert til 1240 kr/tonn CO₂ /20/.

Tabell 9 viser utslippsfaktorer ved produksjon av ferrolegeringer /41/.

Tabell 9 Utslippsfaktorer ved produksjon av ferrolegeringer /41/ (tonn CO₂/tonn kull, koks eller elektrode)

	Kull	Koks	Elektroder
	tonn CO ₂ /tonn kull	tonn CO ₂ /tonn koks	tonn CO ₂ /tonn elektrode
FeSi	3,1	3,36	3,36
Si-metall	3,1	3,36	3,54
FeCr	-	3,22	3,51
SiMn	-	3,24	3,51
FeMn	-	3,24	3,51

Kjemisk industri

Norsk Hydros fabrikk i Porsgrunn er i dag eneste produksjonssted for ammoniakk i Norge. Ammoniakken benyttes som råstoff i Hydros produksjon av kunstgjødsel. Ved anlegget i Porsgrunn benyttes i dag våtgass (blanding av propan, butan og etan) som råstoff for produksjon av hydrogengass og som energikilde i prosessen.

Utslippene av CO₂ fra ammoniakkproduksjonen kan reduseres noe ved overgang fra våtgass til naturgass som råstoff og energikilde. Reduksjonen kommer som følge av at naturgass har et høyere innhold av hydrogen og høyere spesifikt energiinnhold enn den våtgassen som i dag benyttes. Samlet vil en kunne oppnå en reduksjon i utslippene av CO₂ på ca. 15 % /56/. Dette tilsvarer en reduksjon på ca. 160 ktonn CO₂ i forhold til forventet utslipp uten tiltak.

Tiltaket innebærer ingen betydelige investeringsbehov ved bedriften. Imidlertid betinger tiltaket tilgang til naturgass gjennom naturgassledning eller etablering av mottaksanlegg for nedkjølt naturgass. Dette innebærer store investeringer og vil være viktigste hinder for gjennomføring av tiltaket. Slike investeringer i infrastruktur må vurderes i en større sammenheng og involvere flere mulige brukere av naturgass.

Norsk Hydro produserer salpetersyre ved fabrikkene i Porsgrunn og Glomfjord. I denne produksjonen brennes ammoniakk med luft og danner nitrogenoksider som så absorberes i vann til salpetersyre. I prosessen dannes imidlertid også betydelige mengder lystgass, N₂O, som går til utslipp. Mengden er primært avhengig av forbrenningsteknologi og produksjonsnivå. Produksjon av salpetersyre er den klart viktigste industrielle kilden til utslipp av N₂O i Norge.

Ved Hydro Porsgrunn ble ny fabrikklinje (SS3) satt i drift tidlig på 90-tallet. Det ble da implementert en egenutviklet teknologi basert på homogen spalting i et dekomprimeringskammer under katalysatorpakken. Mengden N₂O generert blir med denne teknologien opp mot 70 % lavere enn ved konvensjonell teknologi. Denne teknologien kan være aktuelt å implementere i produksjonslinjer basert på trykkforbrenning. For produksjonslinjer basert på atmosfærisk trykk mener Hydro at

implementering av slik teknologi er så omfattende at dette i realiteten tilsier bygging av nye fabrikklinjer. Ut fra dette er det derfor aktuelt å eventuelt implementere tiltaket ved ytterligere to av produksjonslinjene, en i Porsgrunn og en i Glomfjord. For hver av disse vil en da kunne oppnå en utslippsreduksjon på 60 – 70 %. SFT vurderer potensialet for de to fabrikkene til ca 543 ktonn CO₂-ekvivalenter /20/.

Norsk Hydro arbeider også med utvikling av alternative tiltak til slike relativt omfattende ombygginger av anleggene. Dette gjelder i første rekke utvikling av katalysatorer som kan redusere utslippet ytterligere og uten for store ombygginger av eksisterende anlegg.

Treforedlingsindustrien

Treforedlingsindustrien brukte i 2003 ca 13 TWh energi, hvorav 6 TWh var elektrisitet.

Prosessindustriens Landsforening (PIL) gjennomførte i 2002 en analyse av potensialet for mer miljøeffektiv energibruk og produksjon i norsk prosessindustri /13/. I samarbeid med bedriftene ble det identifisert tiltak som innenfor en investeringskostnad på 2 kr/kWh kan redusere energibruken med 1,7 TWh/år. 82 % av potensialet gjelder termisk energi. Enøk-tiltakene vil redusere bruken av elektrisitet, olje og innkjøpt biobrensel. Med elektrisitet beregnet som produsert i gasskraftverk, tilsvarer redusert energibruk en reduksjon av fossilt CO₂ på 360.000 t/år. I tillegg kan substitusjon utgjøre 330.000 t/år fossilt CO₂. Treforedlingsbransjen valgte å prioritere økt bruk av biobrensel og intern utnyttelse av spillvarme, som de mest interessante tiltakene. Intern utnyttelse av spillvarme har et potensial på 540 GWh/år til en investeringskostnad på 0,28 kr/kWh. Det ble kartlagt 3,9 TWh/år prosessvann og kjølevann fra fabrikkene med temperatur 25-55 C.

Forskning og utvikling vil gi nye energioptimale løsninger som utvider energieffektiviseringspotensialet. Noen teknikker som kan bli aktuelle er:

- Impulspressing. Dette har lenge vært en lovende teknologi med potensial for betydelig reduksjon av dampforbruket i tørkepartiet. Teknikken er imidlertid fortsatt ikke tatt kommersielt i bruk. Condebelt-teknikken, som også kan redusere dampforbruket i tørkepartiet, har muligens et større potensial.
- Høytemperatur varmepumper som kan produsere damp for papirmaskin. Slike varmepumper er under utprøving. Hvis disse kan utvikles til kostnadseffektive installasjoner, vil mange fabrikker kunne heve gjenvinningsgraden for termisk energi betydelig.
- Mer energieffektive raffinører/raffineringskonsepter. Teoretisk energibehov for å defibrere flis er betydelig lavere enn kraftforbruket i TMP anleggene i dag. Utvikling pågår fortløpende og kan i fremtiden supplere eller gi øke energieffektiviseringspotensialet.
- Systemomlegginger og ny bruk av eksisterende teknikk. Ved slike omlegginger kan termisk energibruk i sulfatprosessen reduseres betydelig.

Utslippene av klimagasser fra treforedlingsindustrien vil i henhold til referansebanen være konstante frem til 2050. Totalt er det vurdert at energibruken i 2050 kan reduseres med ca 0,5 TWh ved gjennomføring av lønnsomme tiltak. I tillegg er det estimert at ny teknologiutvikling kan redusere energibruken i forhold til i dag med minst 10-15% eller knapt 2 TWh i 2050.

Sement

Norcem produserer sement i Brevik og i Kjøpsvik, og har utslipp av CO₂ fra ovnene som brenner kalkstein til klinker. Klimagassutslippene er både fra prosessen og fra forbrenning av energivarer, og de kommer fra kalkstein, kull, foredlet avfall (FAB), spillolje, bildekk, biomasse mm. Norcem Brevik planlegger å øke andelen biobrensel i årene fremover, fra ca 10% i perioden 1998-2001 til ca 60% i perioden 2005-2007. Utslippene var i gjennomsnitt 951 719 tonn CO₂ i perioden 1998-2001 /48/. Om lag to tredjedeler av utslippene kommer fra spalting av kalkstein. CO₂-utslippet fra spalting av kalkstein utgjør ca 0,54 tonn per tonn klinker. Dette utslippet kan ikke reduseres. /42/

Hvis biobrenselandelen øker til 60%, vil reduksjonen i energirelaterte CO₂-utslipp bli ca 0,05 mill. tonn CO₂. Den bedriftsøkonomiske kostnaden for dette er beregnet til 190 kr/tonn CO₂ /42/. I tillegg til substitusjon av fossile brensler med biobrensel, er det beregnet et energieffektiviseringspotensial i mineralindustrien på ca 0,1 mill. tonn CO₂ /42/. Dette er tiltak med dårlig bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Totalt for prosessindustrien

I Tabell 10 er de tidligere mulige tiltakene sammenstilt. Totale muligheter for redusert etterspørsel etter elektrisitet summerer seg til ca 3 TWh i 2050. Direkte reduksjoner i klimagassutslipp kan summeres til ca 2 mill tonn CO₂.

Tabell 10 Sammenstilling av mulige tiltak for reduksjon av klimagassutslipp i 2050 ved hjelp av prosessomlegginger og energieffektivisering

Tiltak	Potensial i 2050
Aluminium – teknologisk utvikling -15%	1,7 TWh el
Aluminium – inerte anoder	1 mill tonn CO ₂
Magnesium – SO ₂ dekk-gass	0,1 mill tonn CO ₂
Ferrolegeringer - elproduksjon	1 TWh el
Ferrolegeringer - energieffektivisering	0,1 TWh energi
Ferrolegering – erstatte kull med trekull	0,2 mill tonn CO ₂
Ferrolegering – erstatte koks med trekull	0,1 mill tonn CO ₂
Ammoniakk – naturgass som råvare	0,160 mill tonn CO ₂
Ammoniakk –homogen spalting av N ₂ O	0,543 mill tonn CO ₂
Treforedling - spillvarmeutnyttelse	0,5 TWh energi
Treforedling – teknologisk utvikling	2 TWh energi
Sement – mer bioenergi	0,05 mill tonn CO ₂
Mineraler – enøk	0,1 mill tonn CO ₂

4.5 Samlede kostnader og potensialer

En overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri, kan frigjøre kraft tilsvarende 17 TWh fra produksjon av metaller og karbider. De direkte utslippene av klimagasser vil ved en nedleggelse av all produksjon av metaller og karbider i Norge, bli redusert med ca 3 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i forhold til referansebanen. Hvis elektrisiteten som frigjøres erstatter elektrisitet produsert med gasskraft uten CO₂-håndtering vil klimagassutslippene bli redusert med ytterligere 6 mill. tonn CO₂-ekvivalenter

Hvis det blir gasskraftverk med CO₂-håndtering på Mongstad og i Grenland, er det vurdert som mulig å redusere utslippene fra eksisterende industri med om lag 3 mill. tonn CO₂ ved dagens aktivitetsnivå.

Kile 6 prosessomlegging og energieffektivisering i prosessindustrien består av et stort antall ulike tiltak, med stor variasjon i potensial og kostnader. Totale muligheter for redusert etterspørsel etter elektrisitet summerer seg til ca 3 TWh i 2050. Direkte reduksjoner i klimagassutslipp kan summeres til ca 2 mill tonn CO₂, dersom inerte anoder blir en realitet innen 2050. IFE vurderer det som mest trolig at inerte anoder ikke blir realisert. Teknologisk utvikling på andre områder vil finne sted, og de totale utslippsreduksjonen kan bli 1 mill tonn CO₂.

Per definisjon er enøk-tiltak lønnsomme å gjennomføre, og investeringskostnadene er derfor ikke vurdert som en tiltakskostnad her, hvor det blir sammenlignet med for eksempel kostnadene for CO₂-håndtering fra gasskraftverk. I tillegg til investeringskostnader må det til en betydelig FoU-innsats hvis flere av de beskrevne teknologiene skal bli tilgjengelige innen 2050. Hvor store økonomiske ressurser som må til for å utvikle nye teknologier er ikke mulig å tallfeste i dag, og det er valgt å ikke angi en kostnad for implementering av kile 6.

Tabell 11 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 3

Kile:	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO ₂	Mt CO ₂
Overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri	-	3
CO ₂ -fangst og lagring fra industri	250-270	3
Prosessomlegging	-	1-2

4.6 Betingelser og virkemidler

En viktig årsak til at kraftkrevende industri ble etablert i Norge var grunnet nærheten til naturressursene. Tilgang på ”ubegrenset” og billig elektrisk kraft var vesentlig. De naturgitte forutsetningene for kraftkrevende industri i Norge er ikke lenger like åpenbare. Det norske kraftsystemet er del av det nordiske og europeiske systemet, og norsk vannkraft er ikke en ubegrenset ressurs.

Utviklingen av kraftprisen vil være en viktig parameter for kraftkrevende industri fremover. Denne industrien er særlig utsatt for økninger i kraftprisen, og industrien er avhengig av langsiktige og forutsigbare rammebetingelser. Det har vært jobbet med å etablere et industrikraftmarked i Norge. Dersom dette blir realisert, vil det kunne bedre rammebetingelsen for norsk kraftkrevende industri på sikt.

En eventuell nedleggelse av norsk kraftkrevende industri vil redusere muligheten for reduserte utslipp ved de to øvrige kilene under Kilde 3 Prosessindustri. Dersom industrien gradvis nedlegges blir potensialet for CO₂-reduksjoner som følge av CO₂-fangst og lagring fra prosessutslipp og prosessomlegging og energieffektivisering i kraftkrevende industri også gradvis redusert.

Prosessomlegging innen kraftintensiv industri er avhengig av videre forskning og utvikling. Eksempler på områder som krever ytterligere forskningsinnsats er inerte anoder i aluminiumsindustrien og impulspressing i treforedlingsindustrien.

Energiprisene er av betydning for gjennomføring av prosessomlegging innen prosessindustrien. Ulike støtteordninger har en positiv virkning på gjennomføringsgraden som følge av at både lønnsomheten og motivasjonen øker.

Energiledelse vil være et viktig virkemiddel for å oppnå optimal drift i industrien. Energiledelse er en kontinuerlig prosess hvor bedriftene kartlegger egen situasjon med hensyn på energibruk og effektivitet, setter mål, gjennomfører kostnadseffektive tiltak, reviderer og setter nye mål.

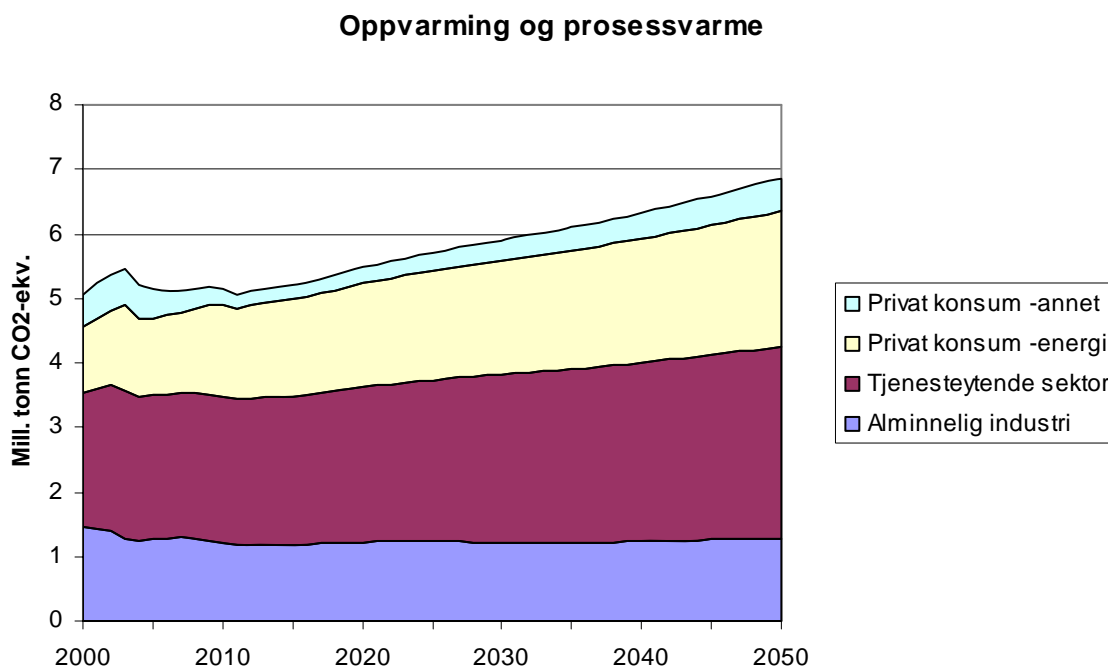
Forpliktelse er et annet viktig virkemiddel for å oppnå forbedringer i industrien. Eksempelvis er det pr i dag en ordning for treforedlingsindustrien som innebærer at de bedriftene som forplikter seg til å implementere energiledelse og gjennomføre lønnsomme energieffektiviseringstiltak, får fritak for elavgiften.

5 KILDE 4 Oppvarming og prosessvarme (stasjonær forbrenning)

5.1 Status og prognose

Kilde 4 oppvarming og prosessvarme omfatter CO₂-utslipp fra stasjonær forbrenning innenfor alminnelig industri, husholdninger og tjenesteytende sektor. I alminnelig industri inngår de industribransjer som ikke er med i kilde 2 og 3, dvs næringsmiddelindustri, tekstil, trevarer, grafisk og verkstedindustri.

I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra oppvarming og prosessvarme (stasjonær forbrenning) i 2020 øke til 5,5 mill. tonn CO₂-ekvivalenter og til 6,9 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050, se Figur 5-1. I referansebanens stasjonære utslipp fra privat konsum i 2050 er 19% ikke-CO₂-bidrag fra bruk av diverse kjemikalier (impregnering av sko og klær, kjølemidler i kjøleskap etc., metan fra en viss andel hjemmekompost, etc.), se ”privat konsum – annet” i figuren under.



Figur 5-1 Klimagassutslipp fra oppvarming (stasjonær forbrenning) i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

5.2 Prioritering av teknologier

Stasjonær forbrenning innenfor de valgte sektorene bruker energibærere som olje, kull, gass, ved etc ved forbrenning i kjeler, ovner, etc. Fossile energikilder som brennes i kjeler eller ovner for å produsere damp eller varmt vann kan i prinsippet helt erstattes av

ikke-fossile energikilder, og derved redusere utslippene av klimagasser. Substitusjon av olje og gass med bioenergi er derfor en teknologisk kile som vil vurderes videre.

I disse sektorene brukes mye elektrisitet til oppvarming. I dag er de direkte utslippene av klimagasser liten, da elektrisitet for en stor del produseres uten klimagassutslipp. Da elektrisitet er en mangelvare i dag og sannsynligvis vil være det også i fremtiden, er det valgt å også studere mulighetene for å erstatte elektrisitet brukt til oppvarming med bioenergi, fjernvarme eller varmepumper. Annen substitusjon er ikke studert nærmere (unntatt i forbindelse med kile 6 prosessomlegginger i prosessindustri).

En annen måte å redusere utslippene fra stasjonær forbrenning er å redusere etterspørselen etter energi, for eksempel ved å gjennomføre energieffektiviseringstiltak, hvilket også vil vurderes videre.

5.3 Kile 7: Substitusjon

Substitusjon av olje og gass

Husholdningssektoren brukte i 2002 3,4 TWh olje og parafin. Dette kan antas i sin helhet å bli brukt til forbrenning i oljekjeler eller parafinovner. Disse kjelene og ovnene kan erstattes av tilsvarende utstyr som bruker bioenergi i form av flis, pellets eller ved. Noe økt bruk av bioenergi vil kunne skje uten investeringer, da mange har mulighet for vedfyring, men hvis mesteparten av oljeforbruket skal erstattes med bioenergi, vil det være behov for investeringer i nytt utstyr.

Parafinovner kan direkte erstattes av vedovner eller pelletskaminer. En pelletskamin er dyrere enn en vedovn, men er samtidig enklere i bruk med automatisk mater og termostat. Den plasseres i et oppholdsrom hvor den avgir direkte varme. Vanligvis regner en at pelletskaminer avgir maksimalt 10-12 kW, hvilket vil være nok til å varme opp en boflate på 150-200 m². Som regel vil det være fordelingen av varmen som vil begrense hvor mange kvadratmeter en kamin kan dekke. Pelletskaminer bruker tørket treflis, som er komprimert til små sylindriske enheter med en typisk diameter på 6-8 mm. På grunn av de små dimensjonene får pellets omtrent samme håndterings-egenskaper som parafin eller fyringsolje. /17/

I en bolig med sentralvarmeanlegg er det mulig å investere i en bioenergikjel, som enten bruker ved, flis eller pellets. Kjelen må stå i et eget fyrrom i boligen og knyttes til en akkumulatortank. Alle typer fyringskjeler må ha en akkumulatortank, men en vedkjel trenger en større tank enn andre fyringskjeler, for at man skal slippe å fyre hele døgnet. En pelletskjel har den fordelen at den kan brenne døgnekontinuerlig og har dermed ikke behov for en like stor akkumulatortank som en vedkjel.

En eksisterende oljekjel kan enten erstattes av en ny bioenergikjel, eller så kan oljebrenneren erstattes med en pelletsbrenner med tilhørende brenselhåndteringssystem.

En stor del av økningen i oljeforbruk i referansebanen, må antas komme fra nye boliger. Økt investeringskostnad vil da være forskjellen mellom investeringskostnad i oljekjeler/parafinovner sammenlignet med bioenergikjeler/kaminer. Også for eksisterende oljekjeler og parafinovner, vil det i perioden frem til 2050 bli nødvendig

med utskifting av utstyr. Hvis man antar at det meste av utskiftingen skjer når det likevel må erstattes, vil merkostnaden bli lavere, samtidig som utskiftingshastigheten blir redusert.

Installasjonskostnadene for en ny pelletskjel er ca 10% høyere enn for en oljekjel, mens vedkjelen er ca 40% dyrere enn oljekjelen /18/. Energiprisene har stor betydning for lønnsomheten i valg av kjel og det er derfor uklart hva som menes med kostnadene for substitusjon av olje med bioenergi i et perspektiv til 2050, hvor mesteparten av substitusjonen kan antas å være nyinstallasjon. Oljekjeler har vært lenge på markedet, mens pelletskjeler fortsatt er et relativt nytt produkt, med lite volum. Hvis det i fremtiden blir større interesse for bioenergikjeler, er det godt mulig at kostnaden for pelletskjeler ikke blir høyere enn for oljekjeler. Det er derfor vurdert at muligheten for å erstatte fremtidig oljeforbruk i husholdningssektoren med bioenergi, ikke fører til økte kostnader. Den største kostnaden for forbrukeren er sannsynligvis valget av et vannbårent oppvarmingssystem, men den kostnaden ligger allerede inne i referansebanen, da oljefyring er valgt.

I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra stasjonær forbrenning i husholdningssektoren øke til 1,6 mill. tonn i 2020 og til 2,1 mill. tonn i 2050. I prinsippet kan all stasjonær forbrenning i husholdningssektoren erstattes av bioenergi.

Tjenesteytende sektor brukte i 2002 3,5 TWh olje (hovedsakelig fyringsolje 1&2). Det antas at dette brennes i oljekjeler, og disse kan da i prinsippet erstattes av bioenergikjeler eller fjernvarme (produsert med fornybare energikilder).

I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra bruk av fyringsolje i tjenesteytende sektor øke fra 0,9 mill. tonn i 1999 til 1,2 mill. tonn i 2020 og til 1,4 mill. tonn i 2050, hvilket for en stor del kan erstattes med bioenergi.

Utslippene fra alminnelig industri (ikke prosessindustri/kraftkrevende industri) var i henhold til SSB /15/ 0,9 mill. tonn CO₂ i 2002. Mesteparten var fra forbrenning av fyringsoljer og noe fra gass. En del av dette brukes direkte i for eksempel tørker, men det meste brennes i kjeler, og kan dermed erstattes av bioenergi.

I henhold til referansebanen vil klimagassutslippene fra stasjonær forbrenning i alminnelig industri øke til 1,2 mill. tonn i 2020 og til 1,3 mill. tonn i 2050.

Prosessindustri og primærnæringer inngår ikke i kilde 4 oppvarming og prosessvarme, men for å unngå flere kiler med substitusjon, er det valgt å samle alle substitusjonsmuligheter til denne kilen. I prosessindustrien er det hovedsakelig treforedlingsindustrien som brenner større mengder olje eller gass i kjeler, som kan erstattes med bioenergi.

I treforedlingsindustrien ble det brukt 1,5 TWh olje og 0,1 TWh gass i 2002. Dette kan i prinsippet erstattes av bioenergi. Den olje som brukes i celluloseindustriens mesaovner, kan erstattes av tørr bioenergi for eksempel tørket barkpulver, slik at tilstrekkelig høy temperatur kan oppnås. Substitusjon av olje med bioenergi i treforedlingsindustrien vil da utgjøre en reduksjon i CO₂-utslipp på 0,6 mill tonn CO₂ i 2020 og 0,5 mill tonn CO₂ i 2050, i henhold til fremskrivningene i referansebanen.

Utslippene fra stasjonær forbrenning i primærnæringene var ca 0,1 mill. tonn CO₂ i 2002. Mesteparten var fra forbrenning av fyringsoljer, og kan dermed erstattes av bioenergi. De totale klimagassutslippene fra primærnæringene vil i henhold til referansebanen bli halvert til 2050. Potensialet for substitusjon av olje med bioenergi vil derfor sannsynligvis være lavere enn potensialet i 2002.

Samlet gir alle disse mulighetene for substitusjon av olje med bioenergi et potensial på ca 6 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 7 mill tonn CO₂ i 2050. Det er ikke vurdert en tilhørende ekstra kostnad for å erstatte olje med bioenergi, da det er forutsatt at det skjer ved nyinstallasjon og at energiprisene har en avgjørende betydning for valg av energikilde.

Substitusjon av elektrisitet

Totalt elektrisitetsforbruk i private husholdninger var ca 35 TWh i 2002. Av dette brukes ca 41% til oppvarming og varmtvann, dvs ca 14 TWh i 2002 /19/. Dette kan i prinsipp erstattes med andre energikilder, men det krever store investeringer da en stor del brukes for direkteoppvarming i panelovner. I nye hus vil kostnadene være vesentlig lavere, og fram mot 2050 vil mulighetene for redusert bruk av elektrisitet til oppvarming derfor øke.

I referansebanen er forbruket av elektrisitet i husholdningene i 2020 51 TWh og i 2050 91 TWh. Hvis man antar at andelen av innkjøpt elektrisitet til oppvarming og varmtvann er lik som i dag, vil det tilsvare at hhv 21 TWh og 37 TWh vil brukes til oppvarming i husholdningene i hhv 2020 og 2050. Hvis denne elektrisiteten blir produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil utslippene bli ca 7 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 13 mill tonn CO₂ i 2050.

Dette kan erstattes med for eksempel bioenergi, fjernvarme eller varmepumper. I gjennomsnitt regner man med at elektrisitetsforbruket blir redusert med 2/3 ved bruk av varmepumper.

I næringsbygg er ca 36% av total energibruk elektrisitet til oppvarming /22/. Total årlig energibruk i næringsbygg er i henhold til referansebanen ca 25 TWh i 2000, dvs ca 9 TWh elektrisitet brukes årlig til oppvarming i dag. Etterspørselen etter energi i tjenesteytende sektor er i henhold til referansebanen 32 TWh i 2020 og 42 TWh i 2050. Hvis man antar at veksten i elektrisitet til oppvarming i referansebanen følger samme utvikling, vil det bli brukt ca 11 TWh elektrisitet til oppvarming i næringsbygg i 2020 og ca 15 TWh i 2050. Hvis denne elektrisiteten blir produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil utslippene bli ca 4 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 5 mill tonn CO₂ i 2050.

I industri og næringsbygg brukes det i dag elkjeler for produksjon av damp eller varmt vann. I 2002 var forbruket ca 5,7 TWh. Dette kan erstattes av kjeler som bruker andre energibærere som for eksempel bioenergi eller det kan erstattes av varmepumper eller fjernvarme.

Det er estimert en total bruk av elektrisitet til oppvarming i 2020 på ca 32 TWh og på ca 52 TWh i 2050, som kan erstattes med andre energikilder. Etterspørselen etter elektrisitet har en mulighet å bli redusert med tilsvarende mengder. Hvis denne

elektrisiteten blir produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil utslippene bli ca 14 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 18 mill tonn CO₂ i 2050.

Vinteren 2003 var det en tilskuddsordning for husholdninger som hovedsakelig brukte elektrisitet. Det var mulig å søke om støtte til installasjon av varmepumper, pelletskaminer og styringssystem. Varmepumper var det tiltak som ble mest implementert. Total besparelse er beregnet til 100-150 GWh og 83,5 mill. kr ble gitt i støtte /34/. Hvis levetiden er 15 år, blir virkemiddelkostnadene ca 5 øre/kWh eller ca 140 kr/tonn redusert CO₂. Dette kan eventuelt brukes som en indikasjon på samfunnskostnader ved substitusjon av elektrisitet, men hvis man vurderer kostnadene så langt frem i tid som til 2050, kan man også anta at direkte eloppvarming blir erstattet i forbindelse med nybygging og nødvendige rehabiliteringer, hvor oppvarmingsutstyr likevel må erstattes. Det er derfor her valgt å vurdere de samfunnsmessige kostnadene til null.

5.4 Kile 8: Energieffektivisering i boliger

Mulighetene for energieffektivisering er i kontinuerlig endring både fordi tiltak realiseres og fordi nye muligheter utvikles. Forskning og teknologiutvikling bidrar til å øke potensialet. Informasjon, holdningsendringer og kompetanseoppbygging bidrar til å forsere realiseringen av energieffektiviseringsmulighetene. Anslagene over mulighetene for energieffektivisering omfatter bare investeringstiltak. Redusert energibruk som kan oppnås gjennom endringer i adferd som følge av endringer i holdninger, vaner og rutiner er ikke tatt med her.

Energibruken til utstyr i husholdningene har økt betydelig de siste årene. For å gjøre forbrukere mer bevisste på ulike apparaters energibruk, er et EU-direktiv innført (92/75/EC) som pålegger alle produsenter å merke sine produkter med energi- og ressursforbruk. Hvis forbrukerne velger de mest energieffektive apparatene, vil energibruken bli redusert og produsentene vil bli påvirket til å utvikle stadig mer energieffektive produkter. Direktivet om energimerking omfatter i dag kjøleskap, fryser, tørketromler, vaskemaskiner, oppvaskmaskiner, varmtvannsberedere, belysningskilder, klimaanlegg og ovner. Direktivet om energieffektivitetskrav omfatter kjøleskap, fryser og kombinasjoner av disse. Til en viss grad har økt energieffektivitet ført til økt totalt forbruk av en vare (for eksempel at et gammelt kjøleskap beholdes, når man kjøper et nytt, mer energieffektivt kjøleskap), men denne økningen vil etter hvert oppnå en metning, slik at økt effektivitet fører til et totalt sett lavere forbruk

I fremskrivninger av energibruk i boliger inngår det en generell effektivisering, men utover dette er det et potensial for effektivisering som på grunn av ulike barrierer ikke automatisk gjennomføres. I en eksisterende gjennomsnittlig bolig er det et stort potensial for reduksjon i energibruken, og anslagene for hvor stort potensialet er, er sterkt avhengig av energiprisene. Mange kilder hevder at energibruken kan reduseres med ca 20% ved å forbedre energieffektiviteten (bl.a. /26/, /27/ og /28/).

I SFTs tiltaksanalyse /20/ er mulighetene for energieffektivisering i boliger antatt til 7% av total energibruk (samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak) /21/. Det er forutsatt at energibesparelsene fordeler seg likt mellom de ulike energibærerne. Eksempler på energieffektiviseringstiltak er: Etterisolering, utskifting av vinduer, varmegjenvinning

og varmestyringssystemer. En effektivisering innenfor 7% av energibruken er lønnsom og merkostnaden for gjennomføring er derfor av SFT satt til null.

Fram mot 2050 vil en stor del av boligmassen være bygd med god isolasjon og energieffektive vinduer, slik at denne delen av energieffektiviseringstiltakene vil bli redusert. Det vil blant annet bli innført en lov om energimerking av bygninger og inspeksjon av tekniske anlegg, som vil bidra til energieffektivisering (se beskrivelse av bygningsenergidirektivet under kile 9). Det vil bli stilt minstekrav om energieffektivitet ved nybygging, energisertifikat og inspeksjonsordninger vil innføres, og i fremtiden vil man kunne forvente at energieffektiviteten er vesentlig bedre enn i dag.

Hvis man i potensialet for energieffektivisering i 2020 og 2050 inkluderer økte krav til bygningsstandarder etc., er det her vurdert at energibruken kan reduseres med 20% i forhold til referansebanen. En stor del av denne energibesparelsen vil være redusert forbruk av elektrisitet, da det er den største energikilden i husholdningssektoren. De direkte besparelsene i klimagassutslipp vil utgjøre ca 0,3 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 0,4 mill tonn CO₂ i 2050. Totale energibesparelser er ca 11 TWh i 2020 og ca 20 TWh i 2050. Hvis elektrisiteten som blir spart er produsert med gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil besparelsene i CO₂-utslipp utgjøre ca 4 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 7 mill tonn CO₂ i 2050.

En lavenergibolig har i dag et energibehov på ca 100 kWh/m², hvilket er omtrent halvparten av energibehovet til en bolig bygd etter dagens forskrifter. Det reduserte energibehovet oppnås blant annet gjennom bedre isolasjon av bygningskroppen, superisolerte vinduer og gjenvinning av varmen i ventilasjonsluften. I forslaget til energimerking av boliger er kravet til den beste merkeklassen (A) satt til <70 kWh/m² /32/. Spesifikk energibruk var 214 kWh/m² i enebolig i 2001, mens det i blokkleiligheter var 174 kWh/m² /30/.

IFE har i en vurdering av energibruksutviklingen frem mot 2020 /30/, i basisscenariet forutsatt at energiintensiteten til oppvarming i husholdningssektoren synker med 0,5% pr år. Dette betyr at det forventes at boligmassen gradvis blir forbedret på grunn av nye krav til boliger, blant annet EUs direktiv om energibruk i bygninger. Det er forutsatt at oppvarmingen fra elspesifikt utstyr og belysning bidrar til å dekke deler av oppvarmingsbehovet. Dette bidraget er forventet at reduseres frem mot 2020 på grunn av at utstyret blir mer energieffektivt. Totalt sett betyr dette at oppvarmingsbehovet øker fram mot 2020 på grunn av økt areal. Det er i basisscenariet forutsatt at det er en dekobling mellom fremskrivningen av privat konsum og elspesifikt forbruk. Det er her benyttet en dekobling tilsvarende 2% pr år. Dette skyldes at det forventes en teknisk utvikling slik at økt privat konsum dekobles fra økt elspesifikt forbruk.

Referansebanen er basert på en årlig vekst av elektrisitet på 1,9% og brensel på 1,3% til privat konsum. Hvis denne blir redusert med 0,5% pr år, vil stasjonær energibruk i husholdningssektoren være ca 30% lavere enn i referansebanen.

Utvikling av husholdningenes energibruk avhenger av en rekke faktorer som blant annet befolkning, antall boliger, boligareal og privat konsum. Fra analyser av energibruken i perioden 1990-2002 ser en at husholdningenes totale energibruk har vært relativt konstant siden 1994, mens den har sunket pr husholdning/areal /33/.

5.5 Kile 9: Energieffektivisering i alminnelig industri og næringsbygg

Tjenesteytende sektor brukte i 2000 ca 26 TWh energi i henhold til referansebanen, hvorav ca 80% var elektrisitet.

Det er så vidt kjent ikke nylig gjort noe grundig arbeid med å beregne potensialet for energieffektivisering i næringsbygg, men mange ulike kilder hevder at energibruken kan reduseres med ca 20% ved å forbedre energieffektiviteten (bl.a. /26/, /27/ og /28/).

I SFTs tiltaksanalyse /20/ er mulighetene for energieffektivisering i næringsbygg antatt til 7% av total energibruk (samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak) /21/. Det er forutsatt at energibesparelsene fordeler seg likt mellom de ulike energibærerne. Eksempler på energieffektiviseringstiltak er: etterisolering, utskifting av vinduer, varmegjenvinning og varmestyringssystemer. En effektivisering innenfor 7% av energibruken er lønnsom og merkostnaden for gjennomføring er derfor her satt til null.

Fram mot 2050 vil en stor del av bygningsmassen være bygd med god isolasjon og energieffektive vinduer, slik at denne delen av energieffektiviseringstiltakene vil bli redusert. Det vil blant annet bli innført en lov om energimerking av bygninger og inspeksjon av tekniske anlegg, som vil bidra til energieffektivisering.

Bygningsenergidirektivet er et EU-initiativ, og har som målsetting å bidra til økt energieffektivitet i bygningsmassen /29/. Direktivet inneholder bestemmelser om:

- en rammemetode som kan beregne bygningers energieffektivitet
- minstekrav til energieffektivitet i nye bygninger og i større bygninger som renoveres
- energimerking av bygninger ved oppføring, salg eller utleie
- krav til synlig energimerking i offentlige bygninger over 1000 m²
- regelmessig inspeksjon av kjelanlegg, - alternativt andre tiltak som gir samme effekt
- regelmessig inspeksjon av kjøle- og luftkondisjoneringsanlegg

Hensikten med å energimerke bygg er å bidra til økt energieffektivitet i bygningsmassen. Dette skal gjøres ved å:

- synliggjøre byggets energibehov og evt. reelle energibruk overfor brukere av bygget
- gi anbefalinger om tiltak for å redusere energibruken

Studier tyder på at byggebransjen har lite fokus på energieffektive bygg. Ved oppføring av nybygg fokuseres det på attraktivitet i markedet (beliggenhet, utsikt og lignende), investeringskostnad og forskriftskrav. Erfaring viser at næringsbygg og boliger kan bygges betydelig mer energieffektive ved hjelp av moderate tilleggsinvesteringer.

I tillegg til energimerking er det krav om inspeksjon av tekniske anlegg og hensikten er å bidra til en mer effektiv drift og mindre energibruk. Anleggenes effektivitet reduseres over tid. Brenneren i kjelanlegg sotes til, og filtre i ventilasjonsanlegg tettes til. Ofte er anleggene feil dimensjonert eller innstilt i forhold til faktisk behov eller bruk av

bygningen. Selv om direktivet kun stiller krav om inspeksjon av kjøleanlegg er det under norske forhold naturlig å inkludere ventilasjonsanlegg i en slik ordning.

Hvis man i potensialet for energieffektivisering i 2020 og 2050 inkluderer økte krav til bygningsstandarder etc., er det her vurdert at energibruken kan reduseres med 20% i forhold til referansebanen. En stor del av denne energibesparelsen vil være redusert forbruk av elektrisitet, da det er den største energikilden i næringsbygg. De direkte besparelsene i klimagassutslipp vil utgjøre ca 0,3 mill tonn CO₂ i 2050. Totale energibesparelser er ca 7 TWh i 2020 og ca 9 TWh i 2050. Hvis elektrisiteten som blir spart er produsert med gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil besparelsene i CO₂-utslipp utgjøre ca 2 mill tonn CO₂ i 2020 og ca 3 mill tonn CO₂ i 2050.

Totalt brukes det ca 2,0 TWh til utendørs belysning i Norge årlig, og potensialet for effektivisering er anslått til om lag 0,5 TWh per år. /24/

Den siste oppdateringen av energieffektivisering i industrien ble gjort i forbindelse med arbeidet med NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen i Norge mot 2020 /28/. Totalt enøk-potensial med investeringer på inntil 5 kr/kWh og inklusive fremtidige teknologier ble beregnet til ca 17 TWh/år. Enøk-potensialet innenfor alminnelig industri (unntatt produksjon av mineralske produkter), ble beregnet til 1,4 TWh el og 1,9 TWh termisk energi /14/. Dette tilsvarte den gang ca 22% av elforbruket og ca 26% av termisk energibruk. Hvis kun tiltak med en investeringskostnad <1 kr/kWh tas med, var potensialet hhv 14% el og 17% termisk energi.

Fremskrivningen av energibruk i alminnelig industri er i referansebanen basert på fremskrivning av bruttoproduksjonen. Fra 1990 til i dag er energiintensiteten (energi delt på bruttoprodukt) redusert med 9% /31/. Hvis denne utviklingen fortsetter med samme årlige reduksjon frem til 2050, vil energiintensiteten i alminnelig industri være 34% lavere enn i dag. Framskrivningen blir vanligvis bedre hvis man kan bruke produserte mengder istedenfor bruttoprodukt, da sammenhengen mellom energibruk og produsert volum vanligvis er større enn sammenhengen mellom energibruk og bruttoprodukt.

Energiledelse er et administrativt system som bedrifter/næringsbygg etablerer for å nå fastsatte mål for energieffektivitet og energikostnader. I praksis betyr dette å fokusere på energi som kostnadsfaktor i bedriften/bygget. Det innebærer å etablere en styringsstruktur med fastlagte ansvarsforhold, rutiner og mål. Energiledelse skal påvirke de ansattes energimessige atferd, fremme en energiøkonomisk drift og avdekke muligheter for energibesparelser. Ved å innføre energiledelse vil bedriften sikre seg energiforsyning i form av rett mengde, kvalitet og pris. Engasjement og motivasjon, både hos ledelse og ansatte, er grunnleggende forutsetninger for å lykkes med energiledelse. Innledningsvis må ledelsen gi aksept og støtte aktivt opp, slik at arbeidet får den nødvendige prioritet.

En sentral oppgave i forbindelse med energiledelse er å etablere rutiner for kontinuerlig forbedring. Dette skjer ved hjelp av et styringssystem hvor bestemte personer i organisasjonen får ansvar for å utføre ulike oppgaver innen registrering og behandling av data, utarbeidelse av nøkkeltall, informasjon osv. Arbeidet må være i samsvar med bedriftens energipolitikk og fastsatte mål.

Resultater fra Bransjenettverket for energibruk i norsk industri /35/ viser at bedrifter som har etablert energiledelse, har en bedre ressursutnyttelse enn andre i samme bransje. I gjennomsnitt har disse bedriftene redusert energibruk per produsert enhet med 5% mer enn de øvrige bedriftene.

Utviklingen av enøk-potensialet frem mot 2050 er sterkt avhengig av industriutviklingen i Norge. I referansebanen øker ikke utslippene fra alminnelig industri fra i dag frem til 2050, og energietterspørselen er ca 10 TWh elektrisitet og ca 3 TWh termisk energi i 2050. Enøk-potensialet i forhold til referansebanen er vurdert til ca 15% elektrisitet og ca 20% termisk energi, hvilket tilsvarer 1,6 TWh elektrisitet og 0,5 TWh termisk energi. Reduksjonen i klimagassutslipp er beregnet til hhv ca 0,6 mill tonn CO₂ (sammenlignet med gasskraftverk) og ca 0,2 mill tonn CO₂, til sammen ca 0,7 mill tonn CO₂.

Enøk-tiltak er per definisjon lønnsomme å gjennomføre, og vi mener derfor at det ikke er riktig å bruke investeringskostnaden for tiltakene som en kilekostnad på lik linje med for eksempel kostnaden for CO₂-håndtering ved gasskraftverk. Imidlertid vil hele energieffektiviseringspotensialet ikke bli utløst uten noen form for virkemiddelbruk. Enova bruker ulike former for virkemidler for å utløse energieffektivisering, hovedsakelig innenfor tjenesteytende sektor og industri. I 2004 var kostnaden over levetiden i gjennomsnitt 0,022 kr/kWh. Med dagens fordeling mellom fossile brensler og elektrisitet, og hvis elektrisiteten blir produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil kostnaden per redusert klimagassutslipp i gjennomsnitt være 66 kr/tonn CO₂.

For å utløse en større del av energieffektiviseringspotensialet, vil det sannsynligvis være behov for flere typer virkemidler eller sterkere virkemidler. Disse kan være av typen økonomisk støtte, som vil føre til økte kostnader for virkemidler, eller de kan være fiskale (økte avgifter), som vil føre til økte inntekter, eller strengere lover og forskrifter, som ikke forandrer kostnadsbildet noe særlig. Som et estimat for kostnadene for implementering energieffektiviseringstiltak er det valgt å bruke dagens offentlige kostnader, representert ved Enovas virkemiddelkostnader.

5.6 Samlede kostnader og potensialer

Totale energirelaterte utslipp fra stasjonær forbrenning i sektorene i kilde 4 (husholdninger, tjenesteytende og alminnelig industri), vil i henhold til referansebanen være ca 7 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050. Mulighetene for å redusere utslippene ved å erstatte forbruk av olje med bioenergi innen alle sektorer er beregnet til ca 7 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050. Alternativt kan utslippene reduseres ved implementering av energieffektiviserende tiltak, som har et potensial å redusere de direkte klimagassutslippene med ca 0,9 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050 og indirekte, ved å redusere etterspørselen etter elektrisitet, som i 2050 i referansebanen blir produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering, vil totale klimagassutslipp kunne reduseres med ytterligere ca 10 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050, se Tabell 12.

I tillegg til substitusjon av olje med bioenergi, er det sett på mulighetene for å redusere etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming. Basert på nåværende fordeling av el til oppvarming og andre formål, er potensialet for substitusjon av elektrisitet til oppvarming med bioenergi vurdert til ca 50 TWh i 2050.

Kile 7 er i konkurranse med kile 8 og 9, på så måte at hvis kilen 7 gjennomføres helt eller delvis, vil potensialet for kile 8 og 9 reduseres, og omvendt (kile 8 og 9 er ikke i konkurranse med hverandre). Hvis elektrisitet blir produsert uten klimagassutslipp, eller med reduserte klimagassutslipp, vil potensialene knyttet til elektrisitet forandres.

Tabell 12 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 4

Kile:	Kostnad		Realiserbart potensial	
	øre/kWh	kr/tonn CO ₂	TWh	Mt CO ₂
Substitusjon av olje og gass med bioenergi	-	-	26	7
Substitusjon av elektrisitet til oppvarming	-	-	52 ^b	18 ^b
Energieffektivisering i boliger - fossilt	3,6 ^c	300 ^c	1 ^a	0,4 ^a
Energieffektivisering i boliger - elektrisitet	3,6 ^c	240 ^c	18	6
Energieffektivisering i næringsbygg og industri - fossilt	2,2 ^c	100 ^c	2 ^a	0,4 ^a
Energieffektivisering i næringsbygg og industri - elektrisitet	2,2 ^c	100 ^c	9 ^b	3 ^b

^{a)} Besparelser i direkte klimagassutslipp, ved redusert bruk av fossile brenslere

^{b)} Besparelser i elektrisitet, ved redusert etterspørsel etter el produsert fra gasskraftverk uten CO₂-håndtering

^{c)} Kostnader i forbindelse med offentlige tiltak for å utløse potensialet. Grunnlaget for beregning av kostnader i husholdningssektoren er lite, og det er derfor stor usikkerhet i tallene.

5.7 Betingelser og virkemidler

Energiprisene er av stor betydning for gjennomføring av enøktiltak, men også kunnskap og motivasjon har mye å si. Støtteordninger som øker lønnsomheten i prosjekter, samtidig som motivasjonen blir styrket, har en positiv påvirkning på gjennomføringsgraden av enøktiltak. Ulike former for forpliktelser øker også gjennomføringsgraden, slik som for eksempel ordningen med treforedlingsindustrien hvor de ikke må betale elavgift hvis de forplikter seg å innføre energiledelse og gjennomføre lønnsomme enøktiltak.

Økt satsing på forskning og utvikling av nye, mer energieffektive teknologier, vil sannsynligvis øke potensialet og redusere kostnadene.

Eventuell nedleggelse av norsk industri vil redusere mulighetene for reduserte utslipp ved å gjennomføre energieffektiviserende tiltak. Substitusjon av fossile brensler vil redusere utslippsreduksjonen for enkelte enøktiltak.

Myndighetene kan øke gjennomføringsgraden av energieffektiviseringstiltak dels ved pålegg om avgifter (energi, CO₂) og kvoter, og dels ved lovgivning. Gjennom EØS-avtalen innføres blant annet EU-direktivene om energimerking, om energieffektivitet hos sluttbruker og energitjenester og bygningsenergidirektivet. For industrien er IPPC-direktivet som er inkludert i forurensningsloven, av stor betydning.

Energimerkeordninger for hvitevarer har eksistert i en del år, men det arbeides også med en ordning for energimerking av boliger. Energieffektivitet i nye boliger blir i dag lite synliggjort og det er lite fokus på og lite markedsføring av boliger med lavt energiforbruk. Metoden er tenkt basert på samme filosofi og symbolikk som EUs merkeordninger for hvitevarer. med skala fra A til G.

Målsettingen for energimerkeordningen for bolig er blant annet:

- At energibruk og miljøbelastning skal være synlig ved salg og omsetning av boliger.
- Å være et incentiv for boligprodusenter og utbyggere til å levere energieffektive boliger.
- Å indirekte være en drivkraft for byggleverandører til å levere energieffektive produkter.

Både nye og eksisterende bygninger skal energimerkes etter hvert som ordningene trer i kraft. Samtidig forberedes det innført nye krav til energibruk i nybygg i byggeforskriftene. Disse vil også stille krav om å legge til rette for bruk av nye fornybare energikilder der dette er lønnsomt i et livsløpsperspektiv.

Formålet med IPPC-direktivet (EUs rådsdirektiv 96/61 EF) er å samle regulering av alle forurensende utslipp til luft, vann og jord fra én og samme virksomhet i én tillatelse, gitt av én myndighet. Ved dette skal man oppnå en mer helhetlig vurdering og regulering av den samlede forurensningsbelastningen forårsaket av en virksomhet, og derigjennom en bedre beskyttelse av miljøet.

Som følge av EØS-avtalen, er IPPC-direktivet også implementert i norsk lovgivning. Mens IPPC-direktivet innebar en omlegging av lovverk og forvaltning i flere europeiske land, har imidlertid systemet med integrert forurensningsbegrensning vært gjeldende rett i Norge siden lov om vern mot forurensning og om avfall (forurensningsloven) trådte i kraft i 1983.

Forurensningslovens definisjon av forurensning er meget vid, og omfatter alle typer utslipp og alle resipienter. Loven har også etablert et system for søknad, behandling,

fastsettelse og endring av tillatelser til å forurense. Tillatelsene omfatter alle former for forurensning, og gis av forurensningsmyndighetene. Forurensningsloven oppfyller med sitt system IPPC-direktivet, men ivaretok ikke fullt ut det av direktivets «alminnelige prinsipper om den driftsansvarliges grunnleggende forpliktelser» som gjelder energiutnyttelse.

Prinsippet innebærer at forurensningsmyndighetene ved sin behandling av en utslippssøknad skal sikre at virksomheten drives på en slik måte at «energien utnyttes effektivt». Forurensningsmyndigheten må ha anledning til å ta dette i betraktning når den fastsetter vilkårene for tillatelse til en forurensende virksomhet. Dette nødvendiggjorde en utvidelse av hjemmelsgrunnlaget i forurensningsloven. Et hovedprinsipp i IPPC-direktivet er at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte "beste tilgjengelige teknikker" (BAT – best available techniques), og at de utslippsgrenser som fastsettes i en tillatelse, skal baseres på BAT. På sikt bidrar dette til at mer energieffektive teknologier vil bli implementert.

6 KILDE 5 Transport

6.1 Status og prognose

Landtransport i Norge består av transporter på vei og bane. I tillegg skjer et betydelig transportarbeid med skip og fly. Status for dagens situasjon (2005) er at kjøretøy, skip og fly i all hovedsak bruker fossil energi i form av bensin, diesel og naturgass. De fossile og karbonholdige energibærerne utvinnes fra olje og gass og karbon omformes ved forbrenning i kjøretøy, skip og fly til klimagassen CO₂.

Det forekommer forsøk, utprøving og i begrenset omfang ordinær bruk av alternative energibærere. Biodiesel og bioetanol er CO₂-nøytrale energibærere som produseres i, og også importeres til Norge. De biologisk baserte energibærerne brukes direkte som drivstoff, eller blandes inn i fossil bensin og diesel. Biologiske energibærere er CO₂-nøytrale og bidrar derved til reduksjon av klimagasser.

Naturgass som energibærer gir ved lik virkningsgrad som marine oljer og diesel i forbrenningsprosessen ca. 25 % reduksjon av klimagassutslipp. Naturgass som energibærer er, etter vellykkede forsøk med naturgassfergen Glutra, på vei inn som et godt miljøtiltak i norsk skipsindustri og norsk skipsfart. Gassbussprosjektet i Bergen omfatter 80 naturgassbusser og tre fyllestasjoner. Gassbussene i Bergen gir på grunn av lavere virkningsgrad på gassmotorer enn på dieselmotorer kun en marginal reduksjon (5 %) av klimagasser.

Kjøretøy helt uten utslipp av lokalt eller globalt forurensende avgasser kalles nullutslippsbiler. Antallet i Norge registrerte nullutslippsbiler (elbiler med batteri) er i 2005 drøyt 1000 st. Norsk jernbane er med unntak av Nordlandsbanen elektrifisert og den elektrifiserte driften bidrar ikke til utslipp av klimagasser.

Fly bruker lette fraksjoner av fossile dieseloljer og bidrar til utslipp av klimagasser i forskjellige lag av atmosfæren.

Politiske beslutninger og økonomi vil i stor grad påvirke fremtidig samfunnsstruktur, transportomfang og overføring av transport til transportformer med lav klimabelastning. Prognoser for CO₂-utslipp frem mot 2050 er vanskelige. Det tekniske potensialet er forskjellig for ulike transportformene, og de teknologiske mulighetene er usikre i et perspektiv lengre frem enn 2020. Frem til 2020 finnes det et stort teknisk potensial for å redusere drivstofforbruk og utslipp av klimagasser fra personbiler og fra alle kjøretøy i bytrafikk. En innfasing av drivstoffer som er produsert fra biomasse er mulig i den samme tidsperioden.

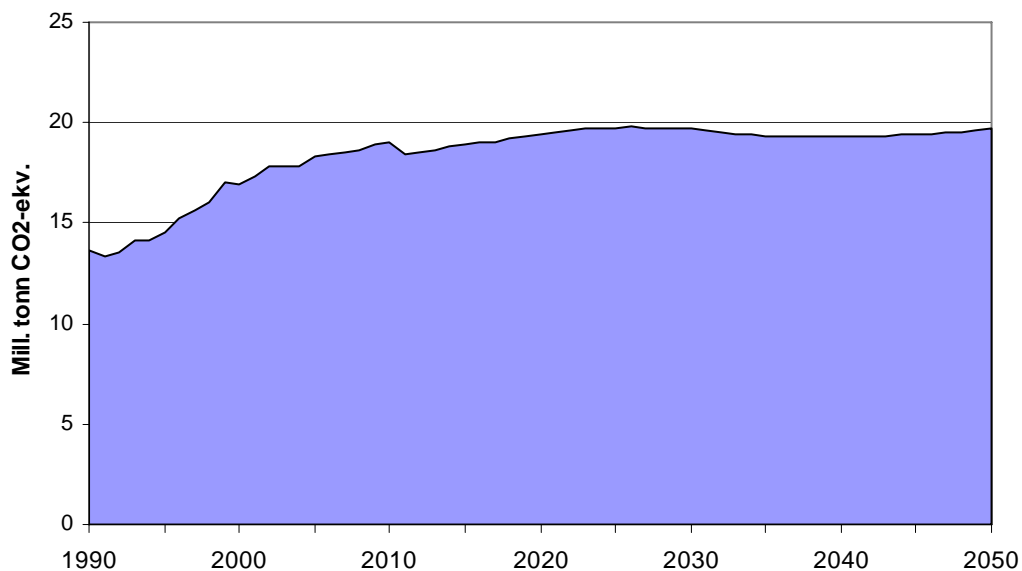
Overgang til mer energieffektiv og kostbar fremdriftteknologi for kjøretøy vil stimuleres av høye kostnader for drivstoff. På den samme måte vil utvikling og produksjon av fornybare energibærere stimuleres av høye oljepriser og hemmes av lave kostnader for fossil energi.

Hydrogen og elektrisk fremdrift med omforming av hydrogen i brenselceller er en populær kandidat til å bli fremtidens løsning på miljøutslipp. Med de teknologiske og

økonomiske utfordringer som gjenstår for produksjon av fremfor alt brenselceller er det lite sannsynlig at denne teknologien vil bidra til nevneverdig reduksjoner av klimautslipp fra transportsektoren frem til 2020. Så får fremtiden vise om og når forskning på nye materialer, driftsikkerhet, kuldeegenskaper og andre utfordringer kan lede til et hydrogensamfunn uten utslipp av klimagasser fra transportsektoren.

I figur 12 vises historisk utvikling fra 1990 og en prognose for CO₂-utslipp fra den samlede transportsektoren frem mot 2050. Prognosen representerer Lavutslippsutvalget referansebane. Det fremgår av figuren at økningen av klimagassutslipp antas å bli redusert fra 2005 til 2050 i forhold til tidligere. Den historiske utviklingen fra 1990 til 2003 viste en sterkere økning av klimagassutslipp. Referansebanens brudd på utviklingen med sterkt økende CO₂-utslipp ("Business as usual" fra 1990 – tallet) tolkes som, at en del av potensialet med de tiltak som blir drøftet i avsnittene 6.3 - 6.6 allerede er tatt med og får effekt i referansebanen fra 2005 til 2050.

Mobile utslipp (Vei, bane, sjø og luft)



Figur 6-1 Klimagassutslipp fra vei-, bane-, sjø- og lufttransport i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

6.2 Prioritering av teknologier

I drøftelsen av utslippsreduksjoner fra transportsektoren fokuseres på potensial for reduksjon av de tiltak som vurderes å ha størst effekt. Elektrifisering av Nordlandsbanen eller redusert klimautslipp fra fly blir ikke diskutert. Luftfart bidro med utslipp av 1,2 mill tonn CO₂ i 2002, men alternative teknologier som i vesentlig grad kan redusere utslippene av klimagasser fra fly er ikke kjent, og fly har kun en marginal potensial for reduksjon av drivstofforbruk. Hydrogen er et interessant drivstoff for fly, men det er lite som tyder på kommersiell bruk innen luftfart /57/.

Effektene av reduksjon og effektivisering av transportarbeid blir beskrevet i en egen rapport til Lavutslippsutvalget. Fra kilde 5 drøfter vi her 3 kiler:

- Kile 10 - overgang fra fossil diesel og bensin til biologisk baserte drivstoffer
- Kile 11 - teknologier og potensial for redusert CO₂-utslipp med lav- og nullutslippskjøretøy.
- Kile 12 tekniske og operasjonelle tiltak samt naturgass for skip

6.3 Kile 10: Overgang til biodrivstoff

Forsøk, utprøving og i begrenset omfang ordinær bruk av CO₂-nøytrale energibærere stimuleres og forekommer i økende grad i Norge. Bio-diesel fra biologiske oljer og bio-etanol produseres i begrenset omfang, men for å oppnå en stor nok omsetning for rasjonell drift importeres og planlegges økt import til Norge. De biologisk baserte energibærerne kan brukes direkte som drivstoff i forbrenningsmotorer, eller de kan blandes med fossil bensin og diesel. Ved innblanding med 2-5 % bidrar de som CO₂-nøytralitet til reduksjon av klimagasser, uten at det er nødvendig med justeringer eller forandringer av motorer.

For å erstatte 5 % av det fossile drivstoffet må det med dagens forbruk skaffes cirka 240 tusen tonn biodrivstoff per år /58/. Innblanding av 2-5 % etanol eller biodiesel FAME (Fatty Methyl Esters) bidrar på en ukomplisert måte til tilsvarende reduksjon av klimagasser.

6.3.1 Økt produksjon av biomasse

Kraftig økt fremtidig produksjon av fornybar energi er en forutsetning for så vel å erstatte fossile drivstoffer med CO₂-nøytrale energibærere som for langsiktig satsing på hydrogensamfunnet. Ulempene med biodrivstoffer er at produksjonskostnadene nå (ved en oljepris på 60\$ per fat) er omtrent dobbelt så høye som for fossil diesel og bensin. Utfordringen er å produsere fotosyntesebasert karbonholdig drivstoff billigst mulig med størst mulig virkningsgrad og utbytte. Kostnadene for produksjon av råvarene til biodrivstoff må i henhold til Heyerdahl ved UMB /58/ ned til 5 øre/kWh for å utjevne konkurranseforholdet mot fossile drivstoffer.

6.3.2 Potensial for alternative drivstoff basert på biomasse

Oljeselskaper og forskningsmiljøer i Norge er opptatt av forskning og utvikling av prosesser for produksjon av biologiske energibærere som har samme bruks- og lagringsegenskaper som fossile drivstoffer. Disse drivstoffene kalles BTL, "Biomass to liquids", og vil i motsetning til biodiesel, FAME produkter ikke ha begrenset lagringstid. BTL har derfor på lang sikt en mer fremtidsrettet potensial enn biodiesel FAME og i noen grad etanol. Biodiesel og etanol fra landbruksvekster er første generasjons biodrivstoff. Etanol fra cellulose og BTL vil kunne bli neste generasjons syntetiske biodrivstoffer.

Prosesser for utvinning av etanol fra cellulose og BTL fra tremasse trenger videre utvikling og tid for å bli konkurransedyktige. Pyrolyse er en av de prosesser som testes for å videreforedle biologisk masse til syntetisk diesel og bensin.

Det teoretiske potensialet for reduksjon av klimagasser ved overgang til bioenergi og biodrivstoff er på lang sikt 100 %. I praksis er EUs mål, om å erstatte 20 % fossil drivstoff med alternative energibærere i 2020, et optimistisk scenario. Av de 20 % alternative drivstoffene er det i 2020 mulig at 25 % kan være første eller andre generasjons biodrivstoffer. Frem til 2020 vil innfasing av BTL fra biomasse være avhengig av konkurranseforholdet med fossil energi og økonomisk støtte til utvikling og produksjon.

Etter 2020 kan internasjonal mangel og høy pris på fossil energi gjøre BTL konkurransedyktig. En begrensende faktor for produksjon av biomasse til BTL frem mot 2050 kan bli konkurrerende behov for dyrkbar mark til matproduksjon og skogsindustri. Overgang til alternative energibærere bør vurderes både i et livsløpsperspektiv og fra tank til hjul.

Tabell 13 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050

Kile:10	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO ₂	Mt CO ₂
Realiserbar erstatning av fossile drivstoff i 2020 uten økning frem til 2050	-	1
Optimistisk scenario for bioenergi, BTL og hydrogen i 2050	-	8 ¹

¹⁾ Potensial for denne store reduksjonen av klimautslipp forutsetter flere teknologiske gjennombrudd, blant annet for brenselcelleteknologi og er et estimat

6.4 Kile 11: Lavutslippskjøretøy

Av samlede CO₂-utslipp i transportsektoren i 2002 utgjør utslipp fra veitransport ca. 50% tilsvarende 9,4 millioner tonn/år, /59/.

Tabell 14 – CO₂-utslipp fra veitransport fordelt på kilde, 1990-2002 /59/.

	1990	1994	1997	2000	2002
Utslipps kilde	CO ₂ -Utslipp til luft, 1000 tonn				
Veitransport	7900	8200	8900	9000	9400

Det finnes mange mulige alternativer for å realisere fremtidige reduksjoner av CO₂ fra kjøretøy:

- Økt virkningsgrad hos kjøretøy med forbrenningsmotor basert på teknisk utvikling, mindre og lettere personbiler samt hybridteknologi
- Økt overgang til dieselmotorer og dieselmorteknologi i stedet for bensinmotorer i personbiler
- Elektrisk fremdrift hvor energien til kjøretøyet er lagret i batterier
- Elektrisk fremdrift med hydrogen som energibærer og omforming til strøm i brenselceller
- Redusert transportomfang for veitrafikk og overføring av veitransport til jernbane, kollektivtrafikk og skip

De mest nærliggende reduksjonsmulighetene for personbiler er nye tekniske løsninger med økt virkningsgrad fra tank til hjul, lettere biler og hybridteknologi. Store biler, flere biler og økt kjørelengde er sterkt medvirkende årsaker til at det samlede forbruket av bensin og diesel i Norge øker.

For tungtransport over lange avstander er potensialet for redusert utslipp av klimagasser på kort sikt begrenset. Dieselmotorer er meget effektive energiomformere og godt egnet for transport av tungt gods over lange avstander med lastebil.

For busser og distribusjonsbiler i bytrafikk er, på samme måte som for tungtransport, mulighetene for redusert utslipp av klimagasser på kort sikt begrenset. Potensialet for reduksjon av klimagasser fra busser og distribusjonsbiler i bytrafikk er dog stort på mellomlang sikt. Potensialet på mellomlang sikt (5-15 år) kan realiseres med nye effektive naturgassmotorer og med hybrid teknologi (dieselmotorer i kombinasjon med elektrisk drift).

Overgang fra bensinmotorer til dieselmotorer i personbiler gir på grunn av dieselmotorenes høyere virkningsgrad en reduksjon av klimagasser på ca. 25 %. Av de personbiler av forskjellig størrelse og vekt som nyregistreres er ca 75 % (76,8 % i 2003) utstyrt med bensinmotor og ca 25 % (23,2 i 2003) er utstyrt med dieselmotor. I stort sett alle tunge kjøretøy brukes dieselmotorer. I tillegg fantes det i Norge i 2005 ca. 1000 elbiler, ca 500 personbiler med hybridteknologi (Toyotas Prius) og ca. 100 naturgassbusser /59/.

6.4.1 Dagens teknologi

Energisparing ved ombygging eller modifisering av fremdriftsystemer i norske kjøretøy vurderes som uhensiktsmessig. Det forekommer i Norge konvertering av personbiler til gassdrift. Miljøeffekten av slik ombygging har vist seg å være tvilsom, men for bileierne kan ombyggingen være lønnsom da LPG og CNG er fritatt for skatter og offentlige avgifter. Moderne bilteknologi er så avansert at ombygging for å oppnå miljøeffekter ofte er til mer skade enn nytte.

6.4.2 Teknologisk evolusjon

Utslippene fra veitrafikk i Norge har økt jevnt i takt med økt antall kjøretøy og økt kjørelenge under 1900-tallet og frem til i dag. Fra 1990 har økt fokus på drivstofforbruk og utslipp av klimagasser ført til utvikling av mer effektive forbrenningsmotorer. Samtidig har økte krav til sikkerhet og komfort medført økning i bilenes vekt. Økt vekt medfører høyere drivstofforbruk.

Potensialet for mer effektive fremdriftssystemer er i et kortsiktig perspektiv knyttet til tilgjengelig teknologi. Med en levetid på 18 år for norske biler vil utskiftingstiden for hele den norske bilparken være betydelig. Usikkerhet om fornybar energi, utviklingstid og fremtidige kostnader for brenselceller, batterier og lang levetid for norske kjøretøy gjør at implementering av ny teknologi tar lang tid.

Mer effektive forbrenningsmotorer, lavere vekt, effektive fremdriftssystemer med mer, vil i henhold til MIT "On the road in 2020" /60/ medføre at drivstofforbruk for nye personbiler i 2020 kan bli redusert med 30 – 60 % i forhold til 1997.

Gjennomsnittlige utslipp av CO₂ fra nye personbiler i Europa ble fra 1995 til 2001 i henhold til ACEA redusert med 11,4 %. Av Can Cars Come Clean /61/ i 2001 fremgår at det gjennomsnittlige utslippet fra nye biler i Europa er 172 g/km. En av flere trender i markedet er økt salg av nye småbiler. Det kommer stadig flere små og lette bilmodeller med lave utslipp av klimagasser.

Effekten av reduserte utslipp av klimagasser ved overgang til mindre og lettere biler motvirkes dog av etterspørselen etter store sterke flerbruksbiler. Store flerbruksbiler, SUV, Sport Utility Vehicles, som ofte har firehjulsdraft og høyt drivstofforbruk, har vært populære i USA. Store "Off Road" SUV biler er populære og tilfredsstillende behov for transport på fjellet og til hytter i Norge.

6.4.3 Hybridteknologi

Hybride kjøretøyer kombinerer bruk av forbrenningsmotor og elektrisk motor i et og samme kjøretøy. Ideen bak denne kombinasjonen er å kunne utnytte de beste egenskapene fra begge motorteknologier. Det finnes flere hybridkonsepter. Hybridteknologi kan være enkle og rimelige løsninger som sparer 5-10 % eller omfattende teknologiske løsninger som i spesielle kjøresykler kan spare 50- 60 % energi.

Framdriften av kjøretøy skjer helt eller delvis med en elektrisk motor. Den elektriske motoren henter energien fra batterier eller fra en strømproduserende generator. Generatoren drives av en forbrenningsmotor. Effekten fra forbrenningsmotoren kan også drive hjulene direkte. Overskuddsstrøm lades inn på batteriene.

Forbrenningsmotorer i hybridbiler kan være av en hvilken som helst type og den kan bruke en rekke forskjellige drivstoffer. Filosofien med omfattende hybridløsninger er at forbrenningsmotoren normalt skal operere i driftsområder der utslippene er lave og virkningsgraden er høy. Forbrenningsmotoren kan gå på tilnærmet optimalt konstant turtall under de beste driftsbetingelser.

En større eller mindre batteripakke er nødvendig for å lagre og gjenbruke elektrisk energi i en hybridbil. Batterier er både tunge og kostbare. Fordelen med hybridbiler er at de trenger lite batterikapasitet i forhold til elbiler.

Også brenselcellebiler kan ha hybrid drift. I brenselcellebiler tar stakken med brenselceller over funksjonen med å generere strøm til den elektriske motoren og batteriene. Den energibesparende effekten av hybridløsninger blir betydelig lavere i brenselcellebiler enn i biler med forbrenningsmotor. Brenselcellebiler kan dra nytte av muligheter til lavere maksimal effekt hos den primære energiomformeren og mulighetene til å gjenbruke bremseenergi. På den andre siden kompletterer ikke brenselceller og batterier hverandre på samme måte som en forbrenningsmotor og batterielektrisk drift.

Toyota var i 1997 først med hybridbiler som kunne produseres i kommersielt omfang. Toyotas hybridbil Prius har et fremdriftssystem som kombinerer generering av elektrisk energi med direkte mekanisk drift. Toyota Prius, første modell hadde et snittforbruk ved blandet kjøring (EDC kjøresyklus) på 0,51 l bensin /mil og utslipp av 120 gram CO₂/km. Den nye 2004 modellen har ytterligere redusert bensinforbruk og utslipp av 104 gram CO₂/km.

Bybusser med dieselmotorer forurenses i følsomme byområder. Med sitt typiske stopp og start kjøremønster vil bybusser egne seg for hybrid drift med elektrisk motor og batterier. Bybusser konkurrerer ofte med kostbare skinnegående transportsystemer og kan derfor tåle de ekstra kostnader som hybrid drift medfører.

I Europa er interessen for hybridbusser som et miljøvennlig alternativ i forhold til konvensjonelle dieselbusser lav. Interessen for miljøbusser er i stedet fokusert på CUTE prosjektet og brenselcellebusser. I USA er hybride dieselbusser på vei å erobre store markedsandeler. GM Allison har flere hundre bestillinger av busser /62/ med hybridteknologi. GM Allison /62/ oppgir for hybridbussen besparelser av drivstoff i bytrafikk med opp til 60%.

For personbiler oppgir Peugeot /63/ at en ”strong hybrid” løsning vil spare 30 % drivstoff i en bil med bensinmotor og 20 % i en bil med dieselmotor.

6.4.4 HCCI motorer for tunge kjøretøy

Et mulig miljøvennlig forbrenningsmotorkonsept for tunge kjøretøy går under betegnelsen HCCI (Homogeneous Charge Compression Ignition). HCCI er et forbrenningskonsept som vurderes som optimalt for å kombinere de beste egenskapene fra homogen luft/drivstoffblanding med dieselmotorens høye kompresjon og kompresjonstenning.

Det eksperimenteres med forskjellige drivstoffer til HCCI motorer. Naturgass er en interessant kandidat. I HCCI motoren skal luft og drivstoff forbrennes i et homogent men magert blandingsforhold. Luft/drivstoffblandingen komprimeres under kompresjonsfasen før den antennes av høyt trykk i sylindren. Sikker og stabil antenning av drivstoffblandingen er utfordringen med HCCI konseptet.

Interessen for HCCI motoren er stor innen universitets- og forskningsmiljøer. Simuleringer og forskning med flere forskjellige drivstoffer og HCCI konseptet foregår blant annet i Sverige, Sveits, USA og Japan.

Veien til en kommersiell motor med HCCI teknologi kan være lang. 2015 blir nå av svenske forskere antydnet som tidligste tidspunkt for eventuell kommersialisering. Potensialet for reduserte klimautslipp fra tunge kjøretøy i langtransport forventes på lang sikt til 5-10 %.

6.4.5 Elbiler

Biler med strømforsyning fra batterier kalles populært for elbiler. En batterielektrisk bil drives av en elektromotor som får strøm fra en batteripakke. Elbilens styrke er at motoren har høy virkningsgrad (den er energieffektiv). Fremdriftssystemet kan ha en virkningsgrad fra batterier til nyttig bevegelse på 85%. Om man ser bort fra eventuelle kjøle- og varmesystemer med fossile energibærere er elbiler nullutslippsbiler.

Batterier som energilagere gjennomgår en positiv utvikling, men det er de sterkt begrensede mulighetene til å lagre elektrisk energi som er hindringen for elektriske kjøretøy. Elektriske biler med batterier som energilager vil i overskuelig fremtid være beheftet med sin egen vekt som et stort problem. Med en typisk rekkevidde på 100 km og 300 kg batterier er elbiler et miljøvennlig men kostbart nisjeprodukt.

En radikal forbedring i mulighetene for å lagre elektrisk energi ville gjøre elektriske biler attraktive. En ny effektiv lagringsmulighet for elektrisk energi som har akseptabel lav vekt vil gjøre at elektrisk drift vil konkurrere ut alle andre former for fremdrift.

6.4.6 Brenselscellekjøretøy med hydrogen som drivstoff

Gjennom mange år er det bygget opp en visjon av hydrogen og brenselsceller som løsningen på fremtidens transportutfordringer. Brenselscellebiler er formål for stort interesse, utstrakt forskning og utprøving, men kostnadene for denne teknologien gjør at det er behov for nye materialer og forbedringer av driftsikkerhet før den kan bli konkurransedyktig.

Oppfatningene om når og hvorvidt elektriske kjøretøyer og hydrogen kan bli konkurransedyktige alternativer varierer sterkt. Studier av rapporter om brenselsceller, batterier, energiforbruk og utviklingen innen bilindustrien gir ingen overbevisende indikasjoner på at elektriske kjøretøyer og hydrogen vil bli konkurransedyktige alternativer for transportsektoren i tiden frem til 2020.

Det teoretiske potensialet for reduksjon av klimagasser med brenselscellekjøretøy og hydrogen som drivstoff er 100 %. Forutsetningen for dette er at hydrogen produseres med hjelp av fornybar energi. I praksis er usikkerheten relatert til brenselsceller og hydrogen meget stor. Vi velger å bruke et revidert EU mål om å erstatte 5 % fossil drivstoff med hydrogen i 2025 som et optimistisk teknisk potensial for kjøretøy med brenselsceller. Hvis brenselscelleteknologien får et teknologisk og økonomisk gjennombrudd før 2025 samtidig som infrastruktur med hydrogen bygges opp kan en utskifting av kjøretøyparken med nullutslippskjøretøy være mulig til 2050.

6.4.7 Samlet potensial for lavutslippskjøretøy

En vurdering av samlet potensial for lavutslippskjøretøy gir med skjønn et realiserbart potensial for reduksjon på 3 Mt CO₂ med kjent teknologi. Med gjennombrudd for produksjon av fornybar energi, hydrogenproduksjon og brenselcelleteknologi er det teoretisk mulig at alle kjøretøy i 2050 er nullutslippskjøretøy.

Tabell 15 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050

Kile:11	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO ₂	Mt CO ₂
Realiserbar reduksjon med effektive motorer og hybridteknologi frem til 2020	-	3 ¹
Realiserbar reduksjon i 2050 ved et teknisk og økonomisk gjennombrudd for batteriteknologi eller for hydrogen og brenselceller (før 2025)		8 ²

¹⁾ Potensial for reduksjon er av drivstofforbruk ved teknologiutvikling av fremdriftssystemer er godt dokumentert fra forskjellige kilder

²⁾ Potensial for denne reduksjon av klimautslipp forutsetter et gjennombrudd for brenselcelleteknologi og er et estimat

6.5 Kile 12: Lavutslippsfartøy

Av samlede CO₂-utslipp i transportsektoren i 2003 utgjør utslipp fra innenriks skipsfart ca. 25 % tilsvarende 4 millioner tonn/år, /SSB/.

Tabell 16 – CO₂-utslipp fra innenriks sjøtransport fordelt på kilde, 1990-2003 /SSB/.

	1990	1994	1997	2000	2003
Utslippskilde	CO ₂ -Utslipp til luft, 1000 tonn				
Skip og båter - Kysttrafikk mm.	1841	2003	2343	2544	2526
Skip og båter – Fiske	1370	1213	1446	1368	1443
Skip og båter - Mobile oljerigger	187	88	161	56	45
SUM	3398	3304	3950	3968	4014

Det er tre alternativer for å realisere fremtidige reduksjoner av CO₂ utslipp fra skip:

- Redusert aktivitet

- Redusert energiintensitet³
- Overgang til andre energibærere.

Det mest nærliggende for skipsfartens aktører er å adressere energiintensiteten for sjøtransport, og vurdere hvordan denne kan påvirkes i positiv retning.

Flåten av skip, nasjonalt og internasjonalt, er kompleks i oppbygging, og ulike funksjoner dekkes av omkring 100 ulike skipstyper. Sammensetningen av flåte både, med hensyn til ulike funksjonskrav og spredning i alder, vanskeliggjør enkle og generelle betraktninger knyttet til reduksjon av totale utslipp.

Utslippene fra skipsfarten har økt jevnt siden 1983. I samme periode har flåtestrukturen endret seg betydelig både med hensyn til fordeling av tonnasje på ulike segmenter, og ulike segmenters andel av brennstofforbruket. Potensialet for å påvirke energiintensiteten gjennom enten endrede fartøyssegenskaper eller endret operasjonsmønster varierer mellom ulike segmenter av flåten og med skipsstørrelse innen de ulike flåtesegmentene.

6.5.1 Vurdering av tekniske og operasjonelle tiltak for reduksjon av utslipp av drivhusgass fra skip

Tekniske og operasjonelle tiltak kan bidra til å redusere utslipp av drivhusgasser fra skip i et kortsiktig og langsiktig perspektiv.

Et kortsiktig perspektiv er nær knyttet til tilgjengelig teknologi. Tekniske muligheter til å redusere utslippene må sees i sammenheng med utvikling av flåten i samme tidsperiode. Med lang levetid (> 20 år) for de enkelte skip vil utskiftingstiden for hele den norske flåten også være betydelig. Lang utviklingstid for nye innovative skip og lang levetid for eksisterende skip gjør at implementering av ny teknologi vil ta lang tid.

6.5.2 Dagens teknologi

Energisparing kan oppnås ved kjent teknologi innenfor hydrodynamikk (skrog og propeller) og maskineri for nye og eksisterende skip. Aktuelle metoder vil være forskjellig for eksisterende og nye skip og de er derfor vurdert hver for seg. Potensial for reduksjon av CO₂ er satt opp i Tabell 17 nedenfor.

³ Her benyttes energiintensitet som uttrykk for forholdet mellom energiomsetning og transportarbeid. En kobling mellom transportarbeid og energiomsetning (f.eks. uttrykt ved brennstofforbruk) vil kunne representere et "kost-nytte" uttrykk, og dermed representere et ønsket uttrykk for energiintensitet

Tabell 17 – Potensial for CO₂ reduksjon ved tekniske tiltak /64/

Tiltak, nye skip	Drivstoff/CO ₂ reduksjon potensial	Kombinert ¹⁾	Total ¹⁾
Optimalisering av skrogform	5 - 20 %	5 - 30 %	5 - 30%
Valg av propeller	5 - 10 %		
Optimalisering av virkningsgrad på motor	10 - 12 % ²⁾ 2 - 5 % ³⁾	14 - 17 % ²⁾ 6 - 10 % ³⁾	
Drivstoff (HFO til MDO) ⁴⁾	4 - 5 %		
Maskineri konsept	4 - 6 %		
Drivstoff (HFO til MDO)	4 - 5 %	8 - 11 %	
Maskineri overvåkning	0,5 - 1 %		
Tiltak, eksisterende skip	Drivstoff/CO ₂ reduksjon potensial	Kombinert ¹⁾	Total ¹⁾
Optimal skrog vedlikehold	3 - 5 %	4 - 8 %	4 - 20 %
Propell vedlikehold	1 - 3 %		
Drivstoff injeksjon	1 - 2 %	5 - 7 %	
Drivstoff (HFO to MDO)	4 - 5 %		
Virkningsgrad optimalisering (“Efficiency rating”)	3 - 5 %	7 - 10 %	
Drivstoff (HFO til MDO)	4 - 5 %	9 - 12 %	
Virkningsgrad optimalisering og turbolader oppgradering	5 - 7 %		
Drivstoff (HFO til MDO)	4 - 5 %		

¹⁾ Potensial for reduksjon fra enkelttiltak er godt dokumentert fra forskjellige kilder, mens kombinasjon av tiltak er kun et estimat

²⁾ “State of art” teknikk i nye medium speed motorer som opererer på HFO (“Heavy Fuel oil”).

³⁾ Langsamløpende motorer når avveining mot NO_x-utslipp er akseptert.

⁴⁾ MDO: Marin dieselolje

Reduksjon av CO₂ ved motortekniske tiltak må sees i sammenheng med krav til andre utslipp, spesielt NO_x. Det vil være en praktisk avveining mellom CO₂-gevinst/NO_x-utlapp og NO_x-utslippene vil ofte øke når det gjøres tiltak for å redusere CO₂.

Operasjonelle tiltak kan også benyttes for å redusere CO₂-utslipp. Da CO₂-utslippene er knyttet til drivstofforbruk er de ulike tiltakene vurdert ut fra deres innvirkning på drivstofforbruket. Operasjonelle tiltak er beskrevet i Tabell 18.

Tabell 18 - CO₂ reduksjonspotensial ved hjelp av operasjonelle tiltak, /64/

Operasjonelle tiltak	Potensiell drivstoff/CO ₂ besparelse	Kombinert ¹⁾	Total ¹⁾
Operasjonell planlegging/ Hastighetsvalg		1 - 40 %	1 - 40 %
Flåteplanlegging	5 - 40 %		
"Just in time" ruting	1 - 5 %		
Vær ruting	2 - 4 %		
Forskjellige tiltak		0 - 5 %	
Konstant turtall	0 - 2 %		
Optimal trim	0 - 1 %		
Minimum ballast	0 - 1 %		
Optimal propell stigning (pitch)	0 - 2 %		
Optimalt ror	0 - 0,3 %		
Redusert tid i havn		1 - 7 %	
Optimal lasthåndtering	1 - 5 %		
Optimal ankomst, fortøyning, oppankring	1 - 2 %		

¹⁾ Potensial for enkelttiltak er dokumentert fra forskjellige kilder, kombinasjon av tiltak er kun estimert.

6.5.3 Alternative drivstoff

Naturgass som alternativt drivstoff innenfor skipsfarten er en ny og fremtidsrettet mulighet som har potensial for reduksjon av CO₂

Ved konvertering fra marin dieselolje (MDO) til naturgass (NG) som drivstoff oppnås en reduksjon av CO₂ på ca. 25 %.

Operasjonelle forhold knyttet til de forskjellige fartøytyper medfører at naturgass ikke vil være aktuelt for alle typer fartøy. I dag er naturgass i bruk på ferger og supplyfartøy, og prosjekter er i gang for å vurdere RORO og ROPAX med naturgassdrift. Enkelte fiskefartøyer er også en aktuell fartøygruppe for konvertering til NG. Strengere utslippskrav i internasjonal skipsfart sannsynliggjør økt interesse for NG som drivstoff også på skip i internasjonal fart mellom Norge og Europa. Infrastruktur kan enkelt etableres og tilgjengeligheten på LNG er sterkt økende i hele verden. Prising av naturgass gjør at dette også kan være interessant drivstoff fra et kommersielt synspunkt og at NG vil være konkurransedyktig mot marin dieselolje.

6.5.4 Samlede kostnader og potensialer

Totale energirelaterte utslipp fra maritim transport i kilde 5 i henhold til referansebanen antas å være ca 5 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050.

Disse utslippene kan bli redusert ved å gjennomføre tekniske og operasjonelle tiltak eller konvertering til naturgass som drivstoff.

Samlet reduksjonspotensial fremskrevet til 2050 er meget usikkert. I IMO-rapporten "Study of Greenhouse Gas Emissions from Ships, Issue no. 2 - 31 March 2000" /64/, antydes følgende potensial basert på en case-studie:

Sammenlignet med basistall og teknologi i år 2000 er teoretisk maksimum CO₂-reduksjon ved tekniske tiltak anslått til 28 % i 2020. I tillegg vil operasjonelle endringer med 10% hastighetsreduksjon og vær-ruting kunne gi opptil 24% lavere CO₂-utslipp.

Eksemplet baserer seg på internasjonal skipsfart, og er ikke direkte sammenlignbart med norsk innenriks skipsfart, blant annet pga at det relativt sett benyttes mindre andel HFO i innenriksflåten. Eksemplet baserer seg også kun på tekniske vurderinger, og økonomiske og kontraktmessige forhold vil påvirke konklusjonen. Materiale for ytterligere fremskriving mot 2050 er ikke tilgjengelig. En fremskriving til 2050 vil ha noe høyere reduksjonspotensial pga. at det vil inngå en større andel nybygg i et slikt beregningsgrunnlag, og potensial for CO₂-reduksjon er høyere for nybygg enn for eksisterende skip. Samlet antas derfor at anslagene for internasjonal skipsfart i 2020 er et brukbart estimat for norske forhold i 2050.

Naturgass som drivstoff har et teoretisk potensial for CO₂-reduksjon på 25 % gitt at alle skip konverteres. For den norske innenriksflåten kan en se for seg at opptil halvparten av flåten kan benytte naturgass som drivstoff i 2050.

Naturgassdrift gir dermed et reduksjonspotensial for CO₂ på 12,5 % for den norske innenriksflåten. Kostnader knyttet til de forskjellige tiltak er ikke kvantifisert.

Tabell 19 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050

Kile: 12	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO₂	Mt CO₂
Tekniske tiltak, nye og eksisterende skip	-	1,4
Operasjonelle tiltak	-	1,2
Alternative drivstoff (naturgass)	-	0,63

6.5.5 Betingelser og virkemidler

I rapport "CO₂ Utslipp fra skipsfarten – Forprosjekt, MARINTEK rapport 236033.00.01, Desember 2000" /65/ er ulike alternative indekseringsmodeller⁴ og

⁴ En modell slik det er foreslått i denne rapporten er et sett retningslinjer for å sammenligne ulike skips miljøprofil m.h.t.CO₂ utslipp relatert til en mal. Dette impliserer at det både gis en beskrivelse av en mal eller måldefinisjon, og av hvordan et skip kan sammenlignes med denne. En mal eller måldefinisjonen kan være et direkte eller indirekte mål på utslipp av CO₂.

markedsmekanismer vurdert. For å oppnå reelle reduksjoner i utslipp vil det være nødvendig med en form for markeds mekanisme eller regulering som driver for implementering av en indekseringsmodell som setter en standard for ønsket utvikling av flåten.

Grunnlaget for en hver indekseringsmodell vil være en politisk beslutning på internasjonalt nivå om at utslipp av CO₂ fra skipsfarten skal reduseres eller sekundært at energiintensiteten for verdensflåten skal forbedres. Det er viktig å understreke at totale utslipp fra skipsfart ikke bare avhenger av flåtens egenskaper eller operasjonsmønster. En forbedring av flåtens energiintensitet og effektivitet vil til en hver tid balanseres av endringer i total transportaktivitet. Dette impliserer at vekst i totale utslipp knyttet til en betydelig vekst i sjøtransport ikke nødvendigvis kan kompenseres med tiltak som reduserer energiintensiteten for det enkelte skip.

For å sikre oppslutning omkring utviklingen av en indekseringsmodell vil det være nødvendig med en politisk beslutning som omfatter følgende minimum av føringer:

- En uttrykt intensjon om reduserte utslipp av CO₂ fra skip, formulert som definert(e) mål.
- Spesifisering av hvilke markeds mekanismer eller regler som skal anvendes som driver for å oppnå målene.
- Omfang og ambisjonsnivå i form av hvilke deler av skipsfarten som bør oppnå mål (segmenter, nye/eksisterende skip), og i hvilket tidsperspektiv.

Følgende fire alternative indekseringsmodeller er identifisert:

1. Utslippstandard formulert ved spesifikke eller totale utslipp
2. Grenser for energiintensitet formulert ved forholdet mellom forbruk og utført arbeid
3. Målsetning for drift formulert gjennom krav til operasjonsprofil
4. Avgrensninger i teknologivalg

Indekseringsmodeller basert på disse ulike innfallsvinklene kan vurderes i sammenheng med mulige koblinger til insitamentssystem eller regelverk i form av:

- Miljøindekseringssystem
- Frivillige avtaler
- CO₂ eller bunkers avgift
- Kreditthandel knyttet til utslippsreducerende tiltak
- Nye regelverk

”Marintek rapport 236033.00.01” /65/ konkluderer med at det beste alternativet for å starte og påvirke utviklingen av energiintensiteten av flåte vil være å etablere en indekseringsmodell gjeldende for design og bygging av nye skip koblet med et internasjonalt regelverk for implementering.

Siden den tid har Sjøfartsdirektoratet og Marintek vært pådrivere i en IMO prosess som har ført frem til utviklingen av en IMO CO₂ indeks for skip. Denne indeksen ble vedtatt som en frivillig prøveordning frem til 2008 av IMO i 2005. Det er i dag for tidlig å si hvordan denne (og evt. andre) slike indekser kan benyttes til regulering av næringen. Det virker uansett klart at en slik regulering gjennom IMO ligger mange år inn i fremtiden.

Det bør understrekes at CO₂ er forskjellig fra andre typer utslipp som eksempelvis svovel (SO_x) eller nitrogenoksider (NO_x) fordi det ikke finnes noen rensemetode for CO₂. Mens en på SO_x og NO_x kan installere utstyr og dokumentere redusert utslipp i forhold til et 'business as usual' scenario er ikke dette mulig for CO₂. Det er derfor mye vanskeligere å generalisere effekt av tiltakene vist i foregående tabeller.

Et unntak i denne sammenheng er drift på naturgass. Dette gir en klar og lett dokumenterbar reduksjon i CO₂ som er stabil over tid. Sammenlignet med tradisjonell MGO / HFO gir drift på naturgass også betydelig reduksjon i NO_x og SO_x.

For økt konvertering til naturgass innenfor maritim sektor trengs politiske føringer som støtter opp om en slik utvikling samtidig som infrastruktur må bygges ut. På kort sikt trengs insitamentordninger som støtter opp om innovative løsninger innenfor maritim sektor. På lenger sikt forventes at det kan oppnås kommersielle rammebetingelser som medfører at naturgass vil være et naturlig valg i store deler av den norske innenriksflåten.

Generelt sett vil også stimulering til fornyelse av flåten være gunstig med tanke på CO₂ utslipp forutsatt at en unngår at de nye skipene bygges for høyere hastighet enn gamle.

6.6 Kile 13: Reduksjon og effektivisering av transportarbeidet

Bedre utnyttelse av transportkapasitet i personbiler og mindre tomkjøring med tunge kjøretøy kan bidra til å redusere utslipp av drivhusgasser veitransport i både et kortsiktig og langsiktig perspektiv. I et mer langsiktig perspektiv er utbygging og overføring av persontransport til jernbane og kollektivtransport tiltak som for å lykkes er avhengig av at de nye tilbudene er attraktive i forhold til bil.

Overføring av godstransport fra vei til jernbane og skip er interessant for å redusere utslipp av drivhusgasser, men lastebilenes smidighet og fleksibilitet viser seg i praksis oftest overlegen jernbanetransport.

Dette er hovedsakelig en atferdsmessig kile og den vil bli beskrevet i en egen rapport.

6.7 Samlede kostnader og potensialer

Totale utslipp fra transportsektoren, kilde 5 antas i henhold til referansebanen å være ca 20 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i 2050. Disse utslippene kan for kjøretøy reduseres ved innfasing av bioenergi og alternative drivstoffer til kjøretøy. Teknologisk utvikling og mer energieffektive kjøretøy gir mulighet til vesentlige reduksjoner. Tekniske og

operasjonelle tiltak samt konvertering fra marin dieselolje til naturgass som drivstoff for skip gir tilsvarende muligheter for sjøtransport.

Frem til 2020 er det mulig med realistiske estimat for hva som er teknologisk mulig å oppnå av reduksjoner av klimagasser fra transportsektoren. Frem til 2050 kan vi anta at det er mulig å realisere ytterligere reduksjoner, men her er usikkerheten stor med tanke på nødvendige teknologiske innovasjoner og hvordan transport vil bli prioritert i forhold til andre behov for energi og bruk av biologiske ressurser. Reduksjon og effektivisering av transportarbeid er en mulighet som blir diskutert i en egen rapport.

De to store teoretiske reduksjonene på 8 mill tonn CO₂ fra veitransport i tabell 20 kan ikke summeres. Overgang til bioenergi eller annen fornybar energi er i en livsløpsbetraktning en forutsetning for konvertering til nullutslippskjøretøy.

Tabell 20 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 5

Kile: 12	Kostnad	Realiserbart potensial ¹⁾
	kr/tonn CO₂	Mt CO₂
Overgang til biodrivstoff	-	1 (8)
Lavutslippskjøretøy	-	3 (8)
Lavutslippsfartøy	-	3,2

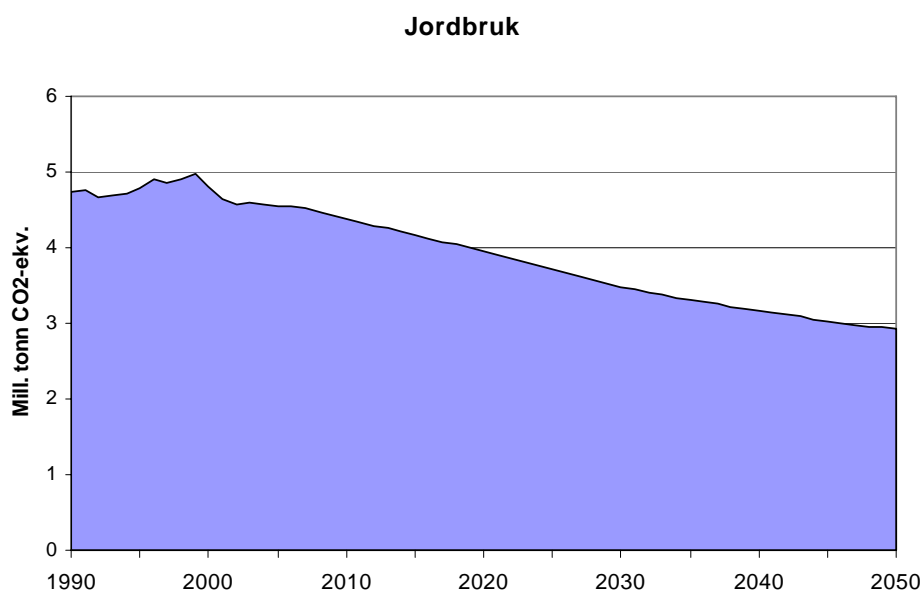
¹⁾ Potensial for reduksjon er godt dokumentert fra forskjellige kilder frem mot 2020, mens de store reduksjonene som er angitt i parentes må komme som resultat av nye innovasjoner og ny teknologi. De to store teoretiske reduksjonene på 8 mill tonn CO₂ fra veitransport kan ikke summeres.

7 KILDE 6 Jordbruk

7.1 Status og prognose

Norges totale jordbruksareal utgjør ca 10 millioner dekar. Det alt vesentlige brukes til produksjon av husdyrfor i form av gras, høy og korn til kraftfôr. Utslipp av drivhusgasser totalt fra sektoren jordbruk var i 1990 ca 4,7 mill. tonn og utslippene har fra da av vært omtrent uendret frem til i dag.

De norske metanutslippene var i 2003 om lag 240.800 tonn, tilsvarende 5,1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Av dette utslippet utgjorde husdyr og husdyrgjødsel til sammen 39 % eller tilnærmet 2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Metan fra husdyrgjødsel oppstår ved nedbrytning av organisk materiale uten tilførsel av oksygen.



Figur 7-1 Klimagassutslipp fra jordbruk i henhold til referansebanen til Lavutslippsutvalget (kilde: d060317 nyref1a.xls)

Referansebanen for jordbruk legger til grunn en moderat reduksjon i produksjonen med i snitt 0,3 % pr år. Dette tilsier at aktiviteten reduseres fra 23.108 mill kr. i år 2000, til 20.123 mill kr. i år 2050. Antall timeverk reduseres imidlertid mer radikalt med 2,3 % pr år i snitt fra et verdiomfang på 140 mill. kr i år 2000 til 44 mill. kr i år 2050.

7.2 Prioritering av teknologier

Det er flere tiltak og teknologier som kan være aktuelle for reduksjon av klimagasser innen landbruket. Flere av disse kan også kobles mot tiltak for avrenning av næringsstoffer til vassdrag, noe som gjør det vanskelig å beregne en kostnad kun knyttet til reduksjon i klimagasser.

SFT omtaler i sin rapport /20/ følgende:

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

Gjennomføring av disse tiltakene vil kunne gi en reduksjon på vel 300 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2010 og rundt 660 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2020. Denne utredningen tar kun for seg sistnevnte tiltak, biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning av gjødsel og metangjenvinning fra gjødselkjellere.

7.3 Kile 14: Metangjenvinning fra husdyrgjødsel

I 1999 hadde Norge 1.031.000 storfe, 99.000 avlssvin, 953.000 sauer og 3.181.000 høner. Årlig produserer disse ca. 12-14 mill tonn husdyrgjødsel. Hvis denne gjødselmengden hadde blitt behandlet i biogassanlegg, ville det gitt en gassproduksjon på henholdsvis 213 millioner m³ per år. /54/

Fordelt på dyreslag tilsier dette:

- Storfe – 148 mill.m³/år
- Griser - 49 mill.m³/år
- Høner - 16 mill.m³/år

(Her er gjort fratrekk for gjødselmengden i beitesesongen for storfe, 4 måneder)

Energiinnholdet ville totalt vært ca. 1,2 TWh.

Det er i dag strenge miljøkrav til spredning av husdyrgjødsel i landbruket. Dette har gjort det nødvendig å samle opp både vått og tørt organisk avfall i gjødselkjellere eller gjødselkummer over lengre tid.

Biogassproduksjon fra våtorganisk avfall, som husdyrgjødsel og kloakkslam, kan gjøres ved å pumpe massen inn i en gasstett reaktor (ferråtningsstank) som varmes opp. Her ferråtnes massen uten tilgang på oksygen og bryes ned av naturlig forekommende bakterier. Restproduktene er biogass (CH₄ + CO₂ + H₂S + annet) og et flytende gjødselprodukt som kan spres på landbruksareal. I motsetning til et komposteringsanlegg (aerob nedbrytning) hvor energien frigjøres som varme, produseres stort sett ikke varme i et biogassanlegg. Prosessen må som regel tilføres varme for å kunne holde en temperatur på 40 °C. Avhengig av temperaturen vil oppholdstiden for biomassen i reaktoren være fra 12 til 25 dager.

I Norge var det i år 2000, 17 bioreaktorer knyttet til renseanlegg som behandlet kloakkslam. Disse produserte en gassmengde tilsvarende ca. 80 GWh. I tillegg var det to reaktorer innenfor næringsmiddelindustrien, tre reaktorer i annen industri og to reaktorer for behandling av husdyrgjødsel i landbruket. Etter dette er det bygget ytterligere noen få mindre gårdsanlegg.

Omdanning av husdyrgjødsel i en anaerobisk prosess er en stor teknologisk utfordring da en skal oppnå flere ting samtidig. I tillegg til konvertering av gjødsel til biogass, skal en redusere luktplagen og oppnå en god vannkvalitet samtidig som en opprettholder en god driftsøkonomi. Fram til i dag har gassproduksjonen i mange anlegg vært for lav, noe som skyldes oppblomstring av metanbakterier som følge av et for høyt innhold av ammonia i husdyrgjødsel.

BIOSCAN as i Danmark har utviklet en prosess som ivaretar mange av disse forholdene, men den kan i utgangspunktet være noe kompleks for norske gårdbruk. /54/ Den har seks prosessstrinn:

- Separering
- Ultrafiltrering
- Amonia stripping
- Reversert osmose
- Gassrensing
- Produksjon av elkraft

Sistnevnte prosess med produksjon av elkraft, kan være aktuelt på større anlegg hvor det ikke er et tilstrekkelig varmebehov i nærområdet.

Flere fullskala anlegg er bygget i Danmark med kapasitet på ca 40 m³ husdyrgjødsel pr dag. Dette tilsvarer gjødsel fra ca 1000 storfe eller ca 10000 griser eller ca 400.000 høner. Det må forventes at teknologien utvikles til også å fungere tilfredstillende i anlegg med mindre kapasitet.

I 2002 ble det bygget et biogassanlegg /55/ ved Åna fengsel i Rogaland basert i hovedsak på husdyrgjødsel fra gårdens 240 storfe og 18 griser. I tillegg kommer gjødsel fra nærliggende gårdsbruk. Anlegget er levert av Hifo-Tech AS og er basert på prinsippet "høyfrekvent osilasjon" (HFO). Kapasiteten er 224 000 m³ biogass pr år og en netto energiproduksjon på 0,9 GWh. Investeringen var 5,7 mill NOK. Dette tilsier en kostnad på 6,3 kr/kWh årsproduksjon. Anlegget er det første av sin type og hvis det kan vises til god drift fremover, vil det kunne være et eksempel på mulig teknologi for norske gårdsbruk i fremtiden.

Våtkompostering med varmegjenvinning er en alternativ måte å utnytte husdyrgjødsel til energiformål og som reduserer uønsket produksjon av metangass. Gjødsel føres til en isolert komposteringskum med varmeveksler i veggene. Luft tilføres da den flytende gjødselmassen og gir oppvekst til oksygenkrevende (aerobe) bakterier. Disse omsetter det organiske materialet i gjødsel til forholdsvis harmløse sluttprodukter samtidig som det utvikles varme. Varmen kan for eksempel brukes til oppvarming av boliger og driftsbygninger, men da temperaturen er lav bør disse helst ha vannbåren gulvvarme. Kostnadene knyttet til slike løsninger er i utgangspunktet rimeligere enn biogassanlegg både med hensyn til anleggsinvestering og drift. De er også enklere å bygge og drifte i mindre skala.

Vårt desentrale landbruk med små besetninger og store avstander mellom brukene, er ugunstig i forhold til bygging og drifting av anlegg for biogassproduksjon. Størrelsen på anleggene må vurderes opp mot kostnadene og utslippene knyttet til transport av

flytende gjødsel til større fellesanlegg. Med et forbud mot deponering av organisk avfall fra 2009, vil en kunne få flere aktører til å bygge anlegg for biogassproduksjon. Både landbruket og næringsmiddelindustrien kan da bli leverandører av råstoff.

7.4 Samlede kostnader og potensialer

SFT /20/ anslår et reduksjonspotensial i 2020 på henholdsvis 360 tusen tonn CO₂, med biogassproduksjon ved anaerob nedbrytning . Kostnaden for dette en anslått til ca. - 311 kr/kg CO₂ . Tiltaket er beregnet å være samfunnsøkonomisk lønnsomt i 2020. Når det gjelder anaerob biogassproduksjon kan innblanding av våtorganisk avfall være avgjørende for lønnsomheten. Sparte utgifter til alternativ avfallsbehandling er det viktigste bidraget til dette.

Frem til 2050 kan vi anta at det er mulig å realisere en ytterligere reduksjon på henholdsvis 600 tusen tonn CO₂. Det vil si en halvering fra dagens nivå på ca. 2 millioner tonn.

Tabell 21 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 6

Kile:	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO ₂	Mt CO ₂
Metangjenvinning fra husdyrgjødsel	0- 100	1

7.5 Betingelser og virkemidler

Landbruket har de siste tiårene vært gjennom en kontinuerlig omstilling og antall bruk med husdyr er redusert dramatisk. Det kan trolig forventes at dette vil fortsette og vi får i så fall et større innslag av industrielt landbruk med få og store enheter. Antall husdyr vil også kunne reduseres og det kan bli en endret fordeling mellom de ulike dyreslag. Avgjørende for denne utviklingen er fremtidige beslutninger knyttet til nasjonal og internasjonal landbrukspolitik. I et perspektiv på 30-50 år vil en stor andel av bruk med dyrehold trolig komme opp i en størrelse som gir grunnlag for bygging av rasjonelle biogassanlegg på hver enhet. I dag er selv de største brukene antagelig for små. Det vil imidlertid være snakk om store anleggs-investeringer og en eller annen form for finansieringsordning må trolig på plass for å utløse dette potensialet.

Hvordan en løser problemet med våtorganisk avfall vil også kunne bety mye for hvilke løsninger som bør velges i forhold til husdyrgjødsel. Produksjon av biogass i større fellesanlegg med avfallsselskapene, vil naturlig være et interessant alternativ til enkeltstående gårdsanlegg kun basert på husdyrgjødsel.

Våtkompostering med varmegjenvinning, kan vise seg å være en fornuftig løsning for norsk småskala landbruk.

8 KILDE 7 Avfall

8.1 Status og prognose

Av de totale metanutslippene som i 2003 var om lag 240.800 tonn, tilsvarende 5,1 mill tonn CO₂-ekvivalenter utgjorde utslippet fra avfallsfyllinger 40%. Det vil si i overkant av 2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.

Det er i dag ca. 70 deponianlegg med metangassgjenvinning i drift og noen få under planlegging eller utbygging.

For avfallssektoren finnes ingen separat fremskriving, men kun prognoser hvor det er tatt hensyn til reduserte metanutslipp fra deponier som konsekvens av at det blir forbud mot deponering av organisk avfall fra 2009.

8.2 Prioritering av teknologier

For avfallssektoren har SFT vurdert fire tiltak som aktuelle /20/:

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

Tiltaksbeskrivelsene bygger på en rapport fra Norconsult /50/. Det er i analysen lagt til grunn at forbudet mot deponering av nedbrytbart avfall innføres fra 2009. Dette vil medføre økte utslipp fra forbrenning, mens utslippsreduksjonen av metangass som følger av forbudet vil få gradvis økt betydning på lenger sikt. Utslippsøkning fra forbrenning er ikke inkludert i beskrivelsen nedenfor. Utslippene fra deponier er vanligvis slutt ca 30 år etter siste deponering.

I avfallssektoren vil tiltaket som gir størst langsiktig klimagassreduksjon være knyttet til forbudet mot deponering av organisk avfall. I tillegg til dette kommer tiltak knyttet til forbedret uttak av metangass og økt omdanning av metangass (metanoksydasjon) til CO₂ gjennom biofilter.

8.3 Kile 15: Nye metangassuttak og opprustning av eksisterende metangassuttak

Totalt utgjør nye metangassuttak og opprustning av eksisterende metangassuttak en reduksjon på ca. 7,7% i forhold til dagens utslipp fra norske deponier. I forhold til dagens uttak på ca. 24 000 tonn i eksisterende anlegg, vil en med alle tiltakene kunne øke dagens deponigassuttak med ca. 55%.

Det vil også kunne installeres generatoranlegg for strømproduksjon ved alle anlegg av en viss størrelse - ca. 30 anlegg. Dette vil kreve en investering på henholdsvis 60 mill kr og en årlig drift på ca. 5 mill kr. Årlig vil det kunne gi en strømproduksjon på henholdsvis 38 GWh til en energipris på under 35 øre/kWh.

Hvis det forutsettes en økning av metangassuttak og omdanning med rundt 15% til 75%, vil dette gi en utslippsreduksjon på rundt 270 000 CO₂-ekvivalenter. Total utslippsreduksjon fra sektoren blir med dette rundt 275 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2010 og rundt 890 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2020.

I 2010 er det først og fremst økt uttak av metangass fra eksisterende deponi som reduserer disse utslippene. I 2020 vil forbudet mot deponering føre til tiltak som vil stå for tre fjerdedeler av utslippsreduksjonen fra sektoren. Behandling av nedbrytbart avfall (kompostering, gjenvinning og forbrenning) vil derfor på sikt være det mest betydelige klimatiltaket i avfallssektoren.

Fra 2020 og frem til 2050 vil utslippene fra gamle deponier gradvis avta og flate ut mot en mindre restverdi. Utslippene vil i denne perioden være knyttet til de opplegg som velges for innsamling, forbehandling og sluttbehandling av organisk avfall. Det gjelder så vel kommunalt som industrielt avfall.

8.4 Samlede kostnader og potensialer

Norconsult omtaler to hovedtiltak for økt metangassuttak fra deponier /50/

- Opprusting og oppgradering av eksisterende prosessanlegg. Reparasjon og utbedring av ytre anlegg samt utvidelse, forbedret fakling og oppgradert drifts- og vedlikeholdsopplegg.
- Nye uttaksanlegg på aktuelle deponier uten gasstiltak - 10 stk.

Samlet for landet vil alle disse tiltakene kreve en investering på henholdsvis 70 mill kr og en årlig driftsutgift på ca 6 mill kr. Totalt vil dette resultere i en reduksjon av metangassutslippene på henholdsvis 13.500 tonn CH₄.

SFT har forutsatt at metangassuttak fra deponier vil inngå som en del av tiltak for økt energiproduksjon . Kostnadene ved deponiforbudet er derfor satt lik null.

Tiltakene vil ha sin største effekt de neste 20 til 30 år. I 2050 vil utslippene fra gamle deponier uansett være så små at anleggene ikke vil kunne operere. Realisering av de omtalte tiltak vil således resultere i en raskere reduksjon av utslippene, men ha liten innvirkning på resultatet i 2050. Realiserbart potensial i forhold til referansebanen blir dermed meget lite.

Tabell 22 Sammenstilling av kostnader og potensialer i 2050 for KILDE 7

Kile:	Kostnad	Realiserbart potensial
	kr/tonn CO ₂	Mt CO ₂
Nye metangassuttak og opprustning av eksisterende metangassuttak	0	0,1

8.5 Betingelser og virkemidler

Når det gjelder opprusting av eksisterende deponianlegg kan det være aktuelt å vurdere bruk av følgende virkemidler /20/ :

- Supplerende vilkår i driftstillatelser fra Fylkesmennene til den enkelte deponieier for anlegg på aktive deponier samt vilkår i etterdriftskrav til nedlagte deponier.
- Opplysning og motivasjon til anleggseiere for frivillig oppgradering (bl.a. med fokus på økt energi- og inntekspotensial)
- Tilskudd til kapitalkrevende ombygginger.

Det kan vise seg å være en viss motvilje mot inngrep og ombygginger i anlegg som nå fungerer tilfredstillende. Noen av tiltakene vil også være kostnadskreven og det kan være usikkerhet knyttet til den reelle effekten. Kompetanse både mht oppgradering og drifting av avanserte anlegg kan også være et problem.

Når det gjelder etablering av nye gassuttak på alle ikke utbygde, men aktuelle deponier i landet kan et være aktuelt å vurdere følgende virkemidler /20/ :

- Gjennomføring av en nasjonal kartlegging gjennom fylkesmennene av gjenværende ikke utbygde kommunale deponier samt lignende gjennom SFT av ikke utbygde industrideponier. Justering av lovverk/regelverk for å kunne påby etablering av gassanlegg.
- Innføring av nye driftskrav med pålagt etablering fra SFT til den enkelte deponieier for industrideponier.

Mange eldre og avsluttede deponier har ofte fått ny anvendelse og det kan være vanskelig å starte med boring av brønner i disse. Det kan også være mangel på hjemmel for pålegg til mange industrideponier (særlig i treforedlingsindustrien)

Når det gjelder utnyttning av energi på eller nær deponiet kan et være aktuelt å vurdere følgende virkemidler /20/ :

- Utrede og innføre bedre hjemler til å pålegge energiutnyttelse, særlig for energiselskapene.
- Øke støtteandel og muligheter for å få investeringsstøtte blant annet gjennom ENOVA. Innføre investeringsstøtte basert på kWh produsert. Alternativt innføre løpende kWh-basert støtte som gir garantert minstepris på produsert og levert energi over lengre tidsrom.

Høye kostnader knyttet både til investering og drift gjør at disse anleggene ikke er lønnsomme med dagens energipriser. Innføring av ”Grønne sertifikater” kan endre dette. Det er heller ingen formelle hjemler til å pålegge energiutnyttelse i dag.

9 Kile 16: Norsk innsats for reduksjon av utslipp i utlandet

Et eksempel på norsk innsats for reduksjon av utslipp i utlandet er forskningen og utviklingen av solcelleteknologi og hvilke effekter eksport fra Norsk solcelleindustri kan ha internasjonalt.

9.1 Solcelleindustrien i Norge

Solcelleindustrien er en raskt voksende industri internasjonalt, og norske bedrifter er å finne blant industrilederne. Her til lands bidrar solcelleindustrien allerede til å redusere utslipp grunnet produksjon av elektrisitet i utlandet, både gjennom produksjon av solceller, men kanskje især gjennom produksjonen av materialer for solcelleproduksjon. Dersom prognosene for fortsatt vekst stemmer, vil dette bidraget kunne bli svært betydelig fram mot 2050. Potensialet både for økt verdiskapning i Norge og for en renere energiproduksjon internasjonalt er stort.

Den norske solcelleindustrien inkluderer bedrifter som allerede er blant de ledende i verden, så vel som bedrifter med planer om snarlig oppstart av produksjon. Selskapet Renewable Energy Corporation ASA (REC ASA), medregnet dets datterselskaper i Norge og i utlandet en verdensledende produsent av råmaterialer til solceller, og også en betydelig produsent av solceller og solcellepaneler. Datterselskapet REC ScanWafer AS har fabrikker på Herøya og i Glomfjord. Disse fabrikkene produserer skiver av materialet multikrystallinsk silisium (wafere) til bruk i fremstilling av solceller. I dag produserer ScanWafer AS wafere som i ferdige solceller vil bidra med om lag 250 MW under standard lysforhold. Med allerede iverksatte utvidelser vil produksjonen øke til 540 MW. REC ScanCell AS i Narvik produserer solceller, og vil med iverksatte utvidelser produsere om lag 45 MW solceller neste år. REC ASA og datterselskapene har per dags dato totalt om lag 1100 ansatte (www.recgroup.com).

En annen Norsk bedrift med stort vekstpotensial i de nærmeste årene er Elkem Solar AS, et datterselskap av Elkem ASA. Elkem Solar AS planlegger å starte opp produksjon av silisium av tilstrekkelig renhet for solcelleproduksjon i løpet av 2007 eller 2008. Det planlagte produksjonsvolumet ved oppstart er på 2500 tonn, men bedriften tar sikte på betydelig ekspansjon etter dette, både gjennom økt produksjon i Norge og i utlandet (Dagens Næringsliv 28/12 2005).

Som tidligere nevnt er solcelleindustrien i rask vekst, også her til lands. Norsk solcelleindustri ligger for tiden i forkant av en industri som har vokst med mer enn 30% gjennomsnittlig i året gjennom over et tiår. En slik vekst tilsvarer en dobling i produksjonskapasitet oftere enn hvert tredje år. En betydelig FoU innsats hos industri og forskningsinstitusjoner arbeider for at en tilsvarende vekst skal kunne fortsette i mange år fremover. Gjennom sin sterke posisjon, og gjennom stadig innovasjon i industrien og ved forskningsinstitutter, ligger alt til rette for at solcelleindustrien kan bli en stadig viktigere norsk eksportindustri. Hovedutfordringen for alle aktører er å redusere prisen på elektrisiteten produsert av solceller, for å gjøre solceller konkurransedyktige i stadig flere energimarkeder.

9.2 Reduksjon i utslipp som følge av eksporterte solceller

Solcelleindustrien vil bli en stadig viktigere bidragsyter med hensyn til å redusere utslipp forbundet med produksjon av elektrisitet. I det følgende skal bidraget av den norske eksporten av solceller og solcellematerialer estimeres. Estimater gjøres både for situasjonen i dag basert både på produksjonstall fra 2005, samt for situasjonen i 2020 basert på forventet produksjonskapasitet. Siden wafere er den absolutt største eksportartikkelen fra fabrikker i Norge, vil estimatene gjøres kun basert på produksjonen av slike. Silisiummaterialer ("feedstock") produsert enten i utenlandske datterselskaper med norske eiere, og med tiden også i Norge vil kunne utgjøre en større andel.

Som nevnt ble det i 2005 produsert nok wafere i Norge til å fremstille solceller i stand til å produsere om lag 250 MW av elektrisitet. Dersom man tar utgangspunkt i en typisk verdi for innstrålt solenergi i Europa på 1000 kWh/m² per år, ser vi at solcellene laget av disse waferne skal produsere rundt 250 GWh årlig.

Flere studier har blitt gjort for å estimere energien som går med til produksjonen av solceller. Flere studier har beregnet tilbakebetalingstider for energien som brukes under fremstillingen av et helt energisystem basert på solceller. Et typisk estimat for et system laget av multikrystallinsk silisium solceller, den typen solceller som for tiden dominerer både den internasjonale og Norske solcelleindustrien, er at et slikt system i løpet av omtrent 4 år vil betale tilbake energien som er brukt til dets fremstilling (www.NREL.gov). Med en forventet levetid for slike systemer på i hvert fall 25 år, vil hvert system gi 21 år med "utslippsfri" produksjon av elektrisitet. Mye tyder på at levetiden til solcellepaneler er betraktelig lenger enn 25 år, noe som gjør det "utslippsfrie" bidraget enda større.

I 2020, dersom den gjennomsnittlige årlige veksten på minst 30 % fortsetter, vil eksporten ha steget med omtrent en faktor på 40 ($> 2^4 = 32$), og altså være på 10 GW. I ferdige solcellepaneler vil dette tilsvare en årlig produksjon av elektrisitet på hele 10 TWh. Det er også rimelig å anta at ny solcelleteknologi utviklet og satt i produksjon innen 2020 vil bidra til å redusere tilbakebetalingstiden. Dersom den forventede tilbakebetalingstiden når 2 år, noe flere eksperter mener er innen rekkevidde (www.NREL.gov), vil ferdige solcellepaneler produsert av wafere kunne produsere om lag 10 TWh årlig i 23 år "utslippsfritt".

Estimatene over forutsetter blant annet en fortsatt rask vekst i produksjonskapasitet. Å opprettholde en slik vekst er selvsagt ikke uten utfordringer. Den viktigste av disse er for tiden prisen på elektrisiteten fra solceller. Denne er for tiden kun konkurransedyktig i enkelte energimarkeder, inklusive i deler av Japan. Betydelige reduksjoner i prisen per kWh må til for at solceller skal bli konkurransedyktige i stadig flere energimarkeder. Det pågår for tiden en betydelig forskningsinnsats på å redusere både kostnaden og tilbakebetalingstiden til solceller, både gjennom utvikling av billigere og mindre energikrevende produksjonsteknologi og gjennom utvikling av stadig mer effektive solceller.

10 Oppsummering kilder

Potensialene i 2050 for de beskrevne kilene i forhold til Lavutslippets referansebane er sammenstilt i de to neste tabellene. Tabell 23 viser potensialet for direkte reduksjon av klimagassutslipp ved gjennomføring av de ulike kilene. Indirekte reduksjon ved at etterspørsel etter elektrisitet er redusert er presentert i Tabell 24. Unntaket er kilde 1 elektrisitetsproduksjon, hvor kilene også inngår i Tabell 23. For et tiltak som både har direkte og indirekte reduksjon av klimagasser, som for eksempel energieffektivisering i boliger, er mulighetene for direkte reduksjon av klimagasser (dvs her reduksjon av bruk av fossil energi) presentert i Tabell 23 og de indirekte besparelsene (redusert elforbruk) er presentert i Tabell 24.

De studerte kilene kan ikke summeres uten videre til et totalt potensial, da flere av kilene har innvirkning på samme forbruk og klimagassutslipp. Det gjelder spesielt innenfor kilde 3, hvor en gjennomføring av kile 5 "overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri" vesentlig reduserer potensialet i kile 6 "prosessomlegginger og energieffektivisering i prosessindustrien". Innenfor kilde 3 "stasjonær forbrenning" innvirker kile 7 "substitusjon av olje og gass med bioenergi" på både kile 8 "energieffektivisering i boliger" og på kile 9 "energieffektivisering i næringsbygg og industri".

I tillegg har implementering av kile 1-3 innenfor elektrisitetsproduksjon, stor betydning for vurderingen av potensialer som innefatter bruk av elektrisitet. Generelt er redusert bruk av elektrisitet sammenlignet med at elektrisiteten blir produsert med gasskraft uten CO₂-håndtering, og hvis dette ikke er det reelle alternativet, blir resultatet av disse kilene vesentlig forandret.

Til slutt er det i Tabell 25 en sammenstilling av kiler som ikke er studert nærmere med tilhørende forklaring.

Potensialene som er beskrevet er basert på Lavutslippets referansebane, og eventuelle endringer av denne, resulterer også i endringer i potensialene. De studerte teknologiske kilene har et potensial at langt på vei muliggjøre en reduksjon av klimagassutslippene i 2050 på 50-80%, men det er avhengig av betydelige innsatser både hva gjelder forskning og utvikling og vilje til å forandre rammebetingelsene.

Tabell 23 Oversikt over de kiler som er studert med tilhørende kostnad og realiserbart potensial i 2050

Kilde/kile	Realiserbart potensial i 2050 (TWh/år)	Utslipp i 2050 (Mt CO ₂ -ekv)	Reduksjon i 2050 (Mt CO ₂ -ekv)	Kostnad (kr/tonn CO ₂ -ekv)
1. Elektrisitetsproduksjon		18,4		
Vindkraft	60 ^a		21 ^a	
Vannkraft - småkraft	24 ^a		9 ^a	
Gasskraft med CO ₂ -håndtering	50 ^b		16 ^b	200-250
2. Olje og gassproduksjon		4,5		
Elektrifisering av sokkelen	4		0,6-2,4 ^e	>500
3. Prosessindustri		14,6		
Overgang fra kraftkrevende til krafteksporterende industri	-		3	-
CO ₂ -fangst og lagring	-		3	250-270
Prosessomlegginger	-		1-2	-
4. Stasjonær forbrenning		6,9		
Erstatte olje med bioenergi	26		7	-
Energieffektivisering i boliger	1 ^c		0,4 ^c	300 ^d
Energieffektivisering i næringsbygg og industri	2 ^c		0,4 ^c	100 ^d
5. Transport		19,7		
Biodrivstoff			1 (8)	
Lavutslippskjøretøy			3 (8)	
Lavutslippsfartøy			3,2	
6. Jordbruk		2,9		
Metangjenvinning fra husdyrgjødsel			1	0-100
7. Avfall				
Metangassuttak	-		0,1	-

a) Omregnet til gasskraftverk

b) Potensialet er antatt lik behovet for ny elektrisitet i henhold til referansebanen

c) Besparelser i direkte klimagassutslipp. Besparelser av elektrisitet inngår ikke, se neste tabell.

d) Kostnader i forbindelse med offentlige tiltak for å utløse potensialet. Grunnlaget for beregning av kostnader i husholdningssektoren er lite, og tallene er derfor svært usikre.

e) Utfallsrommet kommer som følge av at CO₂-besparelsen er beregnet både ut fra erstatning med el produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering og fornybar kraftproduksjon.

Tabell 24 Muligheter for å redusere etterspørselen etter elektrisitet i henhold til referansebanen og reduksjon i klimagassutslipp sammenlignet med om elektrisiteten ble produsert i gasskraftverk uten CO₂-håndtering (2050)

Kilde/kile	Realiserbart potensial (TWh/år)	Reduksjon (Mt CO ₂ -ekv)
Erstatte eloppvarming med bioenergi	52	18
Energieffektivisering - boliger	18	6
Energieffektivisering – næringsbygg og alminnelig industri	9	3
Nedlegging av industri	17	6
Prosessomlegging	3	1

Tabell 25 Kiler som ikke er studert

Teknologi/kile	Lite potensial	”Umoden” teknologi	Høye kostnader	Politisk uaktuelt
Bølger		x	x	
Saltkraft		x	x	
Tidevann		x	x	
Ny storskala vannkraft				x
Aktiv solvarme	x			
Solceller (PV)	x			
Geotermisk kraft	x			
Elkraft fra bioenergi	x			
Kjernekraft				x
Stopp av kulldriften på Svalbard				x
Mindre petroleumsutvinning				x

11 MARKAL

11.1 Beskrivelse av verktøyet MARKAL

MARKAL er et modelleringsverktøy som er laget for å representere nasjonale, regionale eller lokale energisystemer. Utviklingen av MARKAL startet ved Brookhaven National Laboratory i USA på 1970-tallet. I dag koordineres videreutvikling og bruk gjennom IEA-programmet ETSAP (Energy Technology System Analysis Programme).

Energisystemet i MARKAL beskrives gjennom et sett av tilgjengelige og fremtidige teknologier for utvinning, konvertering og bruk av energi. MARKAL velger mellom disse teknologiene for å finne den optimale sammensetningen av energisystemer som tilfredsstillende ulike tekniske, økonomiske eller miljømessige begrensninger over en gitt tidsperiode.

MARKAL drives av etterspørselen, det vil si at den må tilfredsstillende spesifiserte etterspørselsprognoser for hver etterspørselssektor i modellen. Det optimale energisystemet er vanligvis definert som det systemet som tilfredsstillende energi- etterspørselen og andre rammebetingelser (eksempelvis utslippskrav) til en minimal kostnad for hele den tidshorisonten som analyseres.

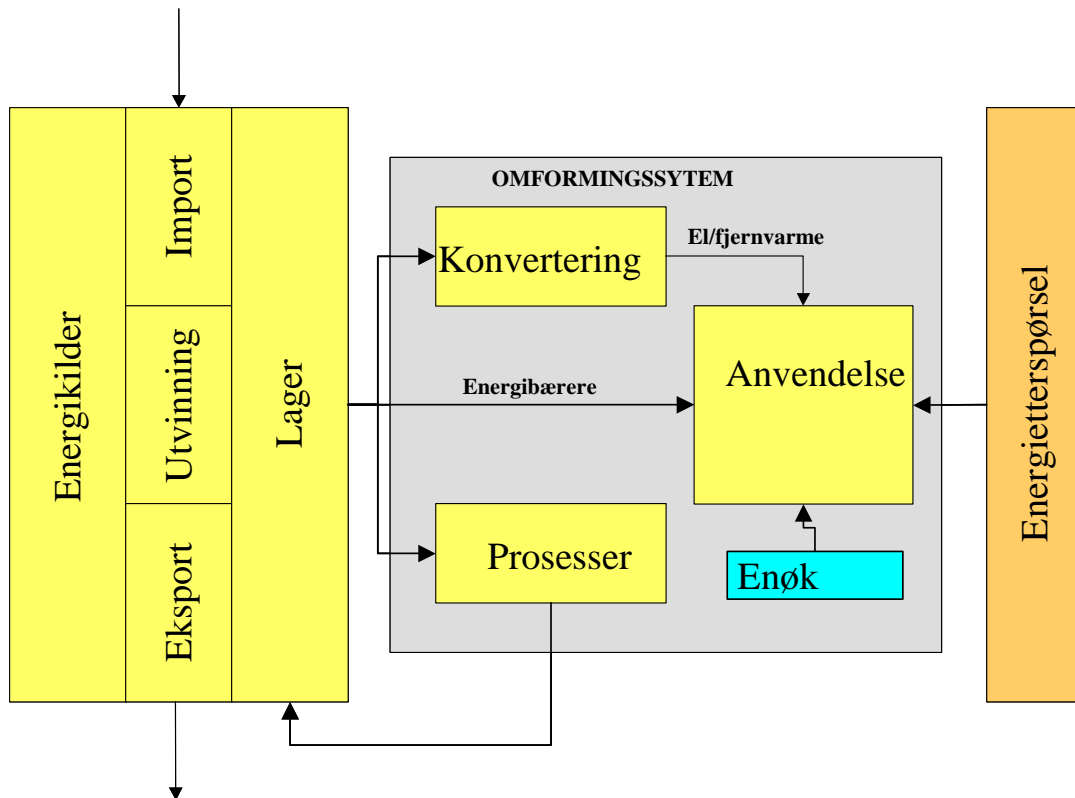
MARKAL finner den optimale sammensetningen av energisystemet ved å formulere og løse systemet som et lineært program bestående av:

- en objektfunksjon, de totale diskonterte kostnader, som skal minimaliseres
- et sett med begrensninger som sikrer at etterspørselen, utslippsgrenser og begrensninger på energibærere og kapasitet tilfredsstillende

MARKAL er en lineær optimaliseringsmodell som indikerer hva som bør gjøres for å oppnå en ønsket utvikling. Det er ikke en modell som viser en sannsynlig fremtids- utvikling. Ved å legge inn tilgjengelige teknologier og energibærere i basisåret for simuleringen optimerer MARKAL fremtidssituasjonen over hele analyseperioden.

11.2 Beskrivelse av MARKAL-modellen

I MARKAL beskrives energistrømmen fra tilførsel, via omvandling til etterspørsel, se Figur 11-1



Figur 11-1 Strukturen i en MARKAL-modell

Tilførsel

Energi tilføres systemet ved import, innenlandsk utvinning eller i form av fornybar energi. Energi kan eksporteres ut av energisystemet. Energibærere som tilføres eller forlater systemet beskrives gjennom ulike parametre, slik som utvinningskostnad, importpris, eksportpris og tilgjengelig mengde. Energi kan også lagres, slik at energibærere kan produseres i en tidsperiode og anvendes i en senere tidsperiode.

Omformingsystemet

Omformingsystemet representerer teknologier for prosessering og omvandling av energi, teknologier for distribusjon og anvendelse av energi og enøktiltak.

- Prosesseteknologier omvandler en energibærer til en annen energibærer, f. eks oljeraffineri.
- Konverteringsteknologier produserer elektrisitet og/eller varme, f. eks gasskraftverk
- Distribusjonsteknologier (som er representert med piler i figuren) transporterer energibærere fra kilde, via teknologi til forbruker, f. eks fjernvarmenett.

- Etterspørselsteknologier er teknologier som benyttes for å dekke etterspørselen hos sluttbruker, f. eks oljekjel.
- Enøktiltak reduserer energietterspørselen hos sluttbruker. Enøktiltakene i modellen realiseres dersom de er billigere enn det vil være å dekke etterspørselen med tilgjengelige etterspørselsteknologier.

Alle teknologier beskrives med tekniske (virkningsgrader, tilgjengelighet, installert kapasitet, levetid etc), økonomiske (investeringskostnader, vedlikeholdskostnader, rente etc) og miljømessige data (CO₂, NO_x, SO_x). Maksimalt potensial kan antas for nye teknologier for å reflektere markedsmessige og institusjonelle hindre. Det kan også legges restriksjoner for introduksjonshastigheten for nye teknologier og begrensninger for utfasningshastigheten på eksisterende teknologier.

Etterspørsel

Etterspørselssektorene for energi er inndelt i industri, servicesektor, husholdning og transport. Disse sektorene er igjen inndelt i undersektorer som alle har alternative etterspørselsteknologier som kan dekke energibehovet. Netto energietterspørsel i form av prognoser for hver slik undersektor etableres utenfor modellen og legges inn i modellen. MARKAL velger så under optimeringen de teknologier som skal dekke denne nettoetterspørselen. Avhengig av virkningsgrader til de valgte teknologier og bruk av enøktiltak, gir MARKAL den mengde bruttoenergi som er nødvendig for å dekke den spesifiserte nettoenergiefterspørselen.

11.3 MARKAL-modell brukt til analyser for Lavutslippsutvalget

Det er den norske MARKAL-modellen som er brukt i dette prosjektet, med basisår 2000. Analyseperioden er 2000 til 2050, og modellen er bygget opp med 5 års intervaller.

11.3.1 Sluttbrukerteknologier

For hver sektor er energibruken delt inn i termisk energibehov og elspesifikt behov. Det termiske energibehovet kan dekkes ved ulike energibærere og systemer. Hver etterspørselsektor kan velge mellom et utvalg av teknologier. Investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, installert kapasitet, levetid, virkningsgrad etc er tilpasset de enkelte etterspørselsektorer.

Husholdninger

Husholdningssektoren er inndelt i fire grupper; nye og eksisterende en-familiehus samt nye- og eksisterende fler-familiehus. I tillegg er elektrisk utstyr i husholdningene en egen gruppe.

I tillegg kan husholdningene velge å investere i ny teknologi for oppvarming, slik som pelletskamin, parafinovn, vedovn, panelovner/varmekabler, varmpumper og ulike løsninger for vannbåren varme.

I husholdningssektoren er det antatt at etterspørsel etter termisk energi til gamle hus er uforandret i perioden og at all økning skjer i nye hus. Tidligere har etterspørselen til gamle hus blitt redusert, men når total økning av energibruk i husholdninger er så stor i hht referansebanen, virker det rimelig at gamle hus ikke reduserer sin etterspørsel, på tross for at noen hus rives.

Tjenesteytende sektor

Alle undergruppene i tjenesteytende sektor er slått sammen til en bransje i modellen. Energibehovet i tjenesteytende sektor er så inndelt i etterspørsel etter termisk energi og etterspørsel etter elektrisk energi til utstyr/lys. Det termiske energibehovet i tjenesteytende sektor kan dekkes ved hjelp av direkte elektrisk oppvarming og/eller ved et sentralvarmeanlegg. Varmepumper, fjernvarmeveksler, elkjel, oljekjel, solvarme og pelletskjel kan benyttes. Installert kapasitet for de ulike oppvarmingssystemene er lagt inn for utgangsåret.

Industri

I modellen er industrien inndelt i fem sektorer; treforedling, kjemisk, ferrolegering, aluminium og annen industri. Energibehovet er inndelt i termisk energi og ikke-substituerbar elektrisitet. Det termiske behovet kan dekkes ved noe ulike kilder i de ulike bransjene, avhengig av blant annet interne ressurser i bedriftene. De viktigste er elkjel, oljekjel, gasskjel, biokjel, fjernvarme og varmpumpe.

Transport

I modellen er transportsektoren inndelt i 8 sektorer; veitransport – biler, veitransport – gods, veitransport – busser, jernbane, innenlands sjøfart og marint forsvar, lufttransport, mobilt utstyr og fiske. Hver sektor har mulighet å velge mellom ulike transportteknologier.

Annet

Andre sektorer som er modellert er primærnæringene (jordbruk og fiske).

11.3.2 Enøktiltak

I MARKAL-modellen er enøktiltak fysiske tiltak som reduserer energibruken, men som ikke fører til nedsatt energiservice/komfort. Tiltakene i modellen realiseres dersom de er billigere enn det vil være å dekke etterspørselen med tilgjengelige etterspørselsteknologier. Alle sluttbrukersektorer kan velge å investere i enøktiltak. Enøktiltakene er inndelt i kostnadsklasser etter hvor lønnsomme tiltakene er. I hver kostnadsklasse vil det normalt være flere tiltak. Eksempelvis er ulike tiltak vedrørende ventilasjon og automatikk i tjenesteytende sektor slått sammen i en kostnadsklasse.

Enøktiltakene innen husholdninger og tjenesteytende sektor er basert på tiltakene som er beskrevet tidligere i denne rapporten. Bruk av varmpumper og solenergi til oppvarming er modellert som egne sluttbrukerteknologier. Energibruken disse teknologiene henter fra omgivelsene, er inkludert som enøktiltak i resultatene. Enøktiltak i husholdningssektoren er inndelt i fire kostnadsklasser for elektrisk energi og fire kostnadsklasser for termisk energi, og disse er knyttet til de ulike etterspørselssektorene. I tjenesteytende sektor er enøktiltakene inndelt i fire kostnadsklasser for termisk energi og fire kostnadsklasser for elektrisk energi.

Enøktiltak i industrien er inndelt i ulikt antall kostnadsklasser for de ulike bransjene. For industrien gjelder at enøktiltakene hovedsakelig er modellert som enkeltvise tiltak innen hver bransje. Enøktiltakene i industrien som benyttes i modellen er basert på tidligere beskrevne potensialer i denne rapporten.

11.3.3 Energiressurser

Energiproduksjon i Norge er modellert og import av brensler er lagt inn med priser lik nivået i 2005. Prisene holdes i stort sett konstante i hele perioden. Skatter og avgifter er modellert med faktiske verdier for 2000 og 2005, og 2005-verdiene er brukt frem til 2050. For husholdningssektoren er merverdiavgift lagt til energiprisene.

12 MARKAL-analyser

MARKAL-databasen for Norge er benyttet for å analyse hvilke tiltak som velges når det legges restriksjoner på totale CO₂-utslipp i Norge. Databasen er oppdatert til hele perioden 2000-2050 (tidligere versjon sluttet i 2030). Det er lagt inn tiltak tilsvarende de som er beskrevet tidligere i denne rapporten, med unntak av metantiltak i jordbruk og avfallssektoren. Fremskrivningen av energietterspørsel i ulike sektorer er i henhold til Lavutslippsutvalgets referansebane.

12.1 Lavutslippsutvalgets baner

Referansebanen

Lavutslippsutvalgets referansebane er basert på analyser gjennomført av SSB med MSG-modellen. IFE har ikke gjort en realitetsvurdering av referansebanen. Fra referansebanen har IFE fått fremskrivning av klimagassutslipp, energibruk (elektrisitet, fyringsolje, bensin og autodiesel) og bruttoproduksjon fordelt på næringssektorer og privat konsum. Denne fremskrivningen er brukt i analysene med MARKAL-modellen for Norge.

Lavutslippscenariet

Lavutslippsutvalget har laget et lavutslippscenario med mulig reduksjon av totale CO₂-utslipp på -72% i 2050 i forhold til 1990 /66/. I dette scenariet er det forventet at økte nedbørsmengder gir en økt årlig elproduksjon fra eksisterende vannkraft på ca 4,6 TWh og dette er også lagt inn i MARKAL-modellen i analysene med lavutslippsscenarioet. I *Tabell 26* er lavutslippsutvalgets forslag til tiltak for å redusere Norges klimagassutslipp med 72% presentert sammen med resultatene for disse tiltakene i MARKAL-analysene. I de neste avsnittene er resultatene for MARKAL-analysene presentert, med henvisning til lavutslippsscenarioet som Lavutslippsutvalget har presentert.

I MARKAL er alt fordelt på de ulike kildene og det finnes derfor ikke noen "øvrig aktivitet" i modellen. For eksempel er energi til oppvarming vesentlig høyere i modellen enn i LUUs tabell, hvor en del av dette sannsynligvis inngår i "øvrig aktivitet". Forskjellene i inndeling i sektorer/kilder gjør det vanskeligere å sammenligne totale utslippstall eller forbrukstall i hver sektor. I *Tabell 26* er det derfor bare kommentert reduksjoner/økninger for hver kile, og ikke endringer i banene. Klimavett i husholdninger er ikke modellert direkte, men noe kan eventuelt ses som en del av energieffektivisering i bygg.

Tabell 26 Lavutslippsutvalgets forslag til tiltak for å redusere Norge klimagassutslipp og resultater fra MARKAL-analyser av tiltakene /66/

	Klimagassutslipp Mt CO ₂			Elforbruk TWh/år			
	2005	2050	MARKAL	2005	2050	MARKAL	
TRANSPORT							
	<i>Referansebanen</i>	18.3	19.7		2.0	2.3	
Tiltak 1	Lavutslipps-kjøretøy	0.0	-8.0	-2	0.0	12.0	+2
Tiltak 2	CO ₂ -nøytralt drivstoff	0.0	-5.0	-6	0.0	0.0	0
Tiltak 3	Transportreduksjon	0.0	-2.0	ikke mod	0.0	0.0	ikke mod
Tiltak 4	Lavutslipps-fartøy	0.0	-2.0	-1	0.0	0.0	0
	<i>Lavutslippsbanen</i>	18.3	2.7		2.0	14.3	
OPPVARMING							
	<i>Referansebanen</i>	5.1	6.9		28.0	40.0	
Tiltak 5	Energioptimalisering i bygg	0.0	-2.5	-2	0.0	-15.0	-26 TWh
Tiltak 6	CO ₂ -nøytral oppvarming	0.0	-4.0	-5	0.0	-12.0	-23 TWh
	<i>Lavutslippsbanen</i>	5.1	0.4		28.0	13.0	
JORDBRUK OG AVFALL							
	<i>Referansebanen</i>	4.6	2.9		1.7	0.8	
Tiltak 7	Metaninnsamling	0.0	-1.0	ikke mod	0.0	-1.0	ikke mod
	<i>Lavutslippsbanen</i>	4.6	1.9		1.7	-0.2	
PROSESSINDUSTRI							
	<i>Referansebanen</i>	18.0	14.6		40.9	35.5	
Tiltak 8	CO ₂ -fangst og lagring fra industri	0.0	-3.0	-3	0.0	0.0	0
Tiltak 9	Prosessforbedringer	0.0	-2.0	-1	0.0	-3.0	-1 TWh
	<i>Lavutslippsbanen</i>	18.0	9.6		40.9	32.5	
PETROLEUMSVIRKSOMHET							
	<i>Referansebanen</i>	13.2	4.5		0.5	0.1	
Tiltak 10	Elektrifisering av sokkelen	0.0	-4.0	-2.7	0.0	10.0	4,5 TWh
	<i>Lavutslippsbanen</i>	13.2	0.5		0.5	10.1	
ØVRIG AKTIVITET							
	<i>Referansebanen</i>	0.0	0.0		44.0	98.7	
Tiltak 11	Norsk klimateknologi	0.0	0.0		0.0	0.0	
Tiltak 12	Klimavett i husholdninger	0.0	-2.0	ikke mod	0.0	-5.0	ikke mod
	<i>Lavutslippsbanen</i>	0.0	-2.0		44.0	93.7	
ELEKTRISITETSPRODUKSJON							
Tiltak 13	Overføringstap				11.0	15.0	
	FORBRUK AV STRØM				128.1	178.5	
Tiltak 14	Eksisterende vannkraft	0.0	0.0		127.4	132.0	130
	Gasskraft med CO ₂ håndtering	0.0	1.0		0.0	23.0	6
	Gasskraft uten CO ₂ håndtering	0.0	0.0		0.0	0.0	0
	Vindkraft	0.0	0.0		0.8	8.0	14
	Småvannkraft	0.0	0.0		0.0	8.0	10
	Stor vannkraft, ny						10
	Annen fornybar kraft	0.0	0.0		0.0	8.0	0
	Import av kraft				-0.1	-0.5	
	Klimautslipp fra kraftproduksjon	0.0	1.0				
	SUM LAVUTSLIPPS-BANEN	59	14		128	178	170
	Prosent reduksjon		-72 %				

12.2 Elproduksjon

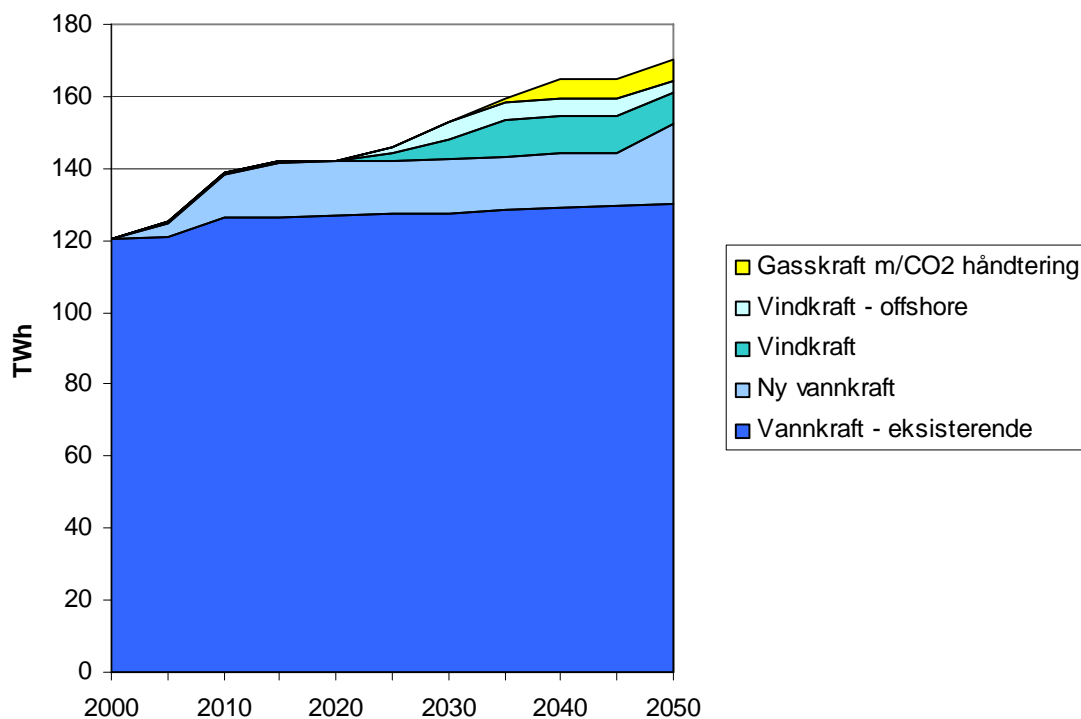
Den totale etterspørselen etter energi i 2050 vil dekkes opp av elkraft og av termiske brenslere. Den totale etterspørselen kan reduseres som følge av at modellen velger å realisere enøktiltak. Forholdet mellom el og termisk er ikke konstant, men avhengig av pris på de ulike teknologiene. Elektrisitet benyttes til forhold som er elspesifikke, slik som belysning, motordrift og annet teknisk utstyr. Elektrisitet benyttes også til oppvarming, og denne delen kan substitueres med andre energibærere slik som bioenergi, fjernvarme etc.

Elproduksjon i den norske MARKAL-modellen er modellert i 7 kostnadsklasser for vannkraft og 14 kostnadsklasser for vindkraft, hvorav 2 er offshore, gasskraft uten CO₂-håndtering og gasskraft med CO₂-håndtering. I tillegg er også andre teknologier for produksjon av elkraft modellert.

Figur 12-1 viser utviklingen i bruk av de ulike teknologier for produksjonen av elektrisitet i henhold til MARKAL-analysene. I lavutslippsbanen gir modellen en total elproduksjon på 170 TWh i 2050, hvorav ca 4 TWh produseres offshore og benyttes av petroleumsindustrien til deelektrifisering av sokkelen.

Av LUU er det beregnet at den totale elproduksjonen vil være 178 TWh for å dekke etterspørselen. At MARKAL-analysene gir en lavere elproduksjon enn LUUs beregninger kommer av at MARKAL-modellen velger å gjennomføre mer enøk, produsere mindre hydrogen og at en mindre del av sokkelen elektrifiseres.

I MARKAL-analysene kommer ny kraftproduksjon hovedsakelig fra vannkraft, men fra 2025 blir det bygd ut mer vindkraft og fra 2035 blir det bygget gasskraft med CO₂-håndtering. I analysene er det tatt hensyn til at eksisterende vannkraft vil produsere noe mer elektrisitet i 2050, grunnet økte nedbørsmengder (4,6 TWh). Den nye vannkraften seg med ca 10 TWh i store vannkraftprosjekter og ca 10 TWh småkraft i 2050. Dette innebærer at en stor del av potensialet for ny vannkraft blir realisert i modellen. Produksjon av elektrisitet fra vindkraft ligger mellom 0,5 og 1 TWh fram til 2020, men fra 2025 blir det i henhold til MARKAL-analysene en vekst i bruk av vindkraft, og total elproduksjon fra vind er ca 14 TWh i 2050, hvorav 4 TWh er offshore. Gasskraft med CO₂-håndtering er bygget ut til 6 TWh i 2050 i følge analysene.



Figur 12-1 Elproduksjon i lavutslippsbanen basert på MARKAL-analysene (TWh/år)

12.3 Petroleumsvirksomhet

I henhold til LUUs referansebane vil petroleumsvirksomheten reduseres fram mot 2050 og i lavutslippsbanen vil utslippene reduseres til 0,5 Mt CO₂ som følge av både redusert aktivitet og som følge av en omfattende elektrifisering av sokkelen.

I henhold til MARKAL-analysene vil det bli en delelektrifisering av sokkelen. Offshore vindkraft er i MARKAL-analysene beregnet til å produsere i underkant av 4 TWh i 2050 som benyttes på installasjoner offshore. I tillegg vil det bygges ut infrastruktur for kraft fra land. Maksimal kraftoverføring fra land er beregnet til 2,4 TWh i 2025. I henhold til MARKAL analysene blir elektrisk kraft tilført sokkelen lavere enn de 10 TWh LUU har benyttet i sin tiltaksplan. I følge MARKAL-analysene dekkes det resterende kraftbehov på sokkelen av gassturbiner.

Det totale utslippet basert på MARKAL-analysene blir 3 Mt CO₂ i 2050, som er en del høyere enn LUU legger til grunn. Utslippene av CO₂ kommer fra drift av gassturbiner og fra faking. Årsaken til de store avvikene mellom LUUs bane og MARKAL-analysene er at LUU antar at alt energibehov på sokkelen dekkes av kraft fra land, mens MARKAL-analysene kun gir en delvis elektrifisering av sokkelen.

12.4 Prosessindustri

CO₂-fangst og lagring fra industri er sterkt knyttet til aktiviteten i oljeraffinerier, som øker betydelig i referansebanen. MARKAL-analysene viser en tilsvarende reduksjon av CO₂-utslipp fra prosessindustrien som det som er anslått i LUUs tiltaksforlag.

MARKAL gir som resultat at det gjennomføres energieffektiviseringstiltak i prosessindustri og raffinerier som reduserer energibruken med ca 5 TWh/år. Redusert elforbruk er noe lavere enn i LUUs tiltaksforlag, ca 1 TWh isteden for 3 TWh. Reduserte CO₂-utslipp i henhold til MARKAL-analysene er noe lavere enn LUUs forslag.

12.5 Oppvarming

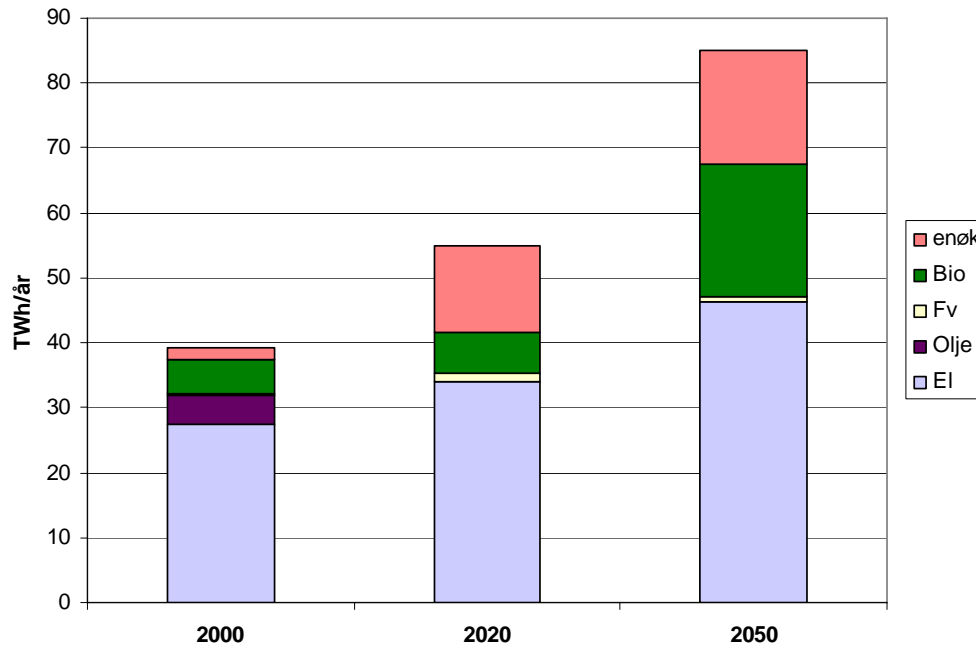
Klimagassutslipp fra oppvarming i bygg vil i henhold til referansebanen øke betydelig frem mot 2050. De tiltak som er vurdert for reduserte utslipp er dels energieffektivisering og dels substitusjon av fossile brensler eller elektrisitet til oppvarming med for eksempel bioenergi.

Resultatet fra MARKAL-analysene av lavutslippsscenarioet er at det gjennomføres energieffektiviseringstiltak i husholdninger, yrkesbygg og alminnelig industri tilsvarende ca 33 TWh (alle typer energibærere). Med den andel el til oppvarming som brukes i dag, blir redusert elforbruk ca 26 TWh og redusert CO₂-utslipp i underkant av 2 Mt CO₂. LUUs forslag til tiltak innebærer en elbesparelse på 15 TWh og en utslippsreduksjon på 2,5 Mt CO₂. MARKAL-analysene stemmer godt overens med reduserte CO₂-utslipp i LUUs tiltaksforlag, men mulighetene for redusert etterspørsel etter el er større i henhold til MARKAL-analysene enn i LUUs forslag. I MARKAL-databasen er det lagt inn tiltak tilsvarende det som er beskrevet tidligere i denne rapporten (ca 20% mulig besparelse i bygg). Med den sterke økning av energibruk i bygg som referansebanen innebærer, er det mulig at effektiviseringspotensialet er vesentlig høyere, da fremtidige husholdninger ikke må bruke mer energi enn dagens husholdninger. Potensialet for besparelser i tiltak 5 kan derfor vurderes som enda større.

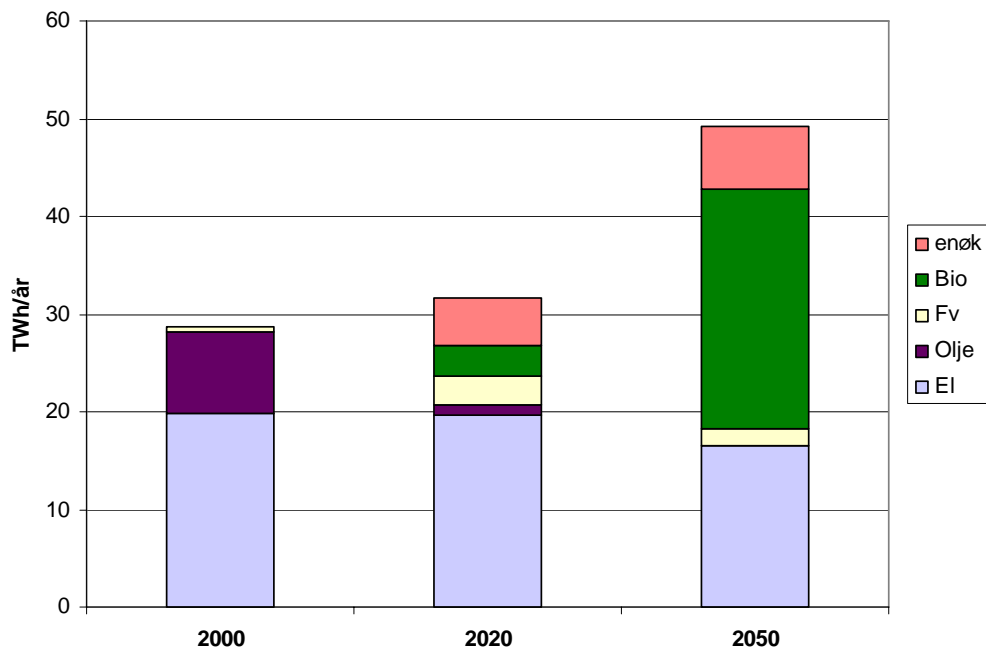
Substitusjon av elektrisitet med CO₂-nøytral oppvarming er av LUU anslått til ca 12 TWh. MARKAL-analysene gir som resultat at 14 TWh el til oppvarming i husholdninger blir substituert og over 8 TWh i servicesektoren, hvis andelen el til oppvarming er lik dagens fordeling. Mulighetene er enda større da modellen fortsatt velger relativt mye elektrisitet til oppvarming i enfamiliehus. I flerfamiliehus og yrkesbygg er det en stor andel pellets, varmepumper og fjernvarme. I enfamiliehus består substitusjonen for en stor del av ved.

Substitusjon av fossile brensler med CO₂-nøytrale oppvarming er av LUU anslått til ca 4 Mt CO₂. MARKAL-analysene gir som resultat at all bruk av fossile brensler i husholdninger og yrkesbygg er borte, men noe er erstattet av fjernvarme og her brukes det petroleumsprodukter. De direkte utslippene av CO₂ til oppvarming av bygg er helt borte.

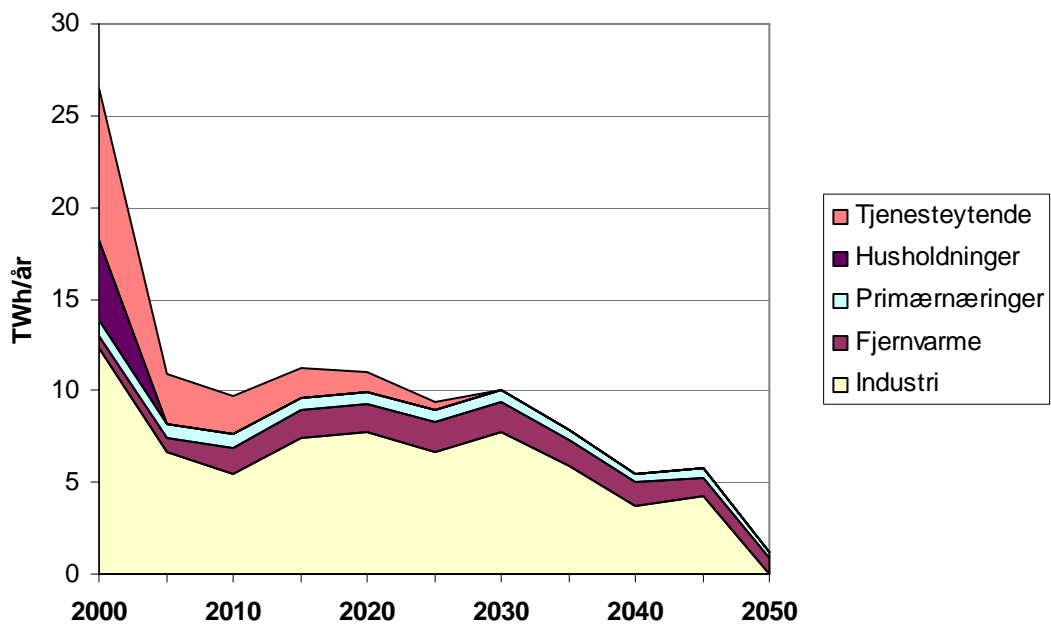
Noen resultater av analysene med MARKAL-modellen er vist i Figur 12-2 , Figur 12-3 og i Figur 12-4 , som viser henholdsvis energibærere til oppvarmingsformål i husholdningssektoren, servicesektoren og forbruk av fyringsolje i ulike sektorer.



Figur 12-2 Oppvarming i husholdningssektoren i lavutslippsscenariet i 2000, 2020 og 2050 i hht MARKAL-analysene



Figur 12-3 Oppvarming i servicesektoren i lavutslippsscenariet i 2000, 2020 og 2050 i henhold til MARKAL-analysene



Figur 12-4 Forbruk av fyringsolje i ulike sektorer i henhold til MARKAL-analysene (TWh/år)

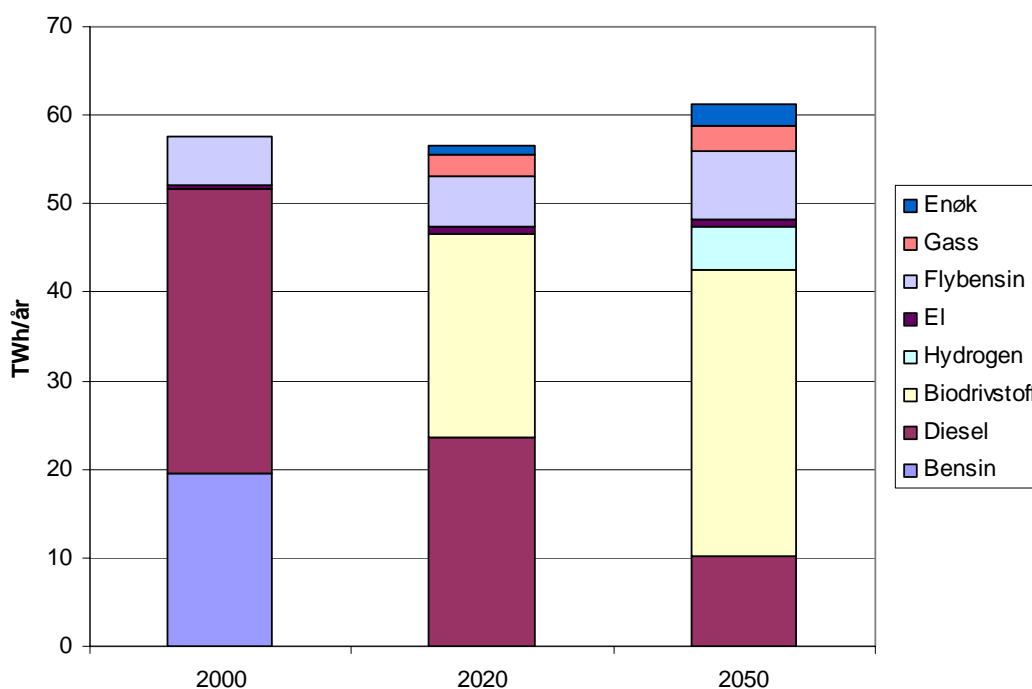
12.6 Transport

MARKAL-analysene viser at innenfor transportsektoren vil det i et lavutslippsscenario bli økt bruk av biodrivstoff i person- og godstrafikk. I tillegg vil det komme en del hydrogenbiler i slutten av perioden. Totalt blir CO₂-utslippene redusert med 81% i henhold til MARKAL-analysene, hvilket tilsvarer ca 9 Mt CO₂. Økningen i eletterspørsel er vesentlig lavere i henhold til MARKAL-analysene enn i LUUs tiltaksforslag. Total eletterspørsel til landtransport er ca 2 TWh i modellen.

I MARKAL-databasen er det lagt inn effektiviseringstiltak for skip i forhold til det som er beskrevet tidligere i denne rapporten. Det tilsvarer ca 0,7 Mt CO₂. Modellen velger også å investere i LNG-fartøy og modellen velger å bruke ca 1,5 TWh LNG.

Muligheter for reduserte klimagassutslipp fra lufttransport er ikke modellert i MARKAL og heller ikke transportreduksjon.

Figur 12-5 viser hvilke energibærere som blir brukt til transport i henhold til MARKAL-analysene.

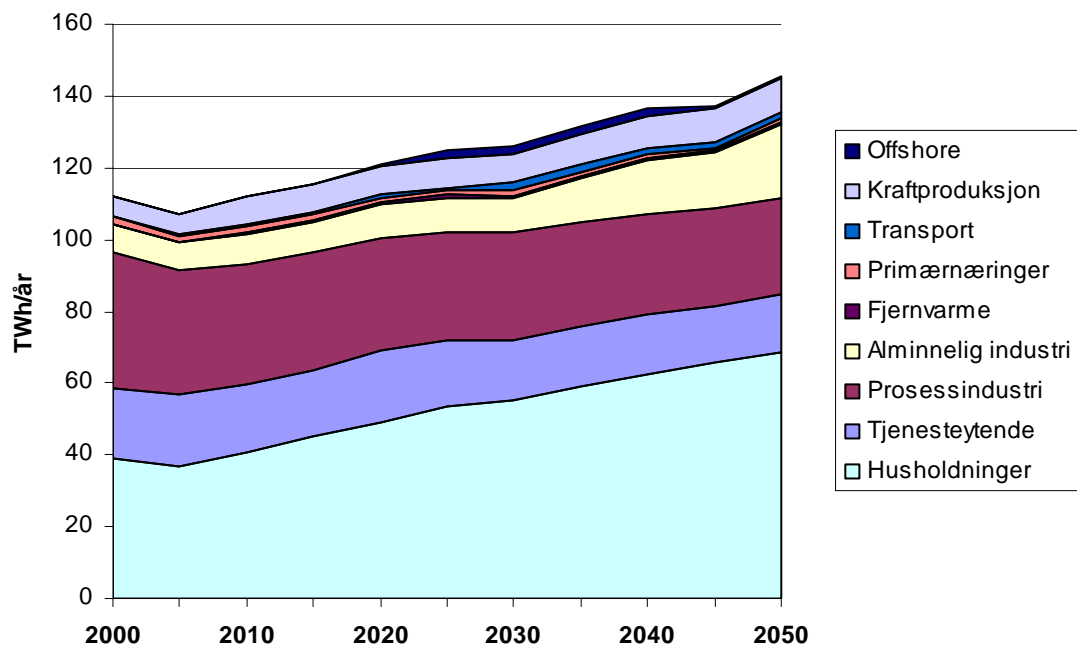


Figur 12-5 Bruk av energibærere til transport i henhold til MARKAL-analysene (TWh/år)

12.7 Energibærere i lavutslippssbanen

I Figur 12-6 vises bruken av elektrisitet i henhold til analysene av lavutslippssbanen med MARKAL-Norge. Forbruket øker betydelig i husholdningssektoren, som en følge av den sterke økningen i netto energi i henhold til referansebanen. I tjenesteytende sektor,

prosessindustri og primærnæringer er det en redusert etterspørsel etter elektrisitet, mens det i de øvrige sektorene er en økning.



Figur 12-6 Forbruk av elektrisitet i henhold til MARKAL-analysene (TWh/år)

13 Referanser

1. NVE-rapport 11/2004, Grønne sertifikater
2. Norges vassdrags og energidirektorat (www.nve.no)
3. NVE-rapport 19/2004, Beregning av potensial for små kraftverk i Norge
4. Nasjonal klimatilaksanalyse. Delanalyse om tiltak innenfor stasjonær energibruk og –produksjon. Civitas AS, 2005
5. NVE-rapport 2/2003, Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk
6. NOU 2002:7, Gassteknologi, miljø og verdiskaping
7. IEA, Prospects for CO₂ capture and storage, Paris, 2004
8. IPCC Special report on carbon dioxide capture and storage, 2005
9. NVE-rapport 20/2005, Gasskraft med CO₂-håndtering – Verdikjedevurderinger
10. NVE rapport 12/2004, Naturgass en generell innføring
11. IEA, World Energy Outlook 2004, Paris, 2004
12. Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations- Results from the CO₂ Capture Project, Vol. 1 & Vol. 2, D.C. Thomas and S.M. Bensons (Eds.), 2005. www.CO2Captureproject.org
13. ”Potensialet for mer miljøeffektiv energibruk og produksjon i norsk prosessindustri”, Enova og PIL, IFE/KR/F-2002/144, KNE 24489-RV-0003-E1, Kjeller/Oslo 2002
14. Rosenberg, E., Enøk-potensialet i industrien 1995, IFE/KR/F-97/246, Kjeller, 1998
15. SSB, Utslipp av klimagasser – nasjonale tall
16. SSB, Naturressurser og miljø 2004, SA65, 2005
17. Enova, Biobrensel – et behagelig og miljøvennlig alternativ til elektrisk oppvarming
18. Energimagasinet 2/2005
19. Larsen, B.M., og Nesbakken, R., Formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk 2001, SSB rapport 2005/18

20. SFT, Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – En tiltaksanalyse for 2010 og 2020, ISBN 82-7655-269-2, september 2005
21. Civitas AS, Nasjonal klimatiltsaksanalyse – Delanalyse om tiltak innenfor stasjonær energibruk og –produksjon, august 2005
22. Enova rapport 2005:2, Bygningsnettverkets energistatistikk 2004, juni 2005
23. Enova rapport 2003:5, Byggstudien 2003, oktober 2003
24. Enova Resultatrapport 2004, 2005
25. www.enok.no
26. NVE, Energimerking av bygninger, Fakta-ark nr. 3 2005
27. Rosenberg, E., og Espegren, K. Aa., Modell for energietterspørsel i Møre og Romsdal – med innledende analyser av effekten av økte priser, IFE/KR/F-2004/229, Kjeller 2005
28. NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen i Norge mot 2020, Oslo 1998
29. DIRECTIVE 2002/91/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 16 December 2002 on the energy performance of buildings
30. Espegren, K. Aa., Rosenberg, E. og Fidje, A., Energibruksutvikling 1980-2020 – historisk utvikling, drivkrefter og fremskrivninger, IFE/KR/F-2005/098, Kjeller, 2005
31. Odyssee- databasen, www.odyssee-indicators.org
32. Tor Helge Dokka, Tore Wigenstad, Lars Myhre, Energimerking av nye boliger – Hovedprosjektrapport, STF22 A04517, ISBN 82-14-03420-5, Nov. 2004
33. Rosenberg, E., og Espegren, K. Aa., Energy efficiency in Norway 1990-2002 – Monitoring tools for energy efficiency in Europe: The Odyssee and MURE projects, IFE/KR/E-2004/001, Kjeller, 2004
34. Bjørnstad, E. et al., Evaluering av tilskuddsordningen til varmepumper, pelleskaminer og styringssystemer, NFT-rapport 2005:2, ISBN: 82-7732-136-8, 2005
35. Bransjenettverk for energibruk i norsk industri – Årsrapport 1998, Kjeller, 1999
36. Stortingsmelding nr. 9 (2002 – 2003) Om innenlands bruk av naturgass mv.
37. Elkraft fra land til norsk sokkel, OLF, 2003
38. Kraftforsyning for installasjoner på norsk sokkel – CO₂-reduserende tiltak, OLF, 1998

39. Kraftforsyning fra land til sokkelen, Fellesrapport OD-NVE, 2002
40. Finansdepartementet, Perspektivmeldingen, 2004
41. Hoem, B. (ed.), The Norwegian Emission Inventory, SSB rapport 2005/28, oktober 2005
42. Nestaas, I., Lehmann, M., og Lindstad, T., Hvitbok om klimagassutslipp fra norsk landbasert prosessindustri, DNV rapport 2002-1609 og Sintef rapport STF24A03501, 2003
43. www.sft.no
44. http://www.sft.no/kvoteregister/kvoter/klimakvoter_gasscokarsto150305.pdf
45. Lehmann, M., Mørk, K.H., Lie, F., Kenich, A., Hvitbok om klimagassutslipp fra norsk sokkel, DNV-rapport 2003-0834
46. Kraftintensivs industris respons på høye kraftpriser vinteren 2002/2003, ECON, Notat 2004-005
47. http://www.sft.no/kvoteregister/kvoter/klimakvoter_norcembrevik150305.pdf
48. Haugen, Hans Aksel, Norsk CO2 AS, Tel-Tek report no. 2204060-1, September 2005
49. Potensialet for mer miljøeffektiv energibruk og produksjon i norsk prosessindustri, KNE og IFE, 2002
50. Norconsult (2004): Tiltak for å redusere utslipp av metangass fra avfallsdeponier (Uredning for SFT), Oslo 2004
51. Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, Oljedirektoratet, 2005
52. CO2. Utredning av muligheter for mer effektiv energiforsyning av norsk sokkel, Oljedirektoratet, OLF, Statoil, Hydro og ConocoPhillips
53. HyWind, www.hydro.com, Norsk Hydro, New Energy
54. Bioenergi, miljø, teknikk og marked, Energigården 2001
55. www.caddet.org
56. SFT, Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – en tiltaksanalyse for 2010, Oslo, 2000
57. Skedsmo, Arild, Hagman Rolf, Energiforbruk og avgassutslipp fra transportmidler med tradisjonelle og alternative drivstoffer, Teknologisk Institutt, 1998

58. Hagman, Rolf, Figenbaum, Erik, Tekniske virkemidler for reduksjon av miljøbelastning fra vegtrafikk i Norge – Intervjuer med industri og kunnskapssentre om prioritert forskning og hensiktsmessige miljøtiltak, TØI rapport 808/2005
59. Bil og vei, Statistikk 2004, Opplysningsrådet for veitrafikken AS
60. Wriss, M., Heywood, J.B.; Drake E. M., Schafer, A., AuYeung F.F; 2000 On the Road in 2020, Massachusetts Institute of Technology – Energy Laboratory
61. OECD 2004, Can cars come clean. Strategies for the Implementation of clean and efficient Vehicles, Final report, 2004
62. GM Allison Electric Drives 2003 Presentation at EVS 20, Nov. 2003; <http://www.allisontransmission.com>
63. Chapuis, Denis, 2003, PSA's Diesel Hybrid Electric Vehicles – presentation at EVS 20
64. IMO: Study of Greenhouse Gas Emissions from Ships, Issue no. 2 - 31 March 2000
65. CO₂ Utslipp fra skipsfarten – Forprosjekt, MARINTEK rapport 236033.00.01, Desember 2000
66. Lavutslippsutvalget, Forslag til tiltak for å redusere Norges klimagassutslipp, Oppdatert 22.3.06
67. Lavutslippsutvalgets referansebane per februar 2006
68. Kraftsystemutredning for sentralnettet 2004-2020, desember 2005, Statnett
69. Wind Power Montly, Volume 22, No.1, January 2006, Annual Power Costs Comparison, David Milborrow
70. Knut Hofstad, Kjersti Mølmann, Lars Tallhaug, Vindkraftpotensialet i Norge, NVE, Rapport 17/2005



Institutt for energiteknikk

Institutt for energiteknikk

Pb. 40

NO-2027 Kjeller

Tlf 63 80 60 00

Telefax 63 81 63 56

www.ife.no