



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 9

(2002–2003)

Om innenlands bruk av naturgass mv.

Innhold

1	Bakgrunn	5	8	Gass i stasjonær energiforsyning ...53	
2	Sammendrag	7	8.1	Naturgass i energisystemet	53
Del I	Om innenlands bruk av naturgass	23	8.1.1	Noen problemstillinger ved introduksjon av naturgass	54
3	Om naturgass	25	8.1.2	Nærmere om distribusjon av gass i alminnelig forsyning	57
3.1	Egenskaper ved naturgass	25	8.1.3	Nærmere om naturgass til energiformål i industrien.....	58
3.2	Distribusjonsformer	27	8.2	Nærmere om miljøkonsekvenser ved bruk av gass i stasjonær energiforsyning	59
3.3	Utviklingen i andre land.....	29	8.2.1	Gasskraft med CO ₂ håndtering	59
4	Status og planer	31	8.2.2	Direkte bruk av naturgass.....	59
4.1	Ilandføringsstedene.....	32	8.3	Enova SF og NVE.....	61
4.1.1	Kårstø	32	8.4	Aktørbildet	62
4.1.2	Tjeldbergodden	34	9	Juridiske rammer for gassrør	64
4.1.3	Kollsnes	34	9.1	Avgrensning av oppstrøms og nedstrøms gassvirksomhet	64
4.1.4	Hammerfest/Melkøya	35	9.2	Eksisterende juridiske rammer	65
4.2	Planer om ny infrastruktur	35	9.2.1	Transmisjonsanlegg – gjeldende rett..	65
4.2.1	Bergens-området.....	35	9.2.2	Distribusjonsanlegg – gjeldende rett..	66
4.2.2	Stavanger-området	36	9.3	Gassmarkedsdirektivet.....	66
4.2.3	Skogn/Trondheims-området	36	9.3.1	Generelt om innholdet i direktivet	66
4.2.4	Østlandet	36	9.3.2	Gjennomføringsprosessen	67
5	Naturgass og miljø	38	9.4	Krav til sikkerhet.....	68
5.1	Gass som miljøvennlig energikilde	38	9.4.1	Utfordringen for sikkerhetsmyndighetene.....	68
5.2	Konsekvenser for arealbruk og miljø ved legging av rør	40	9.4.2	Sikkerhetsregelverket på land	69
5.3	Miljømessige rammer for bruk av gass	40	10	Økonomiske rammer for direkte bruk av naturgass	71
5.3.1	Tiltak mot klimagassutslipp	40	10.1	Fritak for CO ₂ -avgift.....	71
5.3.2	Tiltak mot svovelutslipp	41	10.2	Investeringsavgift	71
5.3.3	Tiltak mot NO _x - utslipp.....	41	10.3	Støtte til økt bruk av naturgass	72
5.3.4	Tiltak for å redusere partikkelinnhold i luft.....	43	10.4	Konsekvenser av omleggingen av virkemiddelbruken.....	72
6	Naturgass i transportsektoren	44	10.5	Drøfting av økonomiske rammevilkår	73
6.1	Anvendelse av naturgass i kjøretøy	45	10.5.1	Avsetning av gass	73
6.2	Anvendelse av naturgass i sjøtransport	45	10.5.2	Kvoteplikt på utslipp av klimagasser...	73
6.3	Vurdering	46	10.5.3	Drøfting av ulike prinsipper for støtte.	73
7	Gass og industri	48	10.5.4	Statsstøttereglene.....	74
7.1	Naturgass som råstoff – Petrokjemisk industri.....	48	10.6	Utforming av støtteordning for økt bruk av naturgass.....	74
7.1.1	Hydrogen.....	50	10.6.1	Om støtteordningen.....	74
7.1.2	Videreforedling av metanol	50	10.6.2	Aktuelle områder.....	75
7.1.3	Ammoniakk.....	50	10.6.3	Forvaltning av støtteordningen.....	76
7.1.4	Bioproteiner	50			
7.2	Varer og tjenester	50			
7.3	Avledet virksomhet	51			

11	Miljøvennlig gassteknologi – gasskraftverk med CO₂-håndtering79	15	Nærmere om et grønt sertifikatmarked 109
11.1	Innledning79	15.1	Nærmere om den internasjonale utviklingen 109
11.2	Arbeid med utvikling av gasskraftverk med CO ₂ -håndtering i Norge82	15.1.1	Utviklingen i EU 109
11.3	Arbeid med utvikling av miljøvennlige gassteknologier internasjonalt 82	15.1.2	Nasjonale gjennomføringer..... 110
11.4	Gasskraftproduksjon med CO ₂ -håndtering83	15.2	Mål og virkemidler i Norge 112
11.5	Transport, deponering og bruk av CO ₂83	15.3	Om egenskaper ved et obligatorisk grønt sertifikatmarked..... 114
11.5.1	Rene deponeringsløsninger85	15.3.1	Innledning..... 114
11.5.2	Bruk av CO ₂ på eksisterende felt for økt oljeutvinning85	15.3.2	Noen effektivitetsegenskaper og fordelingsvirkninger 115
11.6	Kostnader ved gasskraftverk med CO ₂ -håndtering86	15.3.3	Virkninger i kraftmarkedet 116
11.7	Regjeringens strategi for gasskraftverk med CO ₂ -håndtering87	15.3.4	Lærekurver 116
11.8	Nærmere om arbeidet med pilotanlegg.....90	15.3.5	Behov for supplerende virkemidler .. 117
12	Bruk av hydrogen til energiformål92	15.3.6	Usikkerhet for investoren 117
12.1	Hydrogen i et framtidig energisystem92	15.4	Om organiseringen av et pliktig marked for grønne sertifikater 118
12.2	Videre utvikling i bruken av hydrogen92	15.4.1	Sentrale forhold ved et sertifikatmarked 118
12.3	Økt bruk av hydrogen i Norge.....94	15.4.2	Tilbud av grønne sertifikater 118
13	Kraftoverføring fra land til petroleumsvirksomheten97	15.4.3	Etterspørsel etter grønne sertifikater 120
13.1	Bakgrunn97	15.4.4	Prissvingninger og markedsrett 121
13.2	Kraftforsyning fra land må sees i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO ₂ -håndtering ...97	15.5	Et pliktig sertifikatmarked for grønn varme..... 122
13.3	Rammebetingelser for levering av kraft fra land.....98	15.5.1	Innledning..... 122
13.4	Utviklingen på norsk sokkel98	15.5.2	Måling og kontroll 122
13.5	Styrket innsats for å legge til rette for sterkere grad av kraftoverføring fra land.....100	15.5.3	Rett til sertifikater og kvoteplikt 123
Del II	Grønne sertifikater103		Vedlegg
14	Et grønt sertifikatmarked105	1	Kostnader ved LNG-transport 125
14.1	Bakgrunn105	2	En gjennomgang av forskningspolitikken knyttet til naturgass 128
14.2	Regjeringens politikk105	3	NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskaping. Sammendrag og oppsummering av høringsuttalelser 134
		4	Statoils plan for arbeid med CO ₂ -reduserende teknologier, jf. Innst. S. nr. 100 (2001-2002) 147
		5	Forholdet til EØS-reglene om offentlig støtte..... 154



DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 9

(2002–2003)

Om innenlands bruk av naturgass mv.

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 1. november 2002,
godkjent i statsråd samme dag.
(Regjeringen Bondevik II)*

1 Bakgrunn

I denne stortingsmeldingen trekker Regjeringen opp en helhetlig strategi for bruk av gass, jf. Budsj. innst. S. nr. 9 (2000-2001). Meldingen trekker videre opp Regjeringens politikk for å legge til rette for gasskraftverk med CO₂-håndtering, blant annet i lys av Sem-erklæringen og NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskapning.

I tillegg gis det i meldingen en vurdering av tiltak for en sterkere grad av elektrifisering av sokkelen, jf. vedtak i forbindelse med Innst. S. nr. 240 (2001-2002) og en vurdering av et system med grønne sertifikater, jf. Budsj. innst. S. nr. 9 (2000-2001).

Regjeringens energipolitikk skal fremme verdiskapning og baseres på målet om en bærekraftig utvikling. Energien skal fremskaffes på en effektiv og miljøvennlig måte, og energiforsyningen skal være sikker. Dette krever omfattende tiltak over et bredt felt. Regjeringen vil videreføre hovedlinjene i energipolitikken slik de er trukket opp i Energimeldingen (St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken), jf. også Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Rammene for Regjeringens energipolitikk er i tillegg nedfelt i Sem-erklæringen.

Internasjonale utviklingstrekk og miljøkrav

stiller norsk energipolitikk overfor større utfordringer enn tidligere. Mange av miljøproblemene er slik at de best løses gjennom en felles internasjonal innsats. Kyotoprotokollen og protokoller under konvensjonen om langtransportert grenseoverskridende luftforurensning vil legge viktige føringer for utviklingen av norsk og internasjonal energiforsyning. Disse avtalene har særlige konsekvenser for bruken av fossile brensler. Kraftforsyningen er i løpet av de ti siste årene blitt en internasjonal næring og miljøkravene må gjennomføres på en måte som er i tråd med denne utviklingen.

Store deler av verdens energiforbruk dekkes av fossile energikilder. Omlegging av energibruk og energiproduksjon vil være viktig for å begrense bruken av fossil energi. Men det er også viktig å få fram ny teknologi for å skille ut og deponere CO₂. I praksis vil CO₂ bare kunne skilles ut fra stasjonære punktutslipp, det vil primært si utslipp fra kraftproduksjon og industri. I for eksempel transportsektoren er det viktig å legge til rette for løsninger med bruk av mer miljøvennlige drivstoff, blant annet hydrogen.

Regjeringen ser det som viktig å legge til rette for:

- at naturgass i større grad tas i bruk til innenlands verdiskapning
- at det etableres rammebetingelser som gjør det mulig å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering
- økt satsing på hydrogen
- styrket innsats for sterkere grad av kraftoverføring fra land til petroleumsvirksomheten.

2 Sammendrag

Kapittel 3. Om naturgass

I kapittel 3 gis det en kort gjennomgang av blant annet egenskapene ved naturgass og utviklingen i Europa knyttet til bruk av ulike energibærere. En vesentlig andel av gassen fra norsk sokkel føres til ilandføringsstedene Kårstø og Kollsnes hvor gassen blir videre behandlet i prosessanlegg. Her skilles de tyngre eller våte komponentene ut slik at man får en tørrgass, som tilsvarer salgsproduktet naturgass.

Naturgass har lav tetthet sammenlignet med oljeprodukter. Stort volum i forhold til energiinnhold gjør det kostbart å transportere naturgass. Rørtransport er den mest utbredte transportformen. Alternativt kan man transportere gassen i komprimert form (CNG) eller nedkjølt og flytende (LNG).

I Europa er naturgass den nest viktigste energikilden, etter olje. Om lag 95 prosent av sluttforbruket i Europa går til stasjonær energiforsyning. En mindre andel brukes som råstoff i industrien. Bruken av naturgass til transportformål er svært liten. Innen stasjonær energiforsyning brukes naturgass i betydelig grad både i elektrisitetsproduksjon og til produksjon av varme.

I mange land i Europa er det ført en aktiv politikk for å fremme bruk av naturgass. Direkte tilskudd og subsidier har vært vanlig. I mange land er også avgiftspolitikken benyttet aktivt. Naturgass er ofte lavere avgiftsbelagt enn oljeprodukter og i mange land også unntatt fra avgifter.

Lovreguleringer har også i en viss utstrekning blitt benyttet. Slike regler har blant annet vært utformet som forbud mot å bruke elektrisitet til oppvarming i nye boliger og tilknytningsplikt til lokalt gassnett.

Det normale har vært at distribusjonsselskapene har hatt monopol på gassleveransene innen et område. I mange områder har ett og samme selskap hatt ansvaret for både naturgass og kraftforsyningen.

Kapittel 4. Status og planer

Det er betydelig interesse for å ta i bruk natur-

gass i Norge og det er en stor aktivitet blant de ulike aktørene. I kapittel 4 gis det en oversikt over status og planer for bruk av gass i Norge.

Det meste av gassen som produseres på norsk sokkel eksporteres til kontinentet og Storbritannia, og kun små volumer brukes innenlands. På grunn av vanskelig topografi, lav befolkningstetthet og spredt industri har det ikke vært lønnsomt å foreta en større utbygging av omfattende transportsystemer for naturgass innenlands. Mye av dagens gassanvendelse skjer derfor på eller i nærheten av ilandføringsstedene, siden kostnaden ved å transportere naturgass er lavest her.

Det utvikles stadig flere gassfelt på norsk sokkel og dette kan legge grunnlag for flere ilandføringssteder langs kysten vår. Utbygging av Snøhvit i Barentshavet er et eksempel på dette.

I tilknytning til de eksisterende ilandføringsstedene benyttes naturgass til en rekke formål og det er økende interesse i Norge for ytterligere bruk av naturgass. Både ved dagens ilandføringssteder og i tilknytning til mulige fremtidige ilandføringssteder har ulike aktører mange planer om ulike typer gassanvendelse. Det varierer hvor langt de ulike planene for økt bruk av naturgass er kommet.

Det første stedet hvor naturgass ble ilandført i Norge var Kårstø. Gasnor ASA har på Snurrevarden på Kårstø koblet seg på Statpipe II ledningen og distribuerer naturgass til kunder på Karmøy og i Haugesund. Det er nå bygget ca. 40 km gassledning i disse kommunene. Gasnor tar sikte på å legge ytterligere ca. 5 – 6 km gassrør i løpet av 2002. All bruk av tungolje i området som dekkes av gassnettet er nå erstattet med naturgass. De totale leveransene er ca. 40 mill Sm³ (ca. 400 GWh).

Gasnor har i 2002 startet byggingen av et småskala LNG-anlegg på Karmøy. Leveranser fra dette anlegget vil være klare fra tidlig i år 2003. Det viktigste markedet for LNG vil i følge Gasnor være som drivstoff til ferger, supplybåter, hurtigbåter og til kystflåten. Det er også en rekke andre planer om økt utnyttelse av naturgass på Haugalandet.

Tjeldbergodden ble etablert som gassregion

gjennom ilandføringen av gass fra Heidrun-feltet. På Tjeldbergodden representerer metanolfabrikken den første bruken av naturgass i industriell produksjon og er den viktigste avtakeren av gass i Norge. Årlig brukes det om lag 670 millioner Sm³ gass i metanolfabrikken.

I tillegg til metanolfabrikken er det etablert et LNG-anlegg og en luftgassfabrikk på Tjeldbergodden. LNG-anlegget er det første og foreløpig det eneste i Norge, mens luftgassfabrikken er Skandinavias største.

Videre er etablert produksjon av bioproteiner basert på naturgass samt et industriområde beregnet på småskala gassbasert industri/næringsvirksomhet – Gasspark Tjeldbergodden.

På Kollsnes ble gassanlegget satt i drift i 1996 som en integrert del av utbyggingen av Trollfeltet. For å utnytte gassen som er tilgjengelig på Kollsnes ble selskapet Kollsnes Næringspark AS etablert i 1995. En stor avtaker av denne gassen er CNG-anlegget som Naturgass Vest etablerte i 2000. Anlegget muliggjør leveranser av CNG til Bergensregionen. I tillegg til CNG-anlegget er det igangsatt flere gassrelaterte prosjekter i næringsparken, blant annet er Naturgass Vest i gang med å bygge et LNG-anlegg på Kollsnes.

Det siste ilandføringsstedet er Melkøya ved Hammerfest. Dette er for tiden under bygging. I utbyggingsplanene legges det opp til at gass fra Snøhvit-feltet i Barentshavet skal ilandføres her. Gassen vil bli transportert videre til kundene som LNG.

Det er betydelig aktivitet knyttet til utbygging av infrastruktur rundt om i landet. I Bergensområdet er Naturgass Vest i gang med å bygge ut lavtrykks distribusjonsnett. I Stavanger-området har Lyse Energi besluttet å legge en gassrørledning fra Kårstø til Nord-Jæren. I Trondheims-området har selskapet Industrikraft Midt-Norge AS (IMN) arbeidet med planer for et gassfyrte kraftvarmeverk på Skogn. Det var også planer om en gassrørledning fra Tjeldbergodden til Skogn. Prosjektet var berammet med oppstart 2005, men ble sommeren 2002 utsatt.

På bakgrunn av disse planene ble selskapet Naturgass Trøndelag AS etablert med formål å markedsføre og distribuere naturgass til kunder i Midt-Norge. Selskapet arbeider som en del av dette med etablering av nødvendig infrastruktur.

På Østlandet benyttes i dag store volumer våtgass i prosessindustrien i Grenland. Det arbeides derfor for å få tilført større våtgassvolumer samt tørrgass til Grenlandsområdet.

Kapittel 5. Naturgass og miljø

I kapittel 5 gis det en nærmere vurdering av naturgass som en miljøvennlig energikilde og konsekvenser for arealbruk og miljø ved legging av rør. Ulike miljømessige rammer knyttet til utslipp av klimagasser, svoveldioksid, nitrogenoksider og partikler, blir gjennomgått.

Norge har gjennom internasjonale miljøavtaler som Kyotoprotokollen og Gøteborgprotokollen forpliktet seg til å begrense veksten i utslipp av klimagasser og redusere sine utslipp av miljøskadelige stoffer. Den innenlandske satsingen på naturgass må tilpasses disse målene og bidra til at målene nås på den mest kostnads-effektive måten.

Naturgass er den mest miljøvennlige av de fossile energikildene. Bruk av naturgass kan bidra til reduserte utslipp av forurensende gasser dersom den erstatter andre mer forurensende energibærere og dersom forbruksveksten alternativt ville vært basert på andre fossile brenslers. Miljøgevinsten vil være avhengig av hvilken annen energikilde som alternativt ville blitt benyttet. Dersom naturgass erstatter diesel i transportsektoren og kull og olje i kraftproduksjon og til prosess- og varmeformål, vil dette gi reduserte utslipp. Nye avgasskrav gjør imidlertid at tunge dieselmotorer fra 2008 vil ha like lave utslipp som naturgass når det gjelder utslipp av NO_x og partikler.

Overgang til naturgass kan bidra til å begrense utslippene av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x), svoveldioksider (SO₂), flyktige organiske forbindelser (VOC) og svevestøv. Naturgass brenner praktisk talt uten utslipp av SO₂ og partikler, men gir utslipp av CO₂ og NO_x. På grunn av lavere karboninnhold per energienhet, og høyere virkningsgrad i de fleste anvendelser, blir imidlertid disse utslippene mindre enn fra andre fossile brenslers.

Enkelte land vil langt på vei kunne nå sine klimapliktelser ved overgang fra kullkraft til gasskraft. Sammenlignet med andre land er den norske energiforsyningen svært miljøvennlig.

Det er blant annet muligheter til å oppnå utslippsreduksjoner ved overgang til gass ved å erstatte:

- oljeprodukter til oppvarming innen alminnelig forsyning
- oljeprodukter og kull til energi- og prosessformål i industrien
- olje/diesel i sjøtransport.

Mulighetene til å begrense miljøbelastninger ved økt bruk av gass må veies opp mot mulighetene for å oppnå det samme på andre måter. Mer effektiv energibruk, rensing av utslipp, bruk av fornybare energikilder og mulighetene for internasjonal handel med kvoter representerer slike alternative tiltak.

Regjeringen varslet i Sem-erklæringen en mer offensiv klimapolitikk, og la våren 2002 frem St.meld. nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk. Regjeringen fikk tilslutning i Stortinget til å opprette et kvotesystem med kvoteplikt fra 2005, jf. Innst. S. nr. 240 (2001-2002). Stortinget ba videre Regjeringen om å utvikle detaljene i det foreslåtte tidlige kvotesystemet. Ved å innføre et kvotesystem for de utslippskildene som ikke er omfattet av CO₂-avgift, samtidig som dagens CO₂-avgift blir beholdt, blir nær alle utslippskilder regulert som det er praktisk mulig å regulere.

Når all bruk av naturgass etter hvert blir omfattet av CO₂-avgifter eller kvoteplikt, trekker dette i retning av at naturgassens konkurransevne endres. I de deler av prosessindustrien hvor bruken av fossile brensler i dag er fritatt for avgift, vil gassen styrke sin konkurransevne. På en annen side vil bruk av naturgass også bli ilagt kvoteplikt, og dette vil trekke i retning av noe redusert konkurransevne i sektorer som tidligere har vært ilagt CO₂-avgift og i forhold til andre energibærere som ikke har utslipp av CO₂.

Naturgass brenner praktisk talt uten utslipp av svoveldioksid, og dette vil gi naturgass et konkurransefortrinn i forhold til andre fossile brensler. De viktigste virkemidlene mot svovelutslipp er avgifter på svovelinnholdet i olje, kull og koks, krav om maksimalt svovelinnhold til mineraloljer og utslippstillatelser etter forurensningsloven. Det er gode muligheter for å rense utslipp av svovel og i transportsektoren og i industrien gjøres dette i stor utstrekning.

For utslipp av NO_x er bruken av virkemidler utformet med utgangspunkt i St.meld. nr. 41 (1994-95) Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NO_x). NO_x-utslippene fra industrien blir i dag regulert gjennom utslippstillatelser etter forurensningsloven, mens utslipp fra kjøretøy er regulert gjennom kjøretøyforskriftene til vegtrafikkloven. Kravene til kjøretøy er skjerpet i tråd med utviklingen av EUs regelverk på området. For petroleumsvirksomheten blir det i forbindelse med behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) etter petroleumsløven lagt

til grunn at lav-NO_x-brennere blir tatt i bruk ved installering av nye gassturbiner, der slik teknologi er kommersielt tilgjengelig. Det forutsettes uansett at operatøren legger til rette for ettermontering.

Norge har nylig implementert en ny grenseverdiforskrift for lokal luftkvalitet. Kommunene står her relativt fritt til å iverksette ulike tiltak for å sikre god luftkvalitet. Hyppigere vasking av gater, krav til rentbrennende ovner og piggedekkkavgifter er eksempler på mulige tiltak for å redusere konsentrasjonen av svevestøv. Kommunen står også fritt til å satse på økt bruk av gass dersom dette er en kostnadseffektiv løsning.

Kapittel 6. Naturgass i transportsektoren

I transportsektoren er det først og fremst i byer at bruk av gass er blitt vurdert å kunne gi en miljøgevinst av betydning. Busser i byer egner seg for bruk av gass fordi en enkelt fyllestasjon kan betjene et stort antall busser. En fyllestasjon plassert i en by kan dessuten betjene andre kjøretøy benyttet i lokal næringsvirksomhet i tillegg til busser. I Bergen, Haugesund og Trondheim er det bygd fyllestasjoner for naturgass ved hjelp av offentlig støtte. Erfaringene med gassbussene har vært gode. NO_x-utslippene er vesentlig redusert, partikkelutslippet lite og støynivået er lavt. Når det gjelder utslipp av CO₂, gir bruk av naturgass i tunge kjøretøy bare marginale reduksjoner sammenlignet med diesel.

Det vil etter hvert settes strengere avgasskrav både til bensin- og dieselskjøretøy. I 2008 vil nye dieselskjøretøy kunne ha like lave utslipp av partikler og NO_x som gasskjøretøy. Fasen hvor bruk av gassbusser har en miljøgevinst framfor diesel-drevne busser kan derfor være begrenset. Gasskjøretøy er imidlertid utviklet og tilgjengelig i markedet. For tyngre kjøretøy har produsenter gått langt i å spesialutforme motorer for naturgassdrift. En naturgassmotor er anslått til å være 15-20 prosent dyrere å produsere enn en tilsvarende dieselmotor. Vedlikeholdskostnadene anses imidlertid å være noe lavere. Merkostnadene for nyanskaffelse av gassbuss er i dag ca. 450 000 kr eller omkring 20 prosent.

Det er lite sannsynlig at naturgass som drivstoff vil kunne konkurrere med diesel på pris uten avgiftsfritak.

Sjøtransport er en betydelig kilde til nasjonale utslipp av NO_x. Overgang til naturgass vil kunne redusere dette utslippet vesentlig. I tillegg gir naturgass også en viss miljøgevinst ved redusert

utslipp av klimagasser sammenliknet med diesel. Satsing på naturgass i riksvegferjene vil forutsette økt statlig tilskudd for å dekke en viss del av merkostnaden ved investering i gassferjer. I tillegg legges det til grunn fortsatt avgiftsfritak på naturgass.

På et slikt grunnlag vil det kunne legges til rette for flere gassferjer i en del tyngre samband der naturgass er tilgjengelig, i det vesentlige på stamvegssambandene Stavanger-Trondheim.

Kapittel 7. Gass og industri

Olje- og gassvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping. Olje- og gassaktivitetene på sokkelen står for en stor andel av statens inntekter gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), skatte- og avgiftssystemet og statlig eierskap. Petroleumssektoren sto for om lag 23 pst. av brutto nasjonalprodukt i Norge og for om lag 45 pst. av norsk eksport i 2001. Olje- og gassnæringen (de norske oljeselskapene, leverandørindustrien og forsknings- og utdanningsinstitusjonene med tilknytning til petroleumsindustrien) har stor samfunnsøkonomisk betydning i Norge.

Tilgang på naturgass kan gi grunnlag for økt verdiskaping i Norge, blant annet gjennom innovasjon og næringsutvikling knyttet til bruk av naturgass. Utnyttelse av gass som råvare i produksjonsprosesser, direkte bruk av naturgass som energikilde og utvikling av miljøvennlig teknologi, produkter og tjenester generelt er viktige satsingsområder i denne forbindelse.

Naturgass kan benyttes som råstoff i en rekke industrielle prosesser. På en del områder vil dette være til erstatning for olje eller kull, og hvor en ikke trenger å foreta vesentlige tekniske omlegginger ved et råstoffskifte. Ammoniakkproduksjon er et eksempel på dette. På andre områder vil det være nødvendig med større prosessendringer ved overgang til gass og til noen formål er det kun naturgass som kan benyttes.

I de tilfeller hvor gass benyttes som råstoff i industriproduksjon vil gassprisen ofte utgjøre en stor andel av de totale produksjonskostnadene. Prisen på gass vil være viktigere jo større andel gassen utgjør av produksjonskostnadene for varen. De laveste gassprisene finnes ofte på de steder hvor gass produseres langt fra de sentrale markedsområdene.

I Norge er det en omfattende forskning knyttet til naturgass, jf. vedlegg 2. Mye av aktiviteten er knyttet til utvikling av teknologi som kan ende

opp i ulike produkter og tjenester og som kan skape grunnlag for næringer som produserer og markedsfører selve teknologien.

Naturgass-programmet i Norges forskningsråd har støttet utvikling av produkter frem til og med uttesting av en første prototyp. For videre støtte til demonstrasjon av prototyp og markedsimplementering, har det vært mulig å søke på ulike ordninger som forvaltes av Statens nærings- og distriktsutviklingsfond (SND), Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Eksportrådet. Fra og med 2002 har Enova overtatt de virkemidlene på dette området som tidligere lå under NVE.

Ved mange produksjonsprosesser vil det forekomme biprodukter og avfallsprodukter som det ikke er mulig eller svært kostbart å transportere eller selge andre steder. Et eksempel på slike biprodukter ved bruk av naturgass er varmt kjølevann. Dersom det ikke finnes alternativ anvendelse av kjølevannet vil dette slippes ut i sjøen. Dette gjør at kjølevannet har lav alternativ verdi. En mulighet er å utnytte kjølevannet i nærheten av anlegget kjølevannet kommer fra. Slik kan virksomheter der varmt vann brukes få en kostnadsfordel ved å etablere seg her. Andre eksempler på verdifulle biprodukter fra gassbasert virksomhet er overskudd på hydrogen og oksygen. Utnyttelse av slike ressurser kan gi ekstra verdiskaping ved samlokalisering av gassbasert industri.

Kapittel 8. Gass i stasjonær energiforsyning

I kapittel 8 gis det en vurdering av gass som energibærer i stasjonær energiforsyning. Viktige problemstillinger ved introduksjon av naturgass som energibærer både i alminnelig forsyning og i industrien blir drøftet.

For Regjeringen er det et viktig mål å opprettholde og videreutvikle en effektiv og sikker energiforsyning. Ved introduksjon av en ny energibærer reises mange problemstillinger knyttet til dette. Et energisystem kan bygges opp på basis av ulike energikilder og energibærere. Det er et substitusjonsforhold mellom ulike energibærere, og det gjelder særlig energibærere med høy anvendelighet som naturgass, elektrisitet og hydrogen. Bruk av ulike energibærere krever svært ulike typer infrastruktur for transport av energi, og for valg av forbruksutstyr for utnyttelse av energien.

Vi har infrastrukturer i energiforsyningen i dag som det vil være lønnsomt for samfunnet å utnytte godt. Dette gjelder særlig for de ledningsbundne transportsystemene for elektrisitet og

fjernvarme der samfunnet allerede har tatt investeringskostnadene. Det gjelder også en del forbrukerutstyr for utnyttelse av energi.

Når kapasiteten i det eksisterende systemet blir knapp, er det viktig å vurdere hvordan systemet skal utvikles best mulig videre. Det er særlig i denne forbindelse at bruk av naturgass kan være et supplement i den stasjonære energiforsyningen. Å fase inn en ny energibærer i energisystemet vil derfor være en langsiktig prosess.

Ved store gasskraftverk vil transportkostnader tilknyttet gassrør kunne være så moderate per kWh produsert kraft at rørbyggingen kan bli lønnsom for utbygger. I et slikt tilfelle vil det kunne oppstå spørsmål om lønnsomheten ved transport av gass versus transport av elektrisitet.

Reguleringene av konkurrerende energibærere og infrastrukturer vil kunne påvirke lønnsomheten i distribusjon av naturgass. I Norge er særlig avgiftssystemet for fyringsoljer og ulike reguleringer blant annet ut fra miljøhensyn, viktig for gassens konkurransedyktighet. Det er imidlertid flere unntak knyttet til illeggelse av avgiftene som i stor grad påvirker konkurransen.

Fordi alle forbrukere er tilknyttet elektrisitetsnett, og fordi det norske energisystemet i større grad enn i andre land er basert på elektrisitet, vil reguleringen av elektrisitetssystemet også være viktig for naturgassens konkurransedyktighet.

Naturgass er godt egnet til ulike varmeformål i bygninger innen alminnelig forsyning. Men det vil være krevende for en gassleverandør å konkurrere i et marked der det allerede er etablert en infrastruktur som har kapasitet til å levere energi til oppvarming, og der forbruksutstyret er tilpasset en spesiell oppvarmingsform.

Også for fjernvarmeleverandøren vil det være lønnsomt for å utnytte den etablerte infrastrukturen så langt det er ledig kapasitet. Først når det vurderes å utvide anlegget vil det oppstå et spørsmål om gassdistribusjon eller fjernvarmedistribusjon er mest lønnsomt. Ved en eventuell utvidelse vil bygg med vannbårne oppvarmingsløsninger der det produseres varme i en egen kjel, nye boligområder og industriområder være det relevante markedet. Slike utvidelser vil imidlertid være et spørsmål om lønnsomhet.

Overgang fra kullkraft til konvensjonell gasskraftproduksjon gir isolert sett en halvering av CO₂-utslippene. Samtidig elimineres utslippene av svoveldioksid helt, i tillegg til at NO_x-utslipp blir vesentlig redusert. Konvensjonelle gasskraftverk vil likevel være en betydelig kilde til utslipp av CO₂.

Naturgass kan erstatte fyringsolje, ved og elektrisitet til varmeformål i alminnelig forsyning. I prosessindustrien kan naturgass erstatte fyringsolje, elektrisitet og kull til ulike formål. Det er en ulempe at forbrukerne ligger svært spredt. Miljøgevinsten kan bli relativt beskjeden i forhold til kostnadene ved å etablere infrastruktur for transport av naturgass. Stortinget sluttet seg til en politikk for omlegging av energiforbruket og energiproduksjon gjennom behandlingen av St.meld. nr. 29 (1998-1999) om energipolitikken (energimeldingen), jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Omleggingen fokuserer særlig på å begrense energiforbruket, øke vindkraftproduksjonen, og øke bruken av vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme. Stortinget gjorde det klart at også naturgass skulle omfattes av denne omleggingen. Det ble pekt på at rammene for produksjon innebærer at det må føres en aktiv politikk for å redusere avhengigheten av elektrisk oppvarming.

Etter Regjeringens vurdering vil det være hensiktsmessig å legge opp til den samme typen strategi for forvaltning av tilskudd til naturgass som for ny fornybar energi. Det kreves inngående kunnskaper om energisystemet, og satsingen på de ulike energikildene må koordineres. Regjeringen legger vekt på at naturgass og fornybare energikilder også kan bli konkurrerende løsningsalternativer noen steder. En viss koordinering av statens satsing er derfor nødvendig for å sikre en effektiv utnyttelse av statens midler.

I Norge er det flere ulike typer selskaper som har startet gassdistribusjon eller som vurderer dette. Naturgass Vest er et rent gasselskap, men både det lokale kraftselskapet (BKK) og ulike oljeselskaper er store eiere. Gasnor er et rent gasselskap som eies hovedsakelig av oljeselskaper, men Lyse Energi AS har også en eierandel. Hovedinntrykket er at de fleste selskapene har interessenter både fra oljeselskaper og fra energiverk, selv om det er unntak fra dette.

Regjeringen ønsker ikke å gi føringer for eierskap i gassovertøring og -distribusjon. Selskapene må selv vurdere det forretningsmessige i sitt eget engasjement.

Kapittel 9. Juridiske rammer for gassrør

En satsing på økt bruk av gass innenlands krever en gjennomgang av de juridiske rammene for legging og drift av transmisjonsrør og distribusjonssystemer for gass. Gjennomføringen av gassmarkedsdirektivet i norsk lovgivning innebærer at en

slik gjennomgang, og oppfølging gjennom forskrifter, er helt nødvendig. I en situasjon der vi står foran etablering av en ny type infrastruktur er det også uavhengig av gassmarkedsdirektivet nødvendig å vurdere om de juridiske rammene er hensiktsmessige. I dette kapitlet beskrives de juridiske rammene som i dag gjelder for transport og bruk av gass i Norge. Det gis videre en beskrivelse av viktige bestemmelser i gassmarkedsdirektivet, og konsekvenser av dette.

Det er ulike hensyn som må tas ved regulering av oppstrøms og nedstrøms gassvirksomhet i Norge. En virksomhet som defineres som oppstrømsvirksomhet vil omfattes av petroleumsloven med tilhørende forskrifter, mens nedstrømsvirksomheten i hovedsak faller utenfor petroleumslovens virkeområde. Også gassmarkedsdirektivet skiller mellom oppstrøms- og nedstrømsvirksomheten. Slik direktivet er utformet, dreier det seg i det vesentligste om nedstrømssektoren.

Transmisjonsrør på land vil kreve konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven (PBL) kapittel VIIa, med Olje- og energidepartementet som ansvarlig myndighet. Ivaretagelsen av rollen som ansvarlig myndighet for konsekvensutredninger i henhold til PBL sikrer kun god dokumentasjon og underlag for konsekvenser av tiltaket med forskjellige alternativer, og gir ikke grunnlag for styring av faktiske beslutninger. Ansvar for den praktiske utformingen og dermed styring med de faktiske beslutninger i medhold av PBL som blant annet trasévalg, er i dag lagt til kommunene. Dette kan i dag styres gjennom krav til reguleringsplan etter PBL, samt byggesaksreglene i PBL.

Et transmisjonsrør vil også være underlagt en rekke miljø- og verne lover som kulturminneloven, naturvernloven, forurensningsloven m.fl.

Distribusjonsrør kan under visse forutsetninger bli gjenstand for krav om melding og konsekvensutredning etter plan og bygningsloven (PBL) og tilhørende forskrift om konsekvensutredninger. Dette gjelder for anlegg med investeringskostnader på mer enn 50 millioner kroner og som medfører utarbeidelse av plan etter PBL. For slike anlegg er det planmyndigheten (kommunen) som er ansvarlig myndighet for konsekvensutredningene.

På samme måte som for transmisjonsrør er ansvaret for den praktiske utformingen og dermed styring med de faktiske beslutninger som blant annet trasévalg lagt til kommunene. Dette

kan styres gjennom krav til arealplan etter PBL, samt byggesaksreglene i PBL.

En gjennomføring av gassmarkedsdirektivet nedstrøms innebærer at nærmere regler må innføres i forskrift gitt i medhold av rammeloven, jf. Ot.prp. nr. 81 (2001-2002) Om lov om felles regler for det indre marked for naturgass mv. Forskriftsbestemmelsene vil bli utarbeidet i tråd med den strategien for innenlandsk bruk av gass som etableres i denne foreliggende stortingsmeldingen.

Viktige bestemmelser i direktivet er spørsmålet om forhandlet eller regulert tredjepartsadgang, tvisteløsningsordning og regulator. Etter departementets syn vil en rasjonell regulering måtte fortone seg annerledes for en infrastruktur under oppbygning enn for en etablert infrastruktur, som elektrisitetsnettet. Det norske gassmarkedet er et umodent marked og et distribusjonsnett for gass må nødvendigvis bygges opp over tid. I begynnelsen vil det være vanskelig å ha full oversikt over hvordan systemet vil utvikle seg, og en regulert adgang kan gjøre en investering i gasssektoren mindre attraktiv. Elektrisitetsnettet i Norge og i andre land er et naturlig monopol underlagt monopolkontroll, og det samme er rørløsningsnettet for gass i andre land. Det har i stor grad også blitt utviklet støtteordninger for utbygging av slik infrastruktur. Erfaringer har vist at det er nødvendig å beskytte utbygging av slik infrastruktur for å få utviklet nettet og sikre en effektiv drift. Også muligheten i gassmarkedsdirektivet for å søke om unntak for enkelte forpliktelser i direktivet, indikerer et behov for minst mulig regulering i en oppbyggingsfase. Departementet mener derfor i utgangspunktet at en i forskriften bør legge til grunn en ordning med forhandlet tredjepartsadgang fremfor regulert tredjepartsadgang.

Departementet anser det hensiktsmessig at Olje- og energidepartementet i første omgang er regulator og har tvisteløsningsmyndighet i forskriften, men det tas samtidig sikte på at denne myndigheten senere skal delegeres til NVE.

Kapittel 10. Økonomiske rammer for direkte bruk av naturgass

For å realisere målet om økt bruk av naturgass innenlands vil Olje- og energidepartementet bidra med tilskudd til utbygging av infrastruktur for naturgass. Formålet er å få frem prosjekter som kan gi erfaring med innenlandsk bruk av gass. Regjeringen kan bidra med medfinansiering, der

forholdene ligger til rette for det, slik at gass over tid kan gjøres tilgjengelig i flere sentrale områder i landet og hos enkelte, større punktbrukere. Aktuelle eksempler kan være Midt-Norge og Grenland.

Etter at Gassforhandlingsutvalget (GFU) ble permanent avviklet fra 1. januar 2002 kan det enkelte rettighetshaverselskap på norsk sokkel selv forestå avsetning av sin egen gass. Det innebærer at aktører fritt kan velge hvilken produsent de ønsker å kjøpe gass fra. Statoil er den største leverandøren og avsetter statens og Statoils gass samlet. Regjeringen legger fortsatt til grunn at norsk gass skal omsettes på markedsmessige vilkår, basert på kommersielle forhandlinger. Det er dette prinsippet som best ivaretar hensynet til målsettingen om høy verdiskapning knyttet til gassressursene på sokkelen og som bidrar til gode samfunnsøkonomiske løsninger. Dersom det er behov for å ta andre samfunnsmessige hensyn, bør dette i tråd med gjeldende praksis skje gjennom direkte insentiv- og støtteordninger. Slike ordninger vil legge til rette for høyest mulig verdiskapning for hver krone gitt i støtte.

Transportkostnadene ved levering innenlands vil følge av de generelle tariffingsprinsippene i gassrør som til enhver tid gjelder for oppstrømsvirksomheten. I tillegg kommer transportkostnader knyttet til innenlandsk overføring og distribusjon. Olje- og energidepartementet anser det som viktig at det etableres objektive og transparente betingelser for transport av gass på norsk sokkel. Slike betingelser er i tråd med EØS-avtalen.

Regjeringen vil søke å ivareta samfunnsmessige hensyn knyttet til innenlandsk bruk av gass gjennom tilskuddsordningen til naturgass.

Olje- og energidepartementet stiller som krav til støtte at den ikke subsidierer gasstransport til konvensjonelle gasskraftverk. Statens eventuelle bidrag skal avgrenses til merkostnader knyttet til andre formål.

Utformingen av fremtidige støtteordninger til økt bruk av naturgass må vurderes i lys av EUs regler for statsstøtte. Regjeringen vil i denne forbindelse ta et initiativ ovenfor ESA for å drøfte hvordan støtteordningen for naturgass mer konkret bør utformes.

Et viktig kriterium for tildeling av støtte er at den skal være utløsende for prosjektet. Det betyr at støtte kun skal gis til prosjekter som er avhengig av støtte for å realiseres. Det er etter departementets syn mest aktuelt å støtte bygging av transmisjonsrør eller anlegg knyttet til distribu-

sjon av LNG der formålet er å gjøre gassen tilgjengelig til nye områder og det oppnås en betydelig miljøgevinst.

I de tilfeller hvor markedene ikke er så store at det vil være aktuelt med transport i rør, vil LNG kunne benyttes i en introduksjonsfase. LNG kan da fraktes som bulk på for eksempel skip fra produksjonssted til kundene. Med en slik transportform kan utbygger sikte seg inn mot de kundene som lettest kan gå over fra olje eller kull til naturgass.

Normalt må det legges til grunn at distribusjonsnett utvikler seg på kommersielle vilkår. Utbygging av distribusjonssystem for naturgass har mye lavere kostnader enn store transmisjonsrør. Dette skyldes blant annet at rørene er av plast og at de er mindre i diameter. Videre er det vanlig at flere typer infrastruktur blir lagt i samme grøft. Dette vil kunne redusere kostnadene ved legging betydelig. Distribusjonsrørssystemer bygges også ofte ut gradvis, mens et transmisjonsrør er en stor engangsinvestering med høy risiko.

NVE forvaltet frem til og med 2001 støttemidlene som hadde som formål å øke bruken av naturgass i Norge. Den årlige støtten til dette formålet var i størrelsesorden 5 til 6 millioner kroner.

Det ble i forbindelse med Stortingets behandling av budsjettet i 2001 opprettet en egen post for naturgass under kapittel 1825 på budsjettet. I St.prp. nr. 1 (2001-2002) ble denne satsingen videreført. Årets satsing er på 50 millioner kroner, hvorav 30 millioner bevilges over post 74 og 20 millioner kroner gis som tilsagnsfullmakt. For 2003 har regjeringen foreslått å bevilge 19 millioner kroner til infrastruktur for naturgass. Videre foreslås det en tilsagnsfullmakt på 20 millioner kroner.

Som for vannbåren varme, varierer lønnsomheten ved direkte bruk av naturgass blant annet mellom ulike deler av landet og mellom ulike typer av bygg. Etter Olje- og energidepartementets vurdering vil det være hensiktsmessig å legge opp til den samme typen strategi for forvaltning av tilskudd til naturgass som for fornybar energi. Det kreves inngående kunnskaper om energisystemet, og satsingen på de ulike energikildene må koordineres. Regjeringen legger vekt på at naturgass og fornybare energikilder også kan bli konkurrerende løsninger noen steder. En god koordinering av statens satsing er derfor nødvendig for å sikre en effektiv utnyttelse av statens midler.

Enova har gjennom sine kontakter og nettverk av operatører en kanal mot energibrukere og mindre produsenter som man vil kunne dra nytte av i

arbeidet med naturgassinntroduksjon. Dersom en tar naturgass ut av Enovas portefølje må aktørene forholde seg til flere ulike forvaltningsinstitusjoner. Etter Regjeringens vurderinger er det derfor mest hensiktsmessig at Enova i fremtiden forvalter støttemidlene til infrastruktur for naturgass. Enovas kjerneoppgaver vil fortsatt være knyttet opp mot nye fornybare energikilder og energisparing.

Det har tidligere vært skilt mellom Enovas midler over Energifondet og midlene som bevilges over kapittel 1825, post 74, jf. Ot.prp. nr. 35 (2000-2001) og Innst. O. nr. 59 (2000-2001). Regjeringens oppfatning er at gassmidlene nå i sin helhet bør legges til post 74 for å samle satsingen. Ved å legge forvaltningen av midlene til Enova vil helheten i energiomleggingen blir tilstrekkelig ivaretatt. Midlene til gass vil på denne måten være et særskilt oppdrag på siden av Energifondet, med egne retningslinjer for forvaltningen av disse.

Det er nødvendig å utforme særskilte kriterier for tildeling av støtte til distribusjon av naturgass over kapittel 1825, post 74. Slik kan en sette klare rammer for satsingen på naturgass. Videre kan prosjektene i mange tilfeller også være svært store og passe dårlig innenfor fondet.

Kriterier kan for eksempel være:

- krav om forpliktende samarbeid mellom parter som har interesse av infrastrukturen i en region
- krav til dokumentasjon av markedspotensialet
- krav til egenfinansiering
- krav om prosjektfinansiering av større prosjekter
- en vurdering av alternative energiløsninger og hvordan satsingen passer inn i energisystemet
- krav om dokumentasjon av miljøvirkninger og forholdet til fornybare energikilder
- en vurdering av kostnadene ved alternative transportløsninger.

Regjeringen mener det er viktig å tilrettelegge for informasjon, rådgiving, opplæring og praktisk anvendelse av gass rettet mot sluttbruker. Regjeringen støtter derfor opprettelsen av et eget nasjonalt kompetansesenter for slik virksomhet knyttet til det etablerte kompetansemiljøet på Haugalandet. Virksomheten i kompetansesenteret bør rettes både mot private husholdninger, offentlige etater, industrien og næringslivet for øvrig. Senteret bør i utgangspunktet være selvfinansiert, men med et statlig bidrag knyttet til utgiftene til de oppgaver som senteret får et særskilt nasjonalt ansvar for.

Selv om et slikt senter på Haugalandet kan få et særskilt nasjonalt ansvar for å utvikle opplærings- og rådgivingsoppgaver overfor sluttbruker, er det viktig at også andre gassmiljøer kan trekkes aktivt inn i arbeidet med informasjons- og veiledningsoppgaver. Det kan gjelde bedriftsrådgiving, uttesting av nye produkter, produksjonskonsepter mv. Denne typen initiativ er verdifulle fordi de springer ut av et samarbeid mellom industri, energileverandører, forskningsmiljøer og lokale myndigheter. Vilje til satsing, og tro på mulighetene er nødvendig for å kunne utnytte noe av gassressursene til økt verdiskapning. Regjeringen foreslår at det åpnes for å gi støtte til etablering av slike miljøer over kapittel 1825, post 74.

Kapittel 11. Miljøvennlig gassteknologi – gasskraft med CO₂-håndtering

Satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering er et hovedelement i Regjeringens energipolitikk. Regjeringen har som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering. Kapittel 11 går gjennom Regjeringens strategi for å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Det er en rekke årsaker til at det er viktig at det i Norge arbeides med å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering:

- De vil gi vesentlig lavere utslipp av klimagasser enn konvensjonelle gasskraftverk
- Det synes å være geologiske muligheter for lagring av CO₂ i reservoarer på kontinentalsokkelen, og på sikt også muligheter for salg av CO₂ til trykkstøtte offshore
- Å utvikle gasskraft med CO₂-håndtering, kan gi norsk elektrisitetsproduksjon et teknologisk forsprang
- Etablering av slik virksomhet og infrastruktur for CO₂ vil kunne gi synergieffekter og danne grunnlag for annen gassbasert virksomhet.

Utviklingen av slik teknologi fram til lønnsomhet vil kreve en betydelig økonomisk innsats. Behovet for offentlig støtte vil imidlertid kunne bli redusert ved høye kvotepriser for CO₂, høye elektrisitetspriser og tidlige gjennombrudd for nye teknologier. Et viktig mål for Regjeringens strategi vil være å bidra til mer kostnadseffektive løsninger for gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Gasskraft med CO₂-håndtering benyttes som betegnelse på gasskraftverk der CO₂ skilles ut, enten i forkant, underveis eller i etterkant av kraft-

produksjonsprosessen. CO₂-håndteringen omfatter fire trinn:

- CO₂-fangning før, underveis i, eller etter kraftproduksjon
- Kompresjon av CO₂-gassen
- Transport
- Langtidslagring av CO₂ i form av enten injeksjon, deponering eller anvendelse.

Det finnes i dag teknologier som gjør det mulig å skille ut CO₂ i forbindelse med produksjon av gasskraft. Men slike teknologiløsninger gir store merkostnader sammenlignet med konvensjonelle gasskraftverk. De teknologier som i dag synes aktuelle for eventuelle gasskraftverk for CO₂-håndtering finnes foreløpig ikke i bruk i noe kraftverk. Men de ulike enkeltelementer benyttes i annen produksjonsvirksomhet. Det er særlig fire forhold som bidrar til at slike kraftverk blir dyrere enn konvensjonelle gasskraftverk:

- Investeringskostnadene knyttet til rensing og utskilling av CO₂
- Investeringskostnadene knyttet til transport og deponering
- Driftskostnader for renseanlegg og transportsystem
- Inntektstap knyttet til redusert produksjon av elektrisitet (lavere virkningsgrad).

Det er betydelig usikkerhet knyttet til hvor store kostnadene for utbygging av et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil være. Usikkerheten er dels knyttet til kostnadene for selve gasskraftverket. Dels er den også knyttet til kostnadene ved transport og deponering. Hvis det vil være mulig å bruke CO₂ til trykkstøtte, så kan inntektene ved salg av CO₂ bedre økonomien i prosjektet. Merkostnadene ved selve gasskraftverket er blant annet avhengig av hvilken teknologisk løsning som velges og hvordan man kommer fram til at en løsning basert på den aktuelle teknologien mer konkret bør utformes. Transport- og deponeringskostnadene vil blant annet være avhengig av lokaliseringen av kraftverket og valget av deponeringssted. I tillegg vil kostnadene avhenge av gasspris, anleggets størrelse, levetid og rentevilkår.

Gassteknologiutvalget la frem sin innstilling i NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskaping. Utvalget anbefalte i innstillingen at det legges en langsiktig strategi til grunn for utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering. Utvalget tilrådte en utviklingsprosess med tre ulike, men overlappende stadier:

Bred satsing (flere konsepter – fokus på FoU; 2-5 år), demofase (3-10 år), tidlig kommersiell fase (fullskala kraftverk; 10-15 år). Utvalget gikk videre inn for en sterk økning i den offentlige satsingen for å fremme forskning, utvikling og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser og -teknologier. Utvalget mente det må ha høy prioritet å få fram teknologier som kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Gassteknologiutvalgets hovedkonklusjoner er i store trekk lagt til grunn for utformingen av en strategi for realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen ser det imidlertid som svært viktig med en raskere framdrift når det gjelder realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering enn det Gassteknologiutvalget la til grunn. Regjeringen ser satsingen på gasskraft med CO₂-håndtering som et hovedelement i en tilrettelegging for miljøvennlig bruk av gass i Norge. Regjeringen vil derfor prioritere en satsing på dette området høyt gjennom et bredt og omfattende engasjement.

Regjeringen vil basere en strategi for realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering på følgende elementer:

- a) Statlig tilskudd til teknologi- og produktutvikling.
- b) Investeringsstøtte til gasskraftverk med CO₂-håndtering.
- c) Etablering av et statlig innovasjonsselskap.
- d) Utredning av statlig deltakelse i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂. Tilrettelegging for å bruke CO₂ til trykkstøtte.

Regjeringen har lagt til rette for en offensiv satsing på teknologiutvikling både gjennom å øke bevilgningene til energiforskning via Norges forskningsråd med 100 millioner kroner over to år, og gjennom statlig tilskudd til teknologi- og produktutvikling. FoU og pilottesting vil bli prioritert videre i årene framover. Når det foreligger en konkret prosjektsøknad som Regjeringen ønsker å støtte, vil Regjeringen fremme forslag om bevilgning til å gjennomføre et slikt prosjekt. Det må imidlertid være en forutsetning at også industrien selv skal bære deler av kostnadene.

Regjeringen vil legge til rette for en ordning med sikte på å gi investeringsstøtte til fullskala gasskraftverk med CO₂-håndtering fra 2006. En forutsetning for dette må likevel være at et prosjekt som støttes ville vært bedriftsøkonomisk lønnsomt uten CO₂-håndtering.

Regjeringen vil opprette et statlig innovasjons-selskap for å bidra til en vellykket satsing på dette området. Innovasjonsselskapet skal ivareta statens forvaltningsoppgaver knyttet til satsingen på miljøvennlig gasskraftteknologi. Selskapet vil bli sikret fullmakter som gjør at det kan inngå forpliktende avtaler om støtte til aktuelle prosjekter innen avtalte rammer. Innovasjonsselskapet, som forutsettes å bli en liten organisasjon, vil bli lokalisert til Grenland.

Oljedirektoratet har igangsatt studier i tre felt for å avdekke potensialet for økt oljeutvinning ved bruk av CO₂ til trykkstøtte. Regjeringen vil gi arbeidet med å fullføre kartleggingen av potensialet for økt oljeutvinning samt mulighetene for deponering høy prioritet. Med forbehold om resultatene av kartleggingen, vil en snarest utrede statlig engasjement i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂ og tilrettelegging for deponering samt økt oljeutvinning gjennom bruk av CO₂ til trykkstøtte.

FoU og demonstrasjonsanlegg eller pilotprosjekter vil være viktig i årene fremover. En realisering av slike prosjekter vil trolig være sentralt i en videreføring av teknologiene til neste fase.

Statoil har på oppdrag av Olje- og energidepartementet utarbeidet en plan for CO₂-reduserende teknologier, jf. vedtak i Stortinget i forbindelse med behandlingen av Innst. S. nr. 100 (2001-2002) fra energi og miljøkomiteen om utbygging, anlegg og drift av Snøhvit LNG. Det er Statoils erfaring at de beste demonstrasjonsprosjektene har en god kopling til løpende virksomhet. Statoils vurdering er at Kårstø på en god måte kan oppfylle Stortingets forutsetning om et anlegg for utprøving av CO₂-reduserende teknologier. Statoil har for øvrig siden statusrapporten ble fremlagt, ført samtaler med flere industripartnere om å gjøre demonstrasjon av CO₂-reduserende tiltak til et nasjonalt program. Dette forslaget har blitt godt mottatt og vil stå sentralt i selskapets plan.

Kapittel 12. Bruk av hydrogen til energiformål

Hydrogen kan bli en av fremtidens viktigste energibærere. Hydrogen kan produseres både på grunnlag av fornybare energikilder og fossile brenslers. Bruken av hydrogen til energiformål er i dag primært knyttet til forskning- og utviklingsprosjekter. Dagens kommersielle hydrogenproduksjon er til industriformål, og i Norge har industriell fremstilling av hydrogen for ammoniakproduksjon foregått i lang tid. Her ble hydrogen tidligere fremstilt ved vannelektrolyse der

elektrisitet benyttes til å spalte vann til hydrogen og oksygen, men i de senere årene er naturgass tatt i bruk for hydrogenproduksjon. Rundt 90 prosent av produksjonen av hydrogen i verden er basert på naturgass. Noe produseres på basis av kull og olje.

I et langsiktig perspektiv kan hydrogen bli fremstilt kommersielt i stor skala fra vann ved hjelp av fornybar energi som solenergi, vannkraft, vindkraft eller fra biomasse. I et kortere tidsperspektiv vil fossile energikilder fortsatt være den dominerende kilden til sentralisert storskala hydrogenproduksjon. Internasjonal forskning og satsingen til de store energi- og transportselskapene er viktig for utviklingen i bruken av hydrogen til energiformål. Dette innebærer at den videre utvikling i retning av bruk av hydrogen vil være svært avhengig av utviklingen i internasjonale energimarkeder og hva som forventes av internasjonale rammebetingelser. Transportsektoren peker seg ut som den sektoren hvor det først synes å kunne være aktuelt med mer omfattende bruk av hydrogen. Økte miljøkrav har akselerert arbeidet med å utvikle mer miljøvennlige kjøretøyer og renere drivstoffer. Det gjennomføres internasjonalt en omfattende forskning både på direkte bruk av hydrogen som brennstoff og direkte omdanning til elektrisitet i brenselceller.

Norge har solid erfaring i produksjon av hydrogen, både på basis av fornybar energi og fossile råstoffer, og har etablert industri innenfor ulike hydrogenområder. Det fins forskningskompetanse av høy kvalitet innenfor viktige nisjeområder som for eksempel lagring av hydrogen og materialteknologi. Norske aktører har derfor et godt utgangspunkt og gode muligheter til å hevde seg internasjonalt på dette området.

I Norge representerer naturgassen i årene framover en naturlig kilde for storskala hydrogenproduksjon. Miljøvennlig hydrogenproduksjon basert på naturgass vil kunne bidra til ytterligere å styrke Norges posisjon som betydelig energileverandør. Innenlandsk foredling av naturgass til hydrogen vil kunne gi et verdifullt bidrag til norsk verdiskapning. Det samme kan aktiviteter knyttet til lagring, transport og distribusjon av hydrogen. Dette forutsetter imidlertid at det blir mer lønnsomt å produsere hydrogen for eksport fremfor å eksportere naturgassen direkte. Hydrogen kan også på sikt gi et verdifullt bidrag til den norske energiforsyningen.

Regjeringen vil øke satsingen på hydrogen og vil legge til rette for etablering av et større nasjonalt hydrogenprogram. En slik satsing skal bidra

til kompetansebygging for en videre utvikling av hydrogenteknologier i Norge, og til å skape aksept for hydrogen som en sikker og miljøvennlig energibærer.

Deltakelse i internasjonal forskning og utvikling vil være særlig viktig på dette området.

Kapittel 13. Kraftoverføring fra land til petroleumsvirksomheten

Regjeringen ga i tilleggsmeldingen til Klimameldingen en kortfattet vurdering av krafttilførsel fra land til petroleumssektoren. I kapittel 13 utdypes denne vurderingen.

Regjeringen mener det er viktig med en mer effektiv og miljøvennlig energiforsyning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. I denne sammenheng vil en sterkere grad av kraftoverføring fra land være sentralt. Regjeringen er derfor innstilt på å vurdere muligheten for å bidra til å realisere kraftoverføringsprosjekter. En sterkere grad av krafttilførsel fra land til kontinentalsokkelen må imidlertid vurderes i forhold til miljøeffekten og den samlede krafttilgangen.

Regjeringen legger vekt på at en mer omfattende kraftforsyning fra land må ses i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Gasskraftverk med CO₂-håndtering vil både ivareta sikkerheten i kraftforsyningen, og bidra til at miljøeffektene kan bli større enn ved alternativ kraftproduksjon i det nordiske og europeiske kraftmarkedet.

Levering av elektrisitet fra land til sokkelen vil måtte skje til de samme betingelser som til andre kunder i energiforsyningen. Tilknytning av sokkelen til det innenlandske overføringsnettet og markedet innebærer at aktørene må forholde seg til det regelverk som gjelder for det norske kraftsystemet som er fastsatt gjennom energiloven med tilhørende forskrifter. Virkeområdet for energiloven er ut til grunnlinjen.

Energieffektivisering og vurdering av krafttilførsel fra land vil inngå som ett av flere mulige verdiskapende og utslippsreducerende elementer i forbindelse med slike omstruktureringer på den norske kontinentalsokkelen. Det er imidlertid knyttet betydelige kostnader til å legge om kraftgenereringen og tilførselen etter at et felt er bygget ut. En vesentlig forutsetning for at en omlegging av krafttilførselen skal vise seg hensiktsmessig, er at feltene har en forholdsvis lang gjenværende levetid.

Siden 1996 har oljeselskapene vært pålagt å vurdere elektrifisering av installasjoner i forbin-

delse med fremleggelse av PUD for myndighetene. Dette kravet sikrer at en vurdering av kraft fra land er en integrert del av selskapenes beslutningsprosesser både i forbindelse med nye utbygginger og ved større omstruktureringer i områder på norsk sokkel.

Selv om kraftforsyning fra land har vært pålagt utredet ved utbygginger siden 1996, er det kun for Troll A kraftleveranse fra land er gjennomført. En hovedgrunn til at kraft fra land ble valgt for Troll A, er den korte avstanden til land. Statoil er nå i gang med et prosjekt som skal sikre Troll A økt kraftforsyning fra land. Dette prosjektet er beregnet til å ville koste om lag 3 milliarder kroner. BP har over en lengre periode arbeidet med ulike planer for å forsyne offshore installasjoner i Nordsjøområdet med kraft fra land. Aktuelle plattformer finnes på feltene Ula, Gyda, Valhall og Ekofisk. For at prosjektet skal kunne gjennomføres, er det ifølge BP behov for tilskudd på i størrelsesorden 500 millioner kroner.

Det er Regjeringens klare ambisjon å øke innsatsen for å se på om en i større grad kan forsyne feltene på sokkelen med elektrisitet basert på gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen vil derfor forfølge disse problemstillingene på to arenaer:

- OG₂₁
- KonKraft.

For å samle olje- og gassindustrien om en felles nasjonal teknologistrategi, har Olje- og energidepartementet initiert et samarbeidsprosjekt mellom industri, forskningsmiljø og myndigheter, OG₂₁ (Oil and Gas in the 21st Century). Utviklingen av mer miljøvennlig teknologi er ett av fem hovedsatsningsområder for OG₂₁.

Under KonKraft arbeider olje-, gass- og leverandørindustrien med å svare på de mange utfordringene næringen og myndighetene står overfor. En sentral del av arbeidet i KonKraft er å skape en langsiktig visjon for næringen, samt å styrke norsk sokkels konkurransekraft. Både OG₂₁ og KonKraft er prosesser hvor det vil være viktig å styrke fokuset på mulighetene for krafttilførsel fra land, både som et verdiskapende element og som et utslippsreducerende tiltak.

Regjeringen ser positivt på at aktørene på kontinentalsokkelen arbeider aktivt med konkrete prosjekter for overføring av kraft fra land. Regjeringen viser til at hovedregelen for finansiering av slike prosjekter fortsatt må være at forbruksradialer først og fremst bekostes av den aktuelle forbruker.

En mer omfattende kraftoverføring fra land må også ses i lys av andre forhold, som en sikker energiforsyning og de samlede miljøkonsekvenser. Regjeringen gir høy prioritet til arbeidet med å opprettholde en sikker og bærekraftig energiforsyning. Regjeringen ser derfor en mer omfattende kraftforsyning fra land til kontinentalsokkelen i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen vil legge til rette for en ordning med sikte på å gi investeringsstøtte til gasskraftverk med CO₂-håndtering fra 2006. Dette bidrar også til at miljøgevinstene ved kraftforsyning fra land kan bli best mulig.

Kapittel 14. Et grønt sertifikatmarked

Et pliktig grønt sertifikatmarked er et virkemiddel som skal stimulere til økt bruk av utvalgte typer fornybar energi (grønn energi). Produsenter av grønn energi blir tildelt sertifikater for den mengde grønn energi de leverer inn i markedet. Tilstrekkelig etterspørsel etter sertifikater skapes ved å pålegge forbrukere å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av sin energibruk. Salg av sertifikatene gir produsentene en ekstra inntekt i tillegg til inntekten de får gjennom det ordinære energisalg. Internasjonalt er grønne sertifikatmarkeder i hovedsak avgrenset til utvalgte typer fornybar elektrisitet.

Et pliktig grønt sertifikatmarked vil være en form for tilskuddsordning som er prinsipielt forskjellig fra dagens tilskuddsordninger. Det vil gi dårlig oversikt og unødvendige kostnader å etablere to ulike ordninger for fremme av de samme teknologier. Et pliktig grønt sertifikatmarked må derfor anses for å være et alternativ til dagens virkemiddelbruk.

Departementet legger vekt på at Stortinget, så sent som våren 2001, sluttet seg til opprettelsen av Enova SF og energifondet, gjennom sin behandling av Ot.prp. nr. 35 (2000-2001). Enova SF har vært i drift siden 1. januar 2002. En viktig bakgrunn for opprettelsen av Enova SF og energifondet var å skape stabile og langsiktige rammebetingelser for aktører i energisektoren. Departementet legger vekt på at det vil være uheldig å skape usikkerhet omkring Enovas oppgaver allerede før foretaket har hatt ett års drift. Stabile rammevilkår er viktig for aktørene i energisektoren der investeringskostnadene er høye og produksjon ikke kan legges om når den først er etablert.

Etter departementets vurdering vil et sertifikatmarked for elektrisitet neppe kunne fungere

etter hensikten dersom det legges opp til kun et nasjonalt sertifikatmarked i Norge. Departementet frykter blant annet at det i et slikt marked vil bli store prissvingninger og liten forutsigbarhet for aktørene. Dette må særlig ses i sammenheng med at en i Norge i mange år vil ha et lite volum i omsetningen av de typene elproduksjon som eventuelt ville inngå i et slikt marked. Lange overgangsordninger vil trolig være nødvendig. Dette vil redusere de gode effektivitetsegenskapene til sertifikatmarkedet.

Fordi satsingen på varme basert på nye fornybare energikilder, varmpumper og spillvarme er en viktig del av satsingen i Norge på omlegging av energibruk og energiproduksjon har departementet fått utredet mulighetene for å lage et felles sertifikatmarked for varme og el. Det vil være mulig å etablere et sertifikatmarked som også omfatter varme. Men departementet vil fremheve at varmemarkedet er vesentlig mer sammensatt enn elektrisitetsmarkedet. Det vil være betydelige måle- og kontrollproblemer knyttet til en sertifikatordning for grønn varme. I tillegg vil kun en liten del av varmemarkedet i praksis kunne omfattes av et grønt sertifikatmarked fordi mye varmeproduksjon anses for å være lønnsom eller allerede omfattet av andre virkemidler. Departementet legger også vekt på at et sertifikatsystem som omfatter varme ikke vil være forenlig med et fremtidig internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el i Europa. Departementet anser derfor et separat nasjonalt sertifikatmarked for grønn varme som uaktuelt.

Departementet legger vekt på at de viktigste effektivitetsgevinstene først vil bli realisert når det er etablert en bredere internasjonal handel med grønne sertifikater. En omlegging av virkemiddelbruken nå, med etablering av et nasjonalt pliktig sertifikatmarked, ville ha betydd tre omfattende endringer i rammebetingelsene i løpet av få år. Først etableringen av Enova SF, deretter et nasjonalt marked, og til slutt en større tilpasning til et mulig internasjonalt marked. Dette ville gitt liten forutsigbarhet for aktørene som skal investere.

Flere land i Europa arbeider med å etablere sertifikatmarkeder for fornybar el. Dette arbeidet er til en viss grad knyttet opp mot EUs direktiv om fremme av fornybar elektrisitet i det indre elektrisitetsmarkedet som ble vedtatt 27. september 2001.

For Kommisjonen var det opprinnelig et mål at direktivet skulle lede til etableringen av et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el, men denne ambisjonen ble forlatt tidlig. Flere land har

likevel etablert, eller er i ferd med å etablere, nasjonale pliktige markeder for grønne sertifikater. Noen få land har også åpnet for import av sertifikater. Det kan ligge en innebygget dynamikk i direktivet som tilsier at denne prosessen på sikt vil lede til et internasjonalt pliktig sertifikatmarked.

Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til den videre politikktutforming i EU-landene og i utviklingen av direktivet. Mange land har i dag svært sammensatte mål bak sin satsing på fornybar energi.

Departementet er positiv til etableringen av et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el og mener at Norge bør delta i et slikt marked. Et internasjonalt sertifikatmarked vil føre til like rammer for fornybar elproduksjon i et konkurranseutsatt kraftmarked. Departementet vil derfor arbeide videre for å etablere et sertifikatsystem som kan tilpasses et pliktig internasjonalt sertifikatmarked. Det vil være en prioritert oppgave å bidra til å fremskynde etableringen av et internasjonalt marked og søke å påvirke rammene for dette. Hensynet til miljø, forsyningssikkerhet og en fornuftig forvaltning av norske naturressurser vil stå sentralt i dette arbeidet.

Kapittel 15. Nærmere om et grønt sertifikatmarked

Noe av sertifikatmarkedenes fordeler framfor nasjonale subsidieordninger ligger nettopp i mulighetene for å skape internasjonal handel. På ulike hold arbeides det for å få etablert et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el. Kraftbransjen er også svært positiv til utviklingen av et slikt marked. EUs direktiv 2001/77/EF om fremme av fornybare energikilder i det indre elektrisitetsmarked, som ble vedtatt 27. september 2001, kan på sikt bidra til at et slikt marked vil bli etablert. I direktivet er det satt som mål å øke andelen forbruk av fornybar elektrisitet i EU til 22,1 prosent innen 2010. I 1997, som er referanseåret, var andelen fornybar elektrisitet 13,9 prosent. Hvert enkelt medlemsland pålegges å sette nasjonale andelsmål for anvendelse av fornybar elektrisitet fram mot 2010. Andelsmålene skal være indikative.

Det er stor usikkerhet knyttet til den videre utviklingen, og hvilke konsekvenser direktivet kan få for politikken overfor fornybare energikilder i EU-landene. En mulig utvikling er at målene blir gjort bindende. Utviklingen kan også gå i retning av at det etableres et internasjonalt pliktig sertifikatmarked for grønn el. EU-landene står i

dag fritt i utformingen av virkemiddelbruken for å fremme fornybar elproduksjon.

Dersom Norge innlemmer direktivet i EØS-avtalen må vi etablere virkemidler som sikrer at andelen konsum av fornybar el blir i henhold til det målet som blir satt. Interessen fra EU-land for kjøp av opprinnelsesgarantier eller sertifikater fra Norge kan bety at virkemiddelbruken i norsk energipolitikk må endres. En løsning kan være å etablere et pliktig sertifikatmarked der norske forbrukere deltar på samme vilkår som andre land ved kjøp av sertifikater. Norge må i så fall også tilpasse regelverket for sertifikatmarkedet til den internasjonale utviklingen. Blant annet må de samme definisjoner av grønn elektrisitet som de landene som er interessert i å importere sertifikater benyttes.

Landene kan ikke ha nasjonale mål knyttet til produksjon av fornybar elektrisitet dersom de deltar i et internasjonalt sertifikatmarked. Målene knyttes normalt til en andel av elforbruket som må dekkes opp med grønne sertifikater. Slik må alle land som deltar i et internasjonalt grønt sertifikatmarked være med på å finansiere satsingen på fornybar energi, mens investeringene og produksjonen i betydelig grad kan bli konsentrert til land med særlige fortrinn for slik produksjon.

Belgia, Nederland, Italia, Storbritannia, Sverige og Østerrike har innført eller planlegger å innføre et marked for grønne sertifikater. Planen for gjennomføring varierer og systemene det legges opp til er forskjellige. Danmark har også utformet et sertifikatsystem, men Folketinget besluttet i juni 2002 at systemet skal utsettes.

Per i dag er det ingen land som fullt ut har lagt til rette for å utvikle handel med sertifikater over landegrensene. Definisjonen av grønn el og organiseringen av markedene varierer betydelig. Markedene er derfor også i begrenset grad kompatible. Flere land vil imidlertid vurdere utviklingen i rammeverket hos handelspartnere og en kan se for seg at det utvikles bilaterale handelsavtaler som kan videreutvikles til handelsområder.

Dersom det skal etableres felles markeder så må markedene harmoniseres på flere måter. Blant annet må det være enighet om hvilken type energiproduksjon som kan tildeles sertifikater. Det må også forhandles om hvilken andel fornybar energi forbrukerne i det enkelte land skal være pliktig til å kjøpe.

Nye fornybare energikilder har vært et satsingsområde i energipolitikken i Norge i mange år. I Norge har investeringsstøtte, produksjonsstøtte og ulike fritak av avgifter vært viktige virke-

midler for å stimulere til ny produksjon av fornybar energi. Ulike virkemidler for å fremme fornybar energiproduksjon har forskjellige egenskaper som hvordan de påvirker markedspriser og omsatt mengde energi, hvordan de påvirker at de rimeligste ressursene blir tatt i bruk, hvordan de påvirker treffsikkerheten i forhold til å nå bestemte kvantitative mål, hvordan de påvirker muligheter til å kontrollere samfunnets kostnader ved ordningen, hvordan de påvirker administrasjonskostnader, hvordan de påvirker usikkerhet for investorene og hvordan de påvirker fordeling av kostnader mellom forbrukere og produsenter. Alle virkemidler har fordeler og ulemper.

Dersom kriteriene for tildeling av støtte er like forutsigbare og generelle som i et grønt sertifikatmarked, vil for eksempel en tilskuddsordning gi kostnadseffektivitet på samme måte som et sertifikatmarked for grønn el. En høy prioritering av kostnadseffektivitet gjennom et pliktig grønt sertifikatmarked, en generell støtteordning eller avgifter kan alle være ordninger som gir høyere tilskudd til enkelte prosjekter enn det som er tilstrekkelig for å få utløst investeringen. Avgifter og generelle tilskuddsordninger er ikke like treffsikre som et pliktig sertifikatmarked dersom en skal nå bestemte kvantitative mål. På den annen side vil en miste kontrollen over de totale utgiftene når et kvantitativt mål er førende.

De fleste land som har innført, eller som vurderer å innføre et pliktig grønt sertifikatmarked har lagt plikten på forbruksleddet. Virkningene på kraftmarkedet vil være mest komplekse i tilfellet der kvoteplikten legges på forbrukerne. Kvoteplikten vil sikre at det blir produsert en gitt mengde ny fornybar el. Det økte tilbudet av fornybar el vil trekke i retning av at kraftprisen synker og at en del av de tradisjonelle kraftprodusenter tvinges ut av markedet. Beregninger fra utredningen peker i retning av at omsetningen av kraft samlet vil være høyere enn om en ikke innfører et sertifikatmarked.

Empiriske studier gir klare signaler på at kostnadene ved nye energiteknologier faller når produksjonen øker. Det er ikke mulig å konkludere på generelt grunnlag med at pliktige sertifikatmarkeder vil gi bedre læringseffekter eller realisere større stordriftsfordeler enn bruk av avgifter og subsidieordninger.

I et pliktig grønt sertifikatmarked, der alle de grønne teknologiene sidestilles, vil markedet velge de teknologiene og prosjektene med lavest enhetskostnader. Enkelte lovende teknologier med en høy læringsrate og stort potensiale, men

som fortsatt har for høye enhetskostnader, vil kunne tape i konkurransen med de mer modne teknologiene. Det kan derfor være nødvendig å ta i bruk supplerende støttetiltak for å sikre en diversifisering av investeringer i grønne teknologier.

Det har vært fremhevet i diskusjonen om et pliktig grønt sertifikatmarked at det er stor politisk usikkerhet knyttet til avgifter og tilskuddsordninger. Den politiske risikoen kan reduseres ved blant annet investeringsstøtte og ved kontraktsbestemte rammevilkår med innebygd langsiktig forpliktelse. I et sertifikatsystem må produsenten forholde seg til usikkerhet i sertifikatprisen. Usikkerheten kan ikke elimineres, men den kan reduseres dersom markedet er godt organisert fra starten av og det er høy troverdighet i forhold til at rammene vil ligge faste.

De fleste land som har kommet til implementeringsfasen har erkjent at en pliktig sertifikatordning som støttekonsept er vesentlig mer kompleks enn det hovedprinsippene kan gi inntrykk av. En står overfor en rekke vanskelige avveininger. Et pålitelig sertifiseringssystem, institusjoner som kan organisere handelen, regler for markedet og forutsigbarhet i rammebetingelsene er nødvendig. For at markedet skal fungere godt er det viktig at myndighetene tar stilling til hvilke spilleregler som skal gjelde for markedet allerede fra den dagen det blir etablert. En avklaring av disse sentrale forholdene er viktig informasjon til aktørene i markedet. Det gir en basis for å kunne lage kvalifiserte forventninger om prisen på sertifikater, og om usikkerhet.

En viktig oppgave for myndighetene er å bestemme hvilke typer energiproduksjon som skal inkluderes i en sertifikatordning og hvor lenge disse skal få tildelt sertifikater. Normalt inngår vindkraft, solenergi, bølge- og tidevannenergi, visse typer biobrensel, geotermisk energi og deler av vannkraften i definisjonen av grønn energi. Det er videre eksempler på at avfallsgass, brenselceller som benytter fornybare energikilder og deler av elproduksjon ved forbrenning av avfall omfattes. For bioenergi gjøres det gjerne avgrensninger, blant annet knyttet til utslipp av forurensende stoffer, forbrenning av ikke fornybart avfall og torv. Det er viktig at slike grenser er veldefinerte og forutsigbare. Usikkerhet knyttet til om et anlegg vil få tildelt rett til å selge grønne sertifikater vil ødelegge noen av de gode egenskapene ved et grønt sertifikatmarked og øke de administrative kostnadene. For investor vil usikkerheten om utfallet av den individuelle behandlingen redusere lønnsomheten ved prosjektet.

Et viktig spørsmål er om en pliktig sertifikatordning kun skal omfatte de fornybare energikilder og energiteknologier som får støtte i dag, eller om ordningen skal utvides i forhold til dette. Fordi et internasjonalt sertifikatmarked vil omfatte teknologier og energikilder som det er lite tradisjon for å utnytte eller støtte i Norge, må vi trolig utvide grensene for hva som er støtteberettiget. Det bør helst være flere forskjellige teknologier for å sikre utviklingen i sertifikatmarkedet.

Myndighetene må videre blant annet bestemme hvem som skal være kvotepliktig, størrelsen på kvoteplikten og sanksjoner som skal tas i bruk dersom kvoteplikten ikke overholdes. Dersom det etableres et internasjonalt sertifikatmarked, vil det være en særlig utfordring å komme til enighet om hvor stor kvoteplikt forbrukerne i det enkelte land skal pålegges.

Et eventuelt felles grønt sertifikatmarked for varme og el vil ikke være egnet til å forfølge særskilte mål for ulik fornybar energiproduksjon. Målene for omlegging av energiforbruk og –produksjon må i så fall endres slik at det blir et felles mål for varme og elektrisitet. En av hensiktene med markedet er nettopp at det skal sikre at de rimeligste løsningene blir valgt. Myndighetene kan ikke på forhånd vite sikkert hvor mye fornybar varme, vindkraft eller andre energikilder som er definert som grønn som vil bli produsert. I et felles marked må det derfor etableres et nytt felles mål. Dersom det skal opprettholdes separate mål må det etableres separate markeder. Ingen av de landene som ble studert i departementets prosjekt om virkemiddelbruk har valgt en løsning med flere kvantitative mål og separate sertifikatmarkeder.

Det tar lang tid å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge ut ny produksjonskapasitet. Etterspørselen etter sertifikater vil så å si være upåvirket av prisendringer på kort sikt. Både tilbudet av, og etterspørselen etter sertifikater er derfor uelastisk. Det vil kunne oppstå betydelige svingninger i prisen særlig som følge av naturgitte variasjoner i vind og vanntilslig. Prisen blir mer stabil jo større andel av produksjonen som er uavhengig av tilfeldige naturgitte variasjoner. For å beholde investorenes tillit til markedet har mange land innført en garantert minstepris for grønn energiproduksjon.

Det har vært reist spørsmål om det er mulig å etablere et sertifikatmarked for fornybar varme i Norge. Varmemarkedet er vesentlig mer sammensatt enn elmarkedet. Dette gjør at de prak-

tiske utfordringene ved en sertifikatordning for varme er større enn for elektrisitet, særlig knyttet til måling og kontroll. Det vil være mulig å utforme et sertifikatmarked for varme. Utformingen vil kreve utstrakt bruk av sjablonmessige løsninger for å beregne varmeproduksjon/-forbruk. I utformingen av sjablonmessige løsninger må det gjøres en avveining mellom hensynet til treffsikre beregninger av varmeforbruk og varmeproduksjon, og hensynet til lave administrative kostnader.

Et viktig spørsmål knyttet til et grønt sertifikatmarked for varme er hva som skal klassifiseres som grønn varme. Sertifikater bør i utgangspunktet tildeles produksjon som er avhengig av støtte og som oppfyller visse miljøkriterier. Det er bare en liten del av varmemarkedet som i praksis kan bli omfattet av et sertifikatmarked. Kun en liten del av fjernvarmeproduksjon vil kunne omfattes fordi avfallsforbrenning, elektrisitet og olje er de viktigste energikildene. Vedfyring må utelukkes blant annet fordi det regnes som kommersielt lønnsomt.

Økonomiske og administrative konsekvenser

Både for å kunne erstatte forurensende energiproduksjon og for å kunne opprettholde en sikker og ren energitilgang er det behov for å arbeide for miljøvennlig ny energiproduksjon. Naturgass utgjør en betydelig del av Norges naturressurser. Det meste av gassen som produseres på norsk sokkel blir eksportert. Regjeringen ønsker at en større del av våre naturgassressurser skal tas i bruk innenlands. Det er i en slik sammenheng også nødvendig med en innsats for å utvikle teknologi for miljøvennlig bruk av gass. Regjeringens mål om å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering er sentralt i en slik sammenheng. Regjeringens forslag i denne meldingen vil medføre økonomiske og fordelingsmessige konsekvenser for samfunnet. Når det gjelder forslagene til nye virkemidler vil de økonomiske og administrative konsekvensene på vanlig måte bli nærmere presentert når forslagene fremmes som egne saker.

Støtten til direkte bruk av gass i en introduksjons- og utviklingsfase vil være knyttet til dagens støtteordning til infrastrukturprosjekter for gass. Ved denne støtten vil en både gjøre gassen tilgjengelig til nye områder og oppnå en betydelig miljøgevinst. Gjennom at Enova SF forvalter støtten vil man bidra til en effektiv utnyttelse av de samlede støttemidlene knyttet til omlegging av energibruk

og produksjon. Oppfølgingen av denne satsingen vil ha begrensede administrative konsekvenser.

Utvikling av ny miljøvennlig gassteknologi fram til lønnsomhet vil kreve en betydelig økonomisk innsats. Behovet for offentlig støtte vil imidlertid kunne bli redusert ved høye kvotepriser, høye elektrisitetspriser og tidlige gjennombrudd for nye teknologier. Et viktig mål for Regjeringens strategi er å bidra til mer kostnadseffektive løsninger for gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Støtten til tiltak for å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering vil inntil videre i hovedsak bli kanalisert via Norges Forskningsråd. Fra 2005 opprettes et eget statlig innovasjonsselskap for å forvalte den statlige støtten. Dette vil gi en hensiktsmessig koordinering og samordning av innsatsen på miljøvennlige gasskraftteknologier. Selskapet vil bli lokalisert til Grenland. Selskapet vil få en begrenset størrelse.

Olje- og energidepartementet vil gi arbeidet med å fullføre kartleggingen av deponeringsmulighetene og potensialet for økt oljeutvinning høy prioritet. Kommersiell verdi av utskilt CO₂ vil bla. kunne øke lønnsomheten i prosjektene.

Regjeringen ser det som viktig å satse på hydrogen som et ledd i den økte satsingen på miljøvennlig teknologi. Norge har gode forutsetnin-

ger for større satsing på hydrogen som energibærer fordi det finnes solid erfaring med industriell hydrogenproduksjon og det er god tilgang på naturgass.

Ved deltagelse i et eventuelt internasjonalt pliktig sertifikatmarked vil det oppstå en rekke oppgaver knyttet til etableringen av et sertifikatmarked og til en løpende drift av systemet. De myndighetsoppgavene som følger med en sertifikatordning vil kunne utføres av eksisterende myndighetsorganer og statlige foretak, eventuelt settes ut til andre aktører etter retningslinjer og tilsynsordninger vedtatt av myndighetene.

En sertifikatordning der forbrukere pålegges å kjøpe sertifikater vil kreve en lovendring.

Kostnadene ved å delta i et eventuelt internasjonalt sertifikatmarked vil være avhengig av de kravene som settes til forbrukernes andel fornybar el og til hvilke land som deltar i markedet.

Noen av forslagene i meldingen vil innebære omdisponeringer til de høyest prioriterte områdene. Regjeringen vil komme tilbake til slike omdisponeringer i forbindelse med de årlige budsjettforslagene. Forslagene vil også innebære en mer effektiv måte å arbeide med tiltak på disse områdene.

Del I
Om innenlands bruk av naturgass

3 Om naturgass

3.1 Egenskaper ved naturgass

På norsk sokkel er et stort antall gassfelt i produksjon, jf. figur 3.1 som viser en oversikt over produksjonsområder og rørledninger fra norsk petroleumsvirksomhet. Brønnstrømmen fra de ulike reservoarene på norsk sokkel blir på en rekke felt behandlet på feltets produksjonsplattform. Vann fjernes og råolje skilles ut og transporteres fra plattformene. Den gjenværende gassen kalles vanligvis rikgass og inneholder i tillegg til metan tyngre komponenter som etan, propan, butan og nafta i varierende sammensetning.

En vesentlig andel av gassen fra norsk sokkel føres til ilandføringsstedene Kårstø og Kollsnes hvor gassen blir videre behandlet i prosessanlegg. Her skilles de tyngre eller våte komponentene ut slik at man får tørrgass, som tilsvarer salgsproduktet naturgass.

Blanding av etan, propan, butan og nafta som fjernes fra rikgassen kalles våtgass. Våtgasen blir enten separert videre i de enkelte komponenter eller solgt som en blanding. Våtgasen transporteres i spesialskip og brukes blant annet i petrokjemisk industri. I Norge brukes propan i en viss utstrekning til oppvarming, koking mv. i boliger, og det er etablert et omfattende distribusjonssystem. Bruk av etan og annen våtgass i industrien er nærmere omtalt i kapittel 4.2. I denne mel-

dingen er det imidlertid lagt vesentlig vekt på strategien for økt bruk av naturgass innenlands.

Tørrgass fra norsk sokkel har til nå hovedsakelig blitt transportert i rør under høyt trykk til terminaler i Tyskland, Belgia, Frankrike og Storbritannia. Her foretas det normalt en trykkreduksjon for å tilpasse gasstrømmen til trykket i distribusjonsrørene i mottakslandene. Det er også mulig å eksportere naturgass på skip i flytende, nedkjølt form (LNG), dette er for eksempel planlagt i forbindelse med utbyggingen av Snøhvitfeltet i Barentshavet.

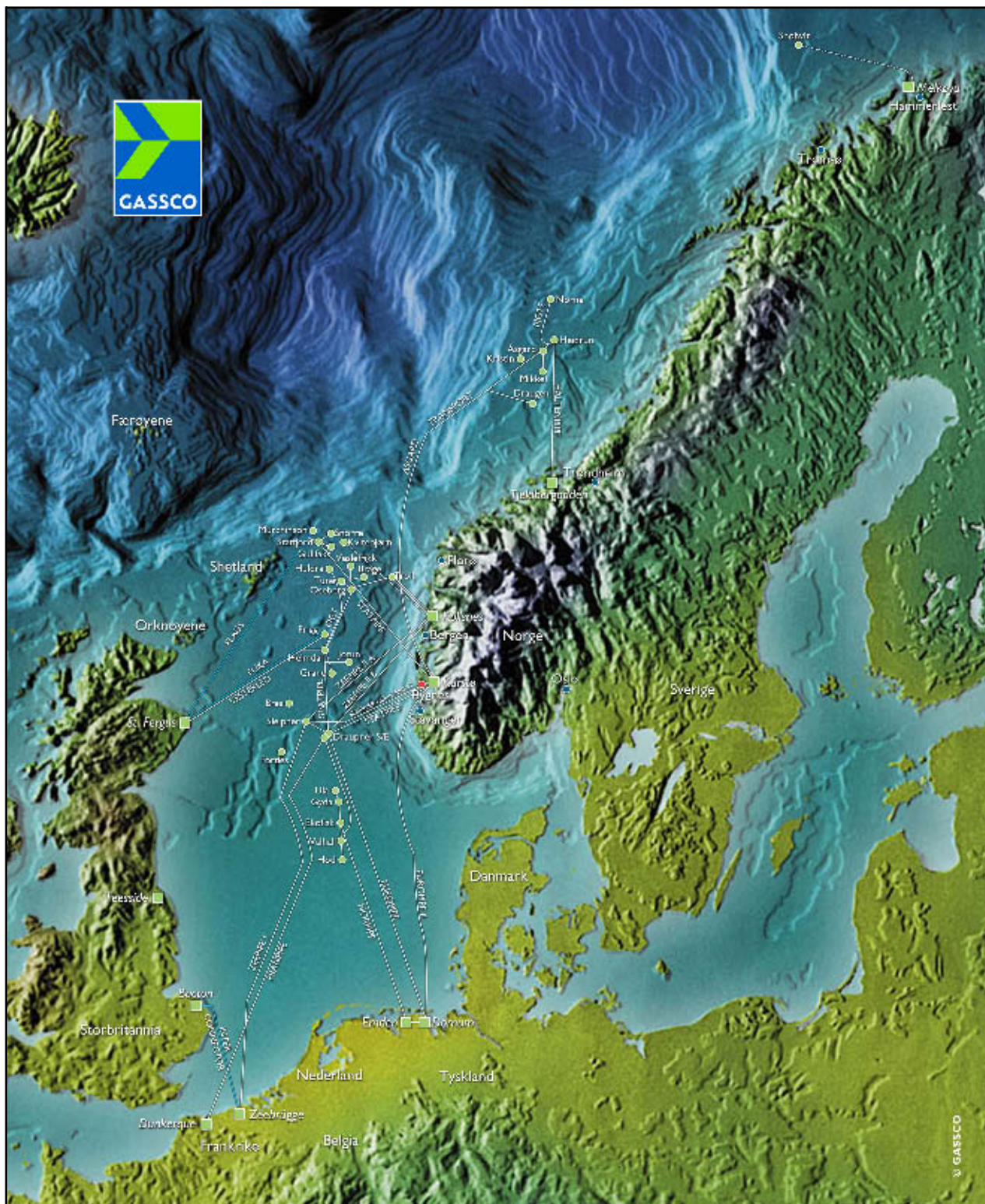
Gass som selges under betegnelsen naturgass består i hovedsak av metan (CH_4), samt noe etan og propan og mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner. Naturgass som eksporteres fra norsk sokkel må tilfredsstille en rekke spesifikasjonskrav, blant annet knyttet til energiinnhold og innhold av CO_2 og at gassen ikke skal inneholde giftige eller skadelige komponenter.

Den vanligste måleenheten for naturgass er Standard kubikkmeter (Sm^3), mens flytende, nedkjølt naturgass (LNG) ofte måles i tonn. For å sammenligne med elektrisitet må dette regnes om en felles energienhet, eksempelvis kilowatttime. Tabell 3.1 og 3.2 viser omregningsfaktorer mellom ulike energienheter, i forhold til teoretisk energiinnhold.

Tabell 3.1 Omregningsfaktorer for energi

	MJ	kWh	Sm^3	Liter fyringsolje
1 megajoule		0,28	0,03	0,03
1 kilowatttime	3,60		0,09	0,1
1 standard kubikkmeter naturgass ¹	40,00	11,11		1,1
1 liter fyringsolje	36,20	10,06	0,91	

¹ Statoil standard: 40 MJ/ Sm^3 (Brutto kaloriinnhold), målt ved 15 grader Celsius og en atmosfæres trykk



Figur 3.1 Oversikt over produksjonsområder og rørledninger fra norsk petroleumsvirksomhet

Kilde: Gassco

Tabell 3.2 Omregningsfaktorer for LNG¹

	tonn LNG	m ³ LNG	Sm ³ naturgass
1 tonn LNG		2,22	1360
1 m ³ LNG	0,45		615
1 Sm ³ naturgass	0,735x10 ⁻³	1,63x10 ⁻³	

¹ Flytende naturgass, -162 grader Celsius og en atmosfæres trykk

I forhold til energiinnholdet har naturgass lavere innhold av karbon enn andre fossile brensler. I tillegg vil effektiviteten ved forbrenning normalt være høyere ved bruk av naturgass. Overgang fra andre fossile brensler til naturgass vil derfor redusere utslippene av CO₂. Videre vil naturgass ved vanlige forbrenningsmetoder også gi lavere utslipp av nitrogenoksider (NO_x). Naturgass brenner praktisk talt uten utslipp av svoveldioksid (SO₂) og partikler. Gassens miljøegenskaper behandles videre i kapittel 5.1.

Naturgass benyttes på en rekke måter og til ulike formål. Hovedgruppene av anvendelse er:

- direkte forbrenning for ulike formål
- elektrisitetsproduksjon
- som råstoff i industrien
- som drivstoff i transportsektoren.

Direkte forbrenning av naturgass foregår i svært mange former – fra industriell bruk, som krever svært høye temperaturer, til romoppvarming ved lav temperatur, jf. kapittel 8.

Naturgass egner seg godt for omdanning til elektrisitet i gasskraftverk. Kombinerte kraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en virkningsgrad opp mot 60 prosent. I et kraftvarmeverk er elektrisitetsproduksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk utnyttes imidlertid en større del av energiinnholdet i gassen (om lag 80 prosent). Et kraftvarmeverk kan for eksempel levere høytrykksdamp til nærliggende industribedrifter eller spillvarme til fjernvarmeanlegg.

Om lag 4 prosent av produsert naturgass benyttes på verdensbasis som råstoff i industrien. At naturgassen benyttes som råstoff vil si at metanet i naturgassen benyttes til å lage andre forbindelser, jf. kapittel 7.

I transportsektoren brukes naturgass i komprimert form til drivstoff i båter, biler og busser, jf. kapittel 6.

Figur 3.2 viser sammenhengen i naturgasskjeden fra reservoar, via bearbeiding til bruk.

3.2 Distribusjonsformer

Naturgass har lav tetthet sammenlignet med olje-produkter. Stort volum i forhold til energiinnhold gjør det kostbart å transportere naturgass. Rørtransport er den mest utbredte transportformen. Alternativt kan man transportere gassen i komprimert form (CNG) eller nedkjølt og flytende (LNG).

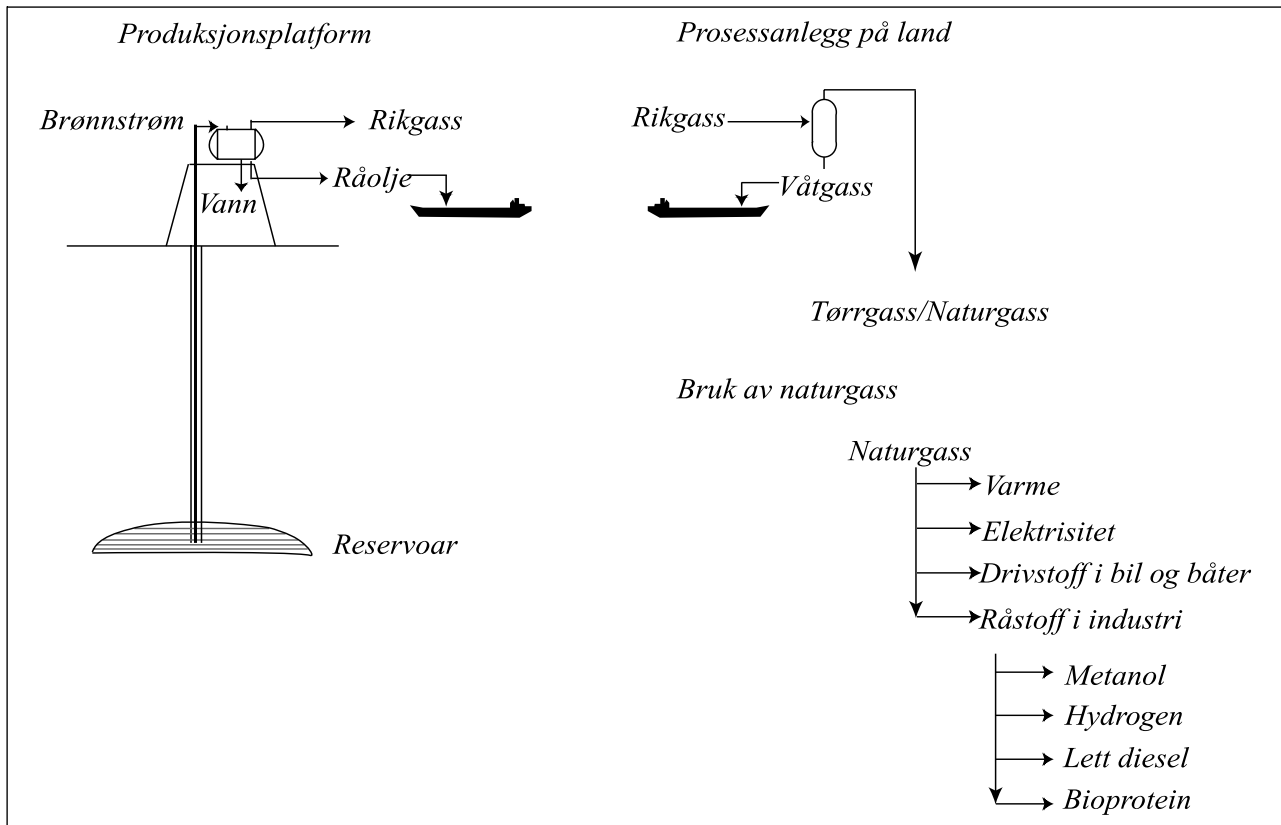
Gassrørledninger

Det er høye investeringskostnader ved etablering av gassrørledninger, mens driftskostnadene er lave. De høye investeringskostnadene medfører at det kreves salg av store volumer for at et rørledningsprosjekt skal være lønnsomt. Det er kostnadseffektivt å utnytte kapasiteten i ett rør fullt ut før det investeres i en ny rørledning.

For investor medfører bygging av rørledninger at det må foretas store investeringer før innbetalinger finner sted. Levetiden på et gassrør er svært lang (om lag 80 år), og det vil være vanskelig å oppnå lånefinansiering med så lang avbetalingstid. I forhold til den langsiktige inntjeningen vil avdragene på lån bli store de første årene. Risikoen vil også være relativt stor fordi markedsutviklingen er usikker og anlegget ikke har noen alternativ verdi (irreversibel investering).

Legging av rør vil være mest lønnsomt i områder der markedsgrunnlaget for naturgass er stort og avstanden til markedet er liten. Det vil i utgangspunktet være størst markedsgrunnlag i områder med høy befolknings- og industritetthet. Topografien ved den planlagte rørtraséen har også betydning for kostnadene ved legging av rør.

Det er vanlig å sette skille mellom transmisjon og distribusjon av naturgass ut fra mengde og trykk. Transmisjonsrør er rør som er designet for



Figur 3.2 Illustrasjon av en typisk naturgasskjede

å frakte store mengder naturgass over lange avstander og med et høyt trykk, mens distribusjonsrør er designet for å frakte mindre mengder naturgass med lavt trykk til sluttbruker.

CNG (Compressed Natural Gas)

CNG er naturgass lagret med et trykk på 250 til 300 bar (250-300 ganger atmosfærisk trykk), og blir som regel omtalt som en form som passer for distribusjon av relativt små gassmengder over korte avstander. Dette skyldes at komprimering ikke reduserer volumet like mye som ved nedkjøling av naturgass til LNG, og dermed gir driftsmessig høye transportkostnader. Transportkostnadene øker betydelig med avstanden og i følge Naturgass Vest kan en neppe tenke seg et slikt system etablert mer enn om lag 10 mil fra en gasskilde. Kostnadene forbundet med komprimering er imidlertid betydelig lavere enn for LNG.

I Bergen har Naturgass Vest distribuert CNG siden 2000.

LNG (Liquefied Natural Gas)

Over svært lange avstander er det mer kostnads-effektivt å transportere naturgass som LNG i skip

enn i rør. LNG kan også være et aktuelt alternativ til områder der markedet er for lite til å skape lønnsomhet i rørinvesteringer. For å holde enhetskostnadene så lave som mulig bør det i så fall skreddersys et logistisk opplegg med kapasitet tilpasset et stabilt brukerbehov. En slik kjede kan bygges ut stegvis.

For å omgjøre naturgass til LNG er det behov for såkalte nedkjølings- eller kondenseringsanlegg. Gassen kjøles ned til minus 162 grader. Da blir gassen flytende, og lagres i isolerte tanker ved atmosfærisk trykk. Transport foregår normalt i spesialbygde skip, men LNG kan også distribueres i mindre tanker med tankbil eller tog fram til forbruker eller til et sentralt knutepunkt. Båtene kan ha en kapasitet på inntil 140 000 kubikkmeter (om lag 86 millioner Sm³).

LNG kan lagres eller regassifiseres og transporteres videre til sluttbruker som rørgass eller i tank som CNG. Generelt krever LNG-anlegg store investeringer, i forhold til behandlingsskapasitet. Omformingsprosessen til LNG er også energikrevende. I følge SINTEF Energi vil det vanligvis oppstå et energitap på 5-6 prosent ved produksjon av LNG i de største anleggene som for eksempel Snøhvit LNG. Ved mindre anlegg, som

Tabell 3.3 Brutto energiforbruk i Europa, fordelt på ulike energibærere i 1973 og 2000

År	Prosent				TWh
	Olje	Gass	Kull	Andre	
1973	54,5	9,7	30,5	5,3	16 213,4
2000	38,9	22,2	18,4	20,5	20 415,3

Kilde: IEA

de som for tiden bygges på Vestlandet, er energitapet normalt på 15-20 prosent.

Det eksisterer i dag et verdensmarked for LNG. I 2000 utgjorde LNG 25 prosent av den internasjonale handelen med naturgass. Handelen med LNG foregår på langsiktige kontrakter med varighet på opptil 25-30 år, men det har etter hvert også utviklet seg små kortsiktige markeder.

3.3 Utviklingen i andre land

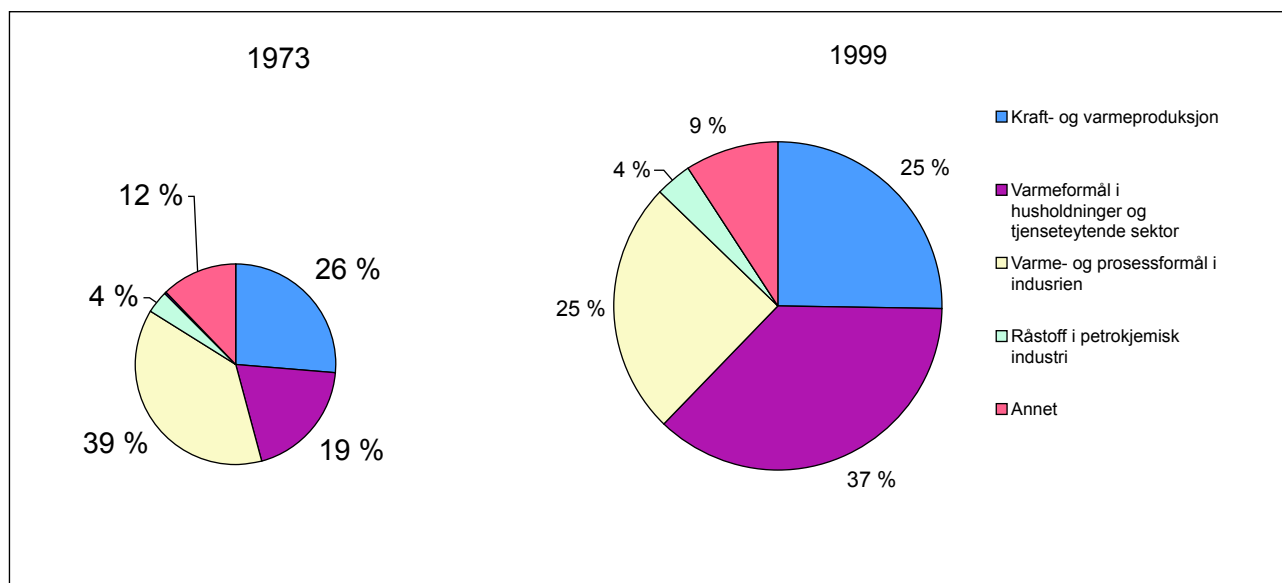
I Europa har det vært en sterk vekst i bruken av naturgass i de siste tiårene. Fra 1973 til 2000 ble bruken av naturgass i OECD-landene i Europa nær tredoblet. Veksten var særlig sterk på 1990-tallet, med en gjennomsnittlig årlig vekst på over 3 prosent. Veksten i bruken av naturgass i Europa har vært mye sterkere enn veksten i det samlede energiforbruket. Naturgass er i dag den nest viktigste energikilden i Europa.

Utenom naturgass består energibruken i Europa primært av olje, kull og kjernekraft, jf.

tabell 3.3. Kjernekraft faller i tabell 3.3 inn under kategorien andre energibærere. Bruken av både olje og kull i Europa har gått betydelig ned i perioden 1973-2000. Bruken av kjernekraft har derimot økt betydelig. Fortsatt er imidlertid ca. 40 prosent av forbruket olje, ca. 20 prosent kull og ca. 15 prosent kjernekraft.

Naturgass brukes i Europa i all hovedsak i stasjonær energiforsyning. Om lag 95 prosent av sluttforbruket i Europa går til stasjonær energiforsyning, jf. figur 3.3. En mindre andel brukes som råstoff i industrien. Bruken av naturgass til transportformål er svært liten. Innen stasjonær energiforsyning brukes naturgass i betydelig grad både i elektrisitetsproduksjon og til produksjon av varme (både i næringslivet og hos husholdningene). På begge disse områdene har det vært en sterk økning i forbruket av naturgass.

I takt med den økte bruken av naturgass er det også utviklet et omfattende transportsystem for naturgass. I mange land i Europa er det i dag en infrastruktur for naturgass som er tilgjengelig for en stor andel av forbrukerne.



Figur 3.3 Fordeling av naturgassforbruket i OECD-Europa i 1973 og 1999

Kilde: IEA

Utviklingen i bruken av naturgass har vært noe ulik i de europeiske landene. Dette må ses i sammenheng med:

- ulik vekst i produksjon og forbruk av energi mellom land
- ulik prisutvikling for ulike energibærere i landene
- forskjeller i nasjonal energipolitikk.

I mange land i Europa er det ført en aktiv politikk for å fremme bruk av naturgass. Direkte tilskudd og subsidier har vært vanlig. I mange land er også avgiftspolitikken benyttet aktivt. Naturgass er ofte lavere avgiftsbelagt enn oljeprodukter og i mange land også unntatt fra avgifter.

Lovreguleringer har også i en viss utstrekning blitt benyttet. Slike regler har blant annet i noen tilfeller vært utformet som forbud mot å bruke elektrisitet til oppvarming i nye boliger og tilknytningsplikt til lokalt gassnett.

Det normale har vært at distribusjonsselskapene har hatt monopol på gassleveransene innen et område. I mange områder har ett og samme selskap hatt ansvaret for både naturgass- og kraftforsyningen. Dette ga muligheter for kryss-subsidiering og prisdiskriminering.

Statlige selskaper har ofte spilt en viktig rolle for utviklingen av naturgassmarkedet. Slike selskaper har vært pålagt ansvaret for import av naturgass, utbygging og drift av både transmissjons- og distribusjonsrør, samt selve transporten.

Når denne virkemiddelbruken i betydelig grad har bidratt til den sterke økningen i bruken

av naturgass i Europa, må dette blant annet ses i sammenheng med:

- et delvis utbygd system for bygass som lett kunne konverteres til naturgass
- høy befolknings- og næringstetthet
- topografiske forhold som lå til rette for legging av rør
- relativt høy pris på alternativer til naturgass.

I deler av Europa var det utbygd et nett for distribusjon av bygass som lett kunne konverteres til naturgass. Bygass er en blanding av hydrogen og karbonmonoksid som oppstår ved omdanning av kull til koks. Ledningssystemer for distribusjon av bygass ble bygget i mange byer i Europa allerede tidlig på 1900-tallet.

Store deler av OECD-Europa har en høy befolknings- og næringstetthet og gjennomgående et høyt inntektsnivå. Dette gir et godt markedsgrunnlag for distribusjon av naturgass.

Kostnadene ved legging av rør utgjør en betydelig del av de samlede kostnadene knyttet til bruk av naturgass. I store deler av Europa ligger det ut fra topografiske forhold relativt godt til rette for legging av gassrør. Dette bidrar til at det har vært mulig å etablere et distribusjonsnett med relativt lave kostnader.

Innen EU/EØS-området er mulighetene til å anvende virkemidler som kan stimulere til økt bruk av naturgass mer begrenset i dag enn de var tidligere. Det er særlig EUs statsstøtteregeleverk og gassmarkedsdirektivet som bidrar til å begrense mulighetene.

4 Status og planer

I dette kapitlet beskrives status og planer for bruk av naturgass i tilknytning til de ulike ilandføringsstedene i Norge. Det meste av gassen som produseres på norsk sokkel eksporteres til kontinentet og Storbritannia, og kun små volumer brukes innenlands. På grunn av vanskelig topografi, lav befolkningstetthet og spredt industri har det ikke vært lønnsomt å foreta en større utbygging av omfattende transportsystemer for naturgass innenlands. Mye av dagens gassanvendelse skjer derfor på eller i nærheten av ilandføringsstedene, siden kostnaden ved å transportere naturgass er lavest her.

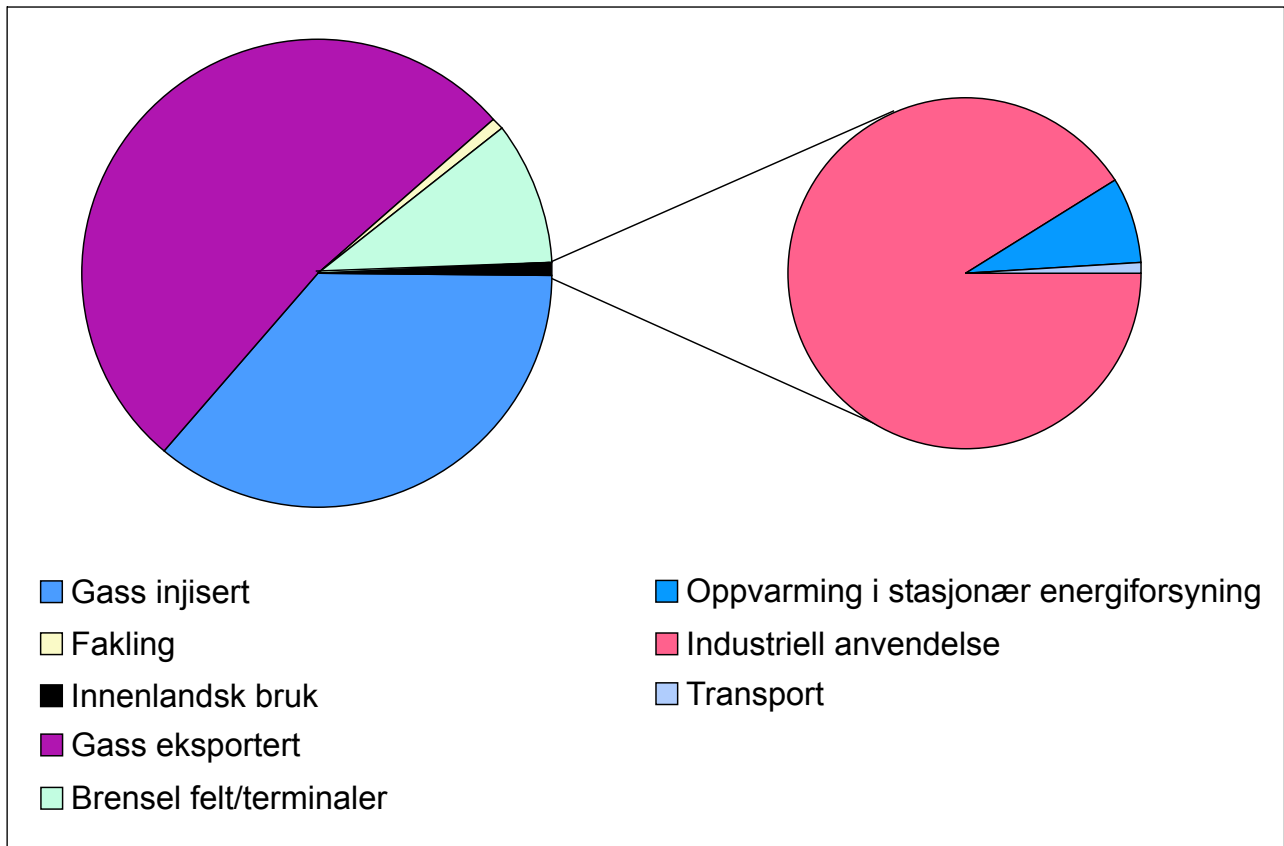
Det utvikles stadig flere gassfelt på norsk sokkel. Dette kan legge grunnlag for flere ilandføringssteder langs kysten vår. Utbygging av Snøhvit i Barentshavet er et eksempel på dette. Gassen fra feltet planlegges ilandført på Melkøya ved Hammerfest, og i følge utbyggingsplanene vil feltet starte produksjon i 2006. I forbindelse med utbyggingen av Ormen Lange i Norskehavet kan det være aktuelt å føre gassen til land i Møre- og Romsdal. Økt tilgjengelighet som følge av ilandføring vil legge forholdene bedre til rette for økt bruk av naturgass i disse områdene.

Hvorvidt det etableres nye ilandføringssteder for gass fra fremtidige feltutbygginger, eller gassen eksporteres direkte til kontinentet, må baseres på en konkret vurdering av lønnsomheten i det enkelte tilfelle. Utbygginger på sokkelen krever store investeringer, og etablering av et nytt ilandføringssted kan øke investeringskostnaden ytterligere. Samtidig har ikke lokal industri muligheter til å avta så store gassvolumer som en større feltutbygging medfører, og en stor del av ilandført naturgass vil derfor måtte fraktes videre til det europeiske markedet. Det er også kostnader forbundet med å distribuere naturgass til området rundt ilandføringsstedet. Dersom ilandføring viser seg å være den beste utbyggingsløsningen, vil mulighetene for lokal bruk av naturgass være størst i tilfeller der det enten allerede eksisterer industri i området som kan ta i bruk naturgass

ved konvertering fra andre mer forurensende energibærere til naturgass, eller ved etablering av ny gassbasert industri. Helgelandskysten er et eksempel på et område hvor en eventuell ilandføring kan bidra til innenlandsk bruk av naturgass. Her finnes industri med stort energibehov, og det er et sterkt lokalt engasjement for å få tilgang til gass i området.

I tilknytning til de eksisterende ilandføringsstedene benyttes naturgass til en rekke formål og det er økende interesse i Norge for ytterligere bruk av naturgass. Både ved dagens ilandføringssteder og i tilknytning til mulige fremtidige ilandføringssteder har ulike aktører mange planer om ulike typer gassanvendelse. Det varierer hvor langt de ulike planene for økt bruk av naturgass er kommet. I omtalen her legges det vekt på prosjekter som er kommet relativt langt i planleggingsprosessen. Hvorvidt prosjektene vil bli realisert er avhengig av om prosjektene er tilstrekkelig lønnsomme.

Figur 4.1 viser fordelingen av total produksjon av naturgass på norsk sokkel i 2001, samt fordelingen av det innenlandske forbruket. Naturgass brukt til industrielle formål utgjør den klart største andelen med over 90 prosent av det totale forbruket. Mesteparten av dette blir brukt til produksjon av metanol på Tjeldbergødden. Om lag 8 prosent av det totale gassforbruket i Norge utnyttes til prosessformål og oppvarming i stasjonær energiforsyning, mens kun 1 prosent utnyttes til transport. Totalt ble det brukt om lag 745 millioner Sm³ naturgass i Norge i 2001. Til sammenligning var total gassproduksjon på norsk sokkel i 2001 94,6 milliarder Sm³ (rikgass). Av dette utgjorde eksport av tørrgass til kontinentet og Storbritannia 50,5 milliarder Sm³. Mengde gass til injeksjon i felt utgjorde 34,5 milliarder Sm³. Fra rikgassen ble det også skilt ut nafta og NGL-produkter. Videre ble også den produserte gassen benyttet til energiframstilling på kontinentalsokkelen og på ilandføringsstedene.



Figur 4.1 Bruk av naturgass i 2001, fordelt på anvendelse

4.1 Ilandføringsstedene

4.1.1 Kårstø

Kårstø var det første stedet hvor naturgass ble ilandført i Norge. Fra 1985 har rikgass fra blant annet feltene Statfjord, Snorre, Gullfaks og Veslefrikk samt kondensat fra Sleipner blitt behandlet i prosessanlegget på Kårstø. Senere har også gass fra Åsgard, Norne, Heidrun og Draugen i Norskehavet blitt ilandført på Kårstø gjennom rørledningen Åsgard Transport.

Kårstø-anlegget består hovedsakelig av prosessanlegg for gass levert i rørledningene Statpipe og Åsgard Transport, prosessanlegg for kondensat fra Sleipner og anlegg for utvinning av etan fra rikgass og kondensat. I prosesseringen skilles våtgassen ut fra rikgassen. Stabilisert kondensat og våtgassproduktene etan, propan, iso-butan, normal-butan og nafta skipes ut fra Kårstø til kundene i markedet, i hovedsak til eksport. Fra Kårstø-anlegget eksporteres tørrgass til kontinentet i rørledninger. I 2001 ble det eksportert ca. 13 milliarder Sm^3 tørrgass fra Kårstø.

Fra oktober 2000 har etan blitt solgt som et

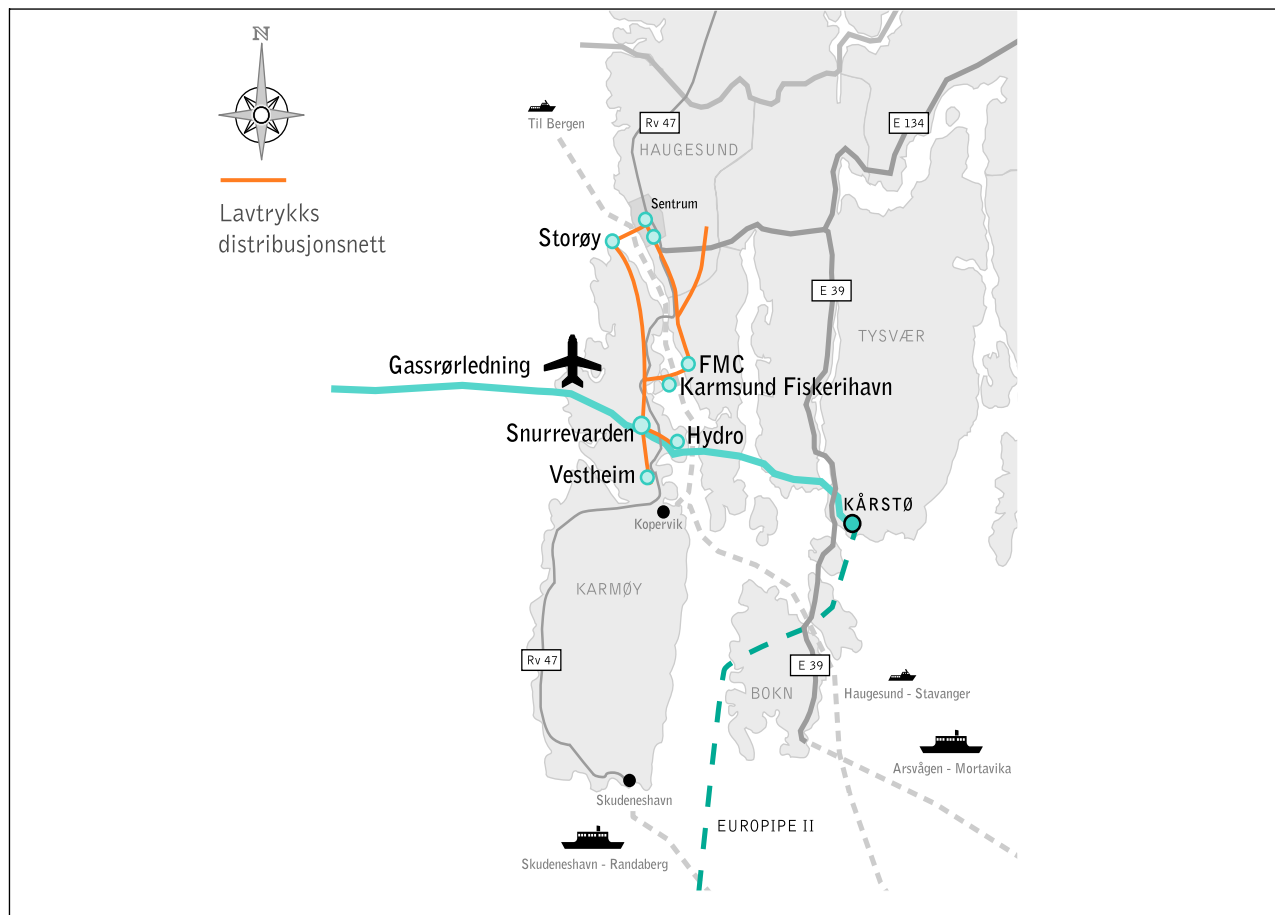
separat produkt fra Kårstø. Etanlegget på Kårstø har i dag en produksjonskapasitet på 620 000 tonn etan årlig og drives av Etanor DA. Etan fra Kårstø fraktes med skip til petrokjemisk industri i Bamble og Stenungsund.

Naturkraft AS har fått konsesjon for bygging av et gasskraftverk på Kårstø. I henhold til den gitte konsesjonen er det lagt opp til en produksjon på ca. 3 TWh per år. Forventet gassforbruk er om lag 500 millioner Sm^3 . Det er usikkert når endelig investeringsbeslutning vil bli tatt.

På Snurrevarden på Karmøy har Gasnor ASA bygget en måle- og reguleringsstasjon, der det forsynes naturgass fra Statpipeledningen til et lokalt distribusjonsnett, jf. figur 4.2.

Gasnor startet byggingen av rør i 1992. Den første naturgasskunden, Hydro Aluminium på Karmøy, tok naturgass i bruk våren 1994. Aluminiumsfabrikken bruker naturgass til smelteovner, homogenisering, holdeovner i støperi, pressverk og valseverk samt til generell oppvarming av lokalene.

Det er nå bygget ca. 40 km gassledning i kommunene Karmøy og Haugesund, og Gasnor vil bygge ytterligere ca. 5 – 6 km i løpet av 2002. All



Figur 4.2 Oversikt over Gasnors distribusjonsnett

Kilde: Gasnor

bruk av tungolje i området som dekkes av gassnettet er nå erstattet med naturgass. De totale leveransene er ca. 40 millioner Sm^3 (ca. 400 GWh). Hydro Aluminium Karmøy står for omtrent halvparten av dette volumet. I følge Gasnor har overgangen til naturgass i aluminiumsfabrikken bidratt til en årlig reduksjon i utslipp av CO_2 på om lag 14 000 tonn, 86 tonn NO_x og 279 tonn SO_2 . Karmsund fiskerihavn har også erstattet fyringsoljer med naturgass fra Kårstø.

Gasnor har også bygget to fyllestasjoner for naturgass til kjøretøy, og i dag er det nærmere 90 kjøretøy i området som er tilrettelagt for gassdrift. Om lag 1 prosent av Gasnors omsetning går til kjøretøy.

Gasnor har videre besluttet bygging av et småskala LNG-anlegg på Karmøy. Samlet investeringsramme er 85 millioner kroner inklusive tomt og nødvendig infrastruktur. Anlegget skal stå ferdig innen utgangen av februar 2003. Planlagt kapasitet i anlegget vil være 20.000 tonn LNG per år (tilsvarende 25 millioner Sm^3). Anlegget skal stå på Snurrevarden i tilknytning til Gasnors eksisterende anlegg, og den flytende naturgassen skal transporteres ut til kunder med tankbil.

rende anlegg, og den flytende naturgassen skal transporteres ut til kunder med tankbil.

Det viktigste markedet for LNG vil i følge Gasnor være som drivstoff til ferger, supplybåter, hurtigbåter og til kystflåten. Industrielle energibrukere i Vest-Agder, Rogaland og Hordaland vil også kunne benytte seg av naturgass i form av LNG.

Det er en rekke planer om økt utnyttelse av naturgass på Haugalandet. Gasnor vurderer utvidelser av rørledningssystemet for å knytte til seg nye kunder. Blant annet er Vestheim Næringsområde på Karmøy utvidet med 50 dekar og her er naturgass gjort tilgjengelig. Ellers arbeides det med naturgass til flere nye boligprosjekt i sentrum av Haugesund, til skoler og større boligfelt i regionen.

I Tysvær kommune (nabokommune til Karmøy) arbeider kommunene Tysvær, Bokn, Karmøy og Haugesund i fellesskap med å etablere en næringspark. Området tilrettelegges for gassbasert industri og annen bruk av naturgass. Selskapet Haugaland Gass som eies av Tysvær kom-

mune og Haugaland Kraft, er ment å stå for leveransen av naturgass til området.

Etanor arbeider med planer for utvidelse av det eksisterende etan-behandlingsanlegget på Kårstø. Prosjektet vil føre til at produksjonskapasiteten for etan på Kårstø i første omgang kan økes fra 620 000 tonn til 950 000 tonn årlig. I neste trinn tenkes produksjonskapasiteten økt til 1,5 millioner tonn årlig.

4.1.2 Tjeldbergodden

Tjeldbergodden ble etablert som gassregion gjennom ilandføringen av gass fra Heidrun-feltet. Anlegget på Tjeldbergodden ble igangsatt i 1997. Anlegget består av gassmottaksanlegg, metanolfabrikk, luftgassfabrikk og LNG-anlegg.

Metanolfabrikken representerer den første bruken av naturgass i industriell produksjon i Norge og er den viktigste avtakeren av gass i Norge. Årlig brukes det om lag 670 millioner Sm³ gass i metanolfabrikken, og dette gir en produksjon på 830 000 tonn metanol. Anlegget er verdens 5. største, og Europas største metanolfabrikk. Om lag 15 prosent av Europas forbruk av metanol produseres her.

LNG-anlegget på Tjeldbergodden er det første og foreløpig det eneste i Norge. Årlig produseres rundt 12 000 tonn LNG på Tjeldbergodden. Dette tilsvarer i overkant av 16 millioner Sm³ naturgass. LNG fra anlegget blir distribuert med tankbil til kundene, og anlegget forsyner i første rekke Trondheim Energiverks fjernvarmeanlegg og Peterson Ranheim papirfabrikk i Trondheim. I tillegg leveres LNG fra Tjeldbergodden blant annet til verdens første gassdrevne bilferge (Glutra) som går i fergesamband i Møre- og Romsdal.

Luftgassfabrikken på Tjeldbergodden er Skandinavia største. Anlegget produserer oksygen, nitrogen og argon. En stor andel av oksygenet inngår i fremstillingen av metanol på Tjeldbergodden.

På Tjeldbergodden er det produksjon av bioproteiner basert på naturgass. Norferms bioproteinfabrikk er den eneste i verden og det forventes en årlig produksjon av bioproteiner på om lag 10 000 tonn. Bioproteinet som produseres brukes i all hovedsak som tilsetning til fiskefôr. Det pågår for tiden et arbeid for å få bioprotein godkjent som dyrefôr.

På Tjeldbergodden er det etablert et industriområde beregnet på småskala gassbasert industri/næringsvirksomhet – Gasspark Tjeldbergodden. Området er samlokalisert med petrokjemi-

og serviceindustrien på Tjeldbergodden. Selskapet MultiEnergi er opprettet av Aure kommune for å ivareta infrastrukturutbygging for gass og varme i industriområdet på Tjeldbergodden. Det planlegges en tilførselsledning for naturgass fra metanolfabrikken til gassparken samt fordelingsnett internt i gassparken. Kapasiteten i røret vil være på 40 millioner Sm³ per år.

Selskapet MidGas – Gassbasert utvikling i Midt-Norge – er opprettet for å utvikle muligheter for gassbruk i landsdelen. Hovedoppgaven til selskapet er å bidra til utvikling og realisering av muligheter og ideer for bruk av gass. Naturgass Trøndelag arbeider med å markedsføre bruk av naturgass i regionen. Naturgass Trøndelag vurderer for tiden å levere gass til regionen som LNG. Dette vil kunne leveres fra Tjeldbergodden dersom kapasiteten ved det eksisterende LNG-anlegget utvides. Eierne av LNG-anlegget på Tjeldbergodden har signalisert at de vurderer å øke kapasiteten i både LNG og luftgassfabrikken. Alternativt vil LNG kunne bli levert med båt fra Naturgass Vest sitt planlagte LNG-anlegg i Bergen.

4.1.3 Kollsnes

Gassanlegget på Kollsnes ble satt i drift i 1996 som en integrert del av utbyggingen av Trollfeltet. På Kollsnes blir gassen fra Troll tørket og eksportert til terminaler i Emden, Zeebrugge og Dunkerque gjennom rørledningssystemene i Nordsjøen. Kollsnes har kapasitet til å prosessere 100 millioner Sm³ gass per dag og det eksporteres om lag 25 milliarder Sm³ gass i året fra Troll. Fra 2004 vil Kollsnes også prosessere gassen fra Kvitebjørnfeltet. Kapasiteten blir da 125 millioner Sm³ per dag. Kollsnes er dermed et av de største gassbehandlingsanleggene i verden. Etableringen av anlegget innebærer at naturgass også er blitt tilgjengelig for bruksformål i området. For å utnytte gassen som er tilgjengelig på Kollsnes ble selskapet Kollsnes Næringspark AS etablert i 1995. Selskapet eies av kommunene Bergen og Øygarden. Kollsnes Gassanlegg leverer gass i høytrykksledning til Kollsnes Næringspark.

En stor avtaker av denne gassen er CNG-anlegget som Naturgass Vest etablerte i 2000. Anlegget muliggjør leveranser av CNG til Bergensregionen. Gassen benyttes først og fremst til kjøretøy og fyrsentraler, blant annet er naturgass tatt i bruk i fyrkjelen til Haukeland sykehus og i boliger, jf. boks 8.2. Det er satt i gang et prosjekt med gassdrevne busser i Bergen, og de første

gassbussene ble tatt i bruk i mars 2000. Det er nå om lag 40 busser som går på gass i området, og antallet gassdrevne busser skal økes til 80 innen utgangen av 2003. Det er etablert to fyllestasjoner for busser og to fyllestasjoner for mindre kjøretøy.

I tillegg til CNG-anlegget er det igangsatt flere gassrelaterte prosjekter i næringsparken. Blant annet har Cod Culture Norway AS bygget et anlegg for yngel av torsk og General Electric Energy AS har bygget en teststasjon for gassturbiner.

Kværner Energy planlegger å bygge en teststasjon for gassturbiner. Videre arbeider Shell med planer om en teststasjon for brenselceller.

Naturgass Vest er i gang med å bygge et LNG-anlegg på Kollsnes. Naturgass Vest har inngått intensjonsavtaler om leveranser av LNG til ferger, suppskip og industri på Vestlandet. Blant annet skal Naturgass Vest levere LNG til Statoils to nye suppskip. Disse blir bygget som et resultat av en intensjonsavtale som ble inngått mellom myndighetene og Statoil våren 2001. Utslippene av NO_x på de nye skipene vil bli kuttet med 85 prosent i forhold til suppskip med konvensjonell diesel-drift.

LNG planlegges distribuert fra Kollsnes Næringspark med skip. Naturgass Vest ser for seg at omsatt gassvolum kan øke fra om lag 8 millioner Sm³ i dag til rundt 60 – 70 millioner Sm³ etter 2005. I tilknytning til LNG-anlegget på Kollsnes planlegger Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK) å bygge et kogenereringsanlegg basert på spillgass fra LNG-anlegget.

Naturkraft AS har også fått konsesjon for bygging av et gasskraftverk på Kollsnes. Tekniske data knyttet til dette anlegget er de samme som for det planlagte gasskraftverket på Kårstø, jf. kapittel 4.1.1.

4.1.4 Hammerfest/Melkøya

Snøhvit-utbyggingen ble godkjent av Stortinget 7. mars 2002. I utbyggingsplanene for Snøhvit-feltet i Barentshavet legges det opp til at gass fra Snøhvit skal ilandføres på Melkøya ved Hammerfest. Her skal gassen kjøles ned til LNG. I følge utbyggingsplanene vil feltet starte produksjon i 2006.

I St.prp. nr. 35 satte olje- og energidepartementet som vilkår at operatøren i utformingen av energianlegget og LNG-anlegget må legge til rette for uttak av gass og kjølevann.

Fra LNG-anlegget på Melkøya skal store volumer LNG skipes ut til kjøpere i Spania og USA.

Statoil, som er operatør for utbyggingen, er i ferd med å tilrettelegge kaianlegg mv. for at også mindre fartøy skal kunne laste fra LNG-anlegget på Melkøya.

En slik tilrettelegging åpner mulighetene for økt innenlandsk bruk av gass. Når kaianlegget tilrettelegges slik at det er mulig å komme til med mindre fartøyer åpnes muligheten for distribusjon av gass lokalt og også langs kysten. Det er flere aktører som vurderer å benytte LNG. Ett godt eksempel er en forstudie som er gjort for å øke egendekningen av energi på Sørøya. Hammerfest Elektrisitetsverk har sett på flere alternativer. En mulighet er å integrere eksisterende vannkraftproduksjon med et lite kraftvarmeanlegg og kombinere disse energikildene med smoltproduksjon (Sørøvegget). En mulighet er da å basere kraftvarmeproduksjonen på LNG. Ett annet eksempel er SINTEF's kystgassprosjekt.

At det kan være lønnsomhet i produksjon og distribusjon av LNG illustreres også ved at Gasnor har startet byggingen av et småskala LNG-anlegg på Karmøy, og Naturgass Vest har startet byggingen av et anlegg på Kollsnes. Flere steder vurderes en LNG-løsning parallelt med vurderinger av en rørledning.

4.2 Planer om ny infrastruktur

I dette kapitlet beskrives i hovedsak planer for ny rørinfrastruktur for naturgass. Departementet er informert om disse sakene, blant annet i forbindelse med behandling av konsekvensutredninger. I flere av områdene vurderes en LNG-løsning parallelt som et alternativ.

4.2.1 Bergens-området

Naturgass distribueres allerede som CNG i Bergens-området. Kapasiteten i det eksisterende distribusjonssystemet er knapp, og Naturgass Vest er derfor i gang med å bygge ut lavtrykks distribusjonsnett i Bergensområdet. Flere løsninger for føring av gass fra Kollsnes til Bergen vurderes. Naturgass Vest har arbeidet med et prosjekt for en gassledning til Bergen. Investeringskostnadene er beregnet til 250 millioner NOK. Naturgass Vest har utsatt byggingen av røret, og distribusjonsnettet planlegges forsynt ved LNG inntil det etterspørres tilstrekkelig store volumer gass i Bergensområdet til at det vil være lønnsomt å føre gassen i rør fra Kollsnes.

4.2.2 Stavanger-området

Lyse Gass har besluttet å legge en gassrørledning fra Kårstø til Nord-Jæren. Naturgasstilførselen til området planlegges etablert ved en høytrykksrørledning i sjø med landfall i Risavika i Sola kommune. Samlet kostnadsramme for røret er beregnet til 375 millioner kroner. Fra landfallet i Risavika planlegges det lagt et komplett distribusjonsnett ut i regionen, inkludert en hovedgren til Forus i Sandnes kommune.

Lyse Energi har, i regi av sitt heleide datterselskap Lyse Gass, startet bygging av rørledningsnett for distribusjon av naturgass i sentrale deler av Nord-Jæren. Målsettingen er å kunne levere naturgass til de første kundene senest oktober 2004. I første omgang er det planlagt naturgassforsyning i 7 kommuner; Klepp, Randaberg, Sandnes, Sola, Stavanger, Time og Hå. På lengre sikt vil de vurdere å utvide rørledningsnettet til å omfatte flere tilgrensende kommuner.

Landnettet planlegges dimensjonert for å dekke forventet etterspørsel med en rimelig margin for videre fremtidig vekst. Distribusjonsnettet vil gjøre det mulig å tilby naturgass til industri- og transportvirksomheter i området. Også små enheter for kombinert varme- og kraftproduksjon ses på som interessante lokale avtagere av naturgassen.

4.2.3 Skogn/Trondheims-området

Selskapet Industrikraft Midt-Norge AS (IMN) har arbeidet med planer for et gassfyrte kraftvarmeverk på Skogn. I planene inngår en gassrørledning fra Tjeldbergodden til Skogn. Prosjektet var berammet med oppstart 2005, men ble sommeren 2002 utsatt.

Selskapet Naturgass Trøndelag AS er etablert med formål å markedsføre og distribuere naturgass til kunder i Midt-Norge, og arbeider som en del av dette med etablering av nødvendig infrastruktur. På grunn av usikkerheten knyttet til fremdriften i røret til Skogn vurderer Naturgass Trøndelag for tiden mulighetene for å få levert gass til regionen som LNG, jf. kapittel 4.1.2.

Markedsføring og distribusjon av gass i Midt-Norge vil i følge Naturgass Trøndelag kunne dekke flere anvendelsesområder, for eksempel innen industrielle prosesser, transportsektoren, oppvarming av bygninger, husholdning og storkjøkken og veksthus.

Stamgass AS har studert mulighetene for en eksportledning fra Skogn over land til Sverige og

Finland. Disse planene forutsetter at økte volumer ilandføres og transportkapasiteten til Tjeldbergodden økes.

4.2.4 Østlandet

På Østlandet benyttes i dag store volumer våtgass i prosessindustrien i Grenland. Det arbeides for å få tilført større våtgassvolumer samt tørrgass til Grenlandsområdet.

Grenland utgjør et av landets eldste og største industrisenter. Området strekker seg fra Lange-sund til Skien og er konsentrert rundt store industrianlegg som Rafnes og Herøya. Prosessindustrien i Grenland utviklet seg tidlig på 1900-tallet med utgangspunkt i gjødselsproduksjon hos Norsk Hydro. På 1970-tallet ble det utviklet petrokjemisk industri basert på etan fra Nordsjøen.

Som nevnt i kapittel 4.1.1 ser Etanor på mulighetene for å øke tilgangen på etan fra Kårstø. Praktisk sett vil dette eventuelt bli gjort ved å utvide Kårstøanlegget. De foreløpige planer går ut på å øke etankapasiteten slik at det kan leveres til sammen ca. 0,95 – 1,5 millioner tonn fra Etanors anlegg. Salg av dette etanet til industriell anvendelse i Grenland og til Stenungsund i Sverige vil da kunne være aktuelt. Industrien i Grenland arbeider for tiden med å få til en rørledning for etan fra Kårstø.

Borealis (produksjon av plastråvare), Noretyl (produksjon av etylen og propylen) og Hydro Polymers (produksjon av plast og råstoffer til plast) utgjør den petrokjemiske industrien i Grenland som bruker våtgass (etan, propan og butan) som råstoff. I dag leveres våtgass med skip fra Kårstø. Det er behov for økt tilgang på etan for videre utvikling av petrokjemianleggene, og i en del produksjon er også bruk av tørrgass aktuelt.

Etan er det viktigste råstoffet for etylencrackeren i Bamble, som eies av Hydro og Borealis. Med økt tilgang på etan fra Kårstø vil det være mulig å foreta utvidelser både ved crackeren, ved Hydros Klor- og VCM-anlegg på Rafnes, og ved Borealis' nedstrømsanlegg på Rønningen. Etylencrackeren i Bamble anvender i dag etan og andre gasskvaliteter tilsvarende en mengde på omlag 600 000 tonn.

For tilførsel av tørrgass til regionen ser selskapene på norsk sokkel på flere mulige løsninger. Et gassrør til Østlandet har vært sett i sammenheng med et mulig gassrør til Polen. Rør til Polen fremstår i dag som usikkert, men det vurderes også andre rørløsninger til området. Som et annet alternativ evalueres mulighetene for å legge et avgrei-

ningsrør fra Europipe II til Grenland og Sverige. Flere selskaper arbeider med å etablere et markedsgrunnlag som kan danne basis for investeringer i ny infrastruktur til Østlandet og Norden.

Gass- og energiselskapene Norsk Hydro, Skagerak Energi, Statoil og Gasnor stiftet våren 2001 selskapet Naturgass Grenland AS. Selskapet vil drive markedsføring og lavtrykksdistribusjon av naturgass til industri og andre brukere i Grenlands-regionen. Innenfor denne regionen befinner det seg et variert næringsliv og en befolkning på ca. 350 000. Som et ledd i dette, arbeider industrien også for å se på de muligheter som finnes for å utvikle ny virksomhet i Grenland relatert til tørrgass.

Den store potensielle kunden for tørrgass til industrielle formål i Grenland er Hydro Agris ammoniakkfabrikk ved Hydro Porsgrunn Industripark. Fabrikkene driver i dag gjødselproduksjon med våtgass som råstoff. Dersom tørrgass blir gjort tilgjengelig i Grenland i fremtiden, ser man for seg å erstatte bruken av våtgass i produksjonen av ammoniakk med tørrgass. En

omlegging fra våtgass til tørrgass vil i tillegg til å være et rimeligere råstoff, frigjøre etanvolumer som kan brukes i petrokjemianleggene.

Norcems sementfabrikk i Brevik er også en stor potensiell bruker av tørrgass. Tørrgass vil her i første rekke komme til erstatning for kull, som fabrikkene i dag bruker i store mengder til oppvarming og industriprosesser.

I tillegg til de industrielle mulighetene gass til Grenland gir, vil det også være miljøfordeler forbundet med økt tilgang på gass i regionen. Blant annet vil CO₂-utslipp fra ammoniakkproduksjonen reduseres dersom våtgass erstattes med tørrgass. CO₂-utslippene kan også reduseres fra annen produksjon dersom gass erstatter annet fossilt brensel.

Det er tatt liknende initiativ som i Grenland for å se på mulighetene for å benytte tørrgass også andre steder på Østlandet. Østfold Gassforum arbeider for å få tilført tørrgass til området. I Østfold er det lokalisert industribedrifter som kan bli store punktbrukere av gass ved å konvertere fra andre typer brensel.

5 Naturgass og miljø

Store deler av verdens energiforbruk dekkes av fossile brensler. Til tross for at gass øker sin andel av verdens energiforsyning viser utslippene av CO₂ fortsatt en sterk økning. Denne utviklingen forventes å fortsette, mens drastiske kutt er nødvendige. Selv med en betydelig satsing på energi-effektivisering og fornybare energikilder vil fossile energikilder spille en betydelig rolle i lang tid fremover. Teknologi for å fjerne og deponere CO₂ er derfor et viktig bidrag i løsningen av problemet med menneskeskapte klimaendringer.

Den omfattende elektrifiseringen har gitt Norge en tilnærmet utslippfri elektrisitetssektor på land. Om lag halvparten av det norske energiforbruket dekkes av elektrisitet. De direkte utslippsrelaterte utfordringene i det norske energiforbruket er derfor hovedsakelig forbrenning av:

- gass til kraft- og varmeformål i petroleumsvirksomheten
- gass i eventuell ny kombinert kraft og varme produksjon
- olje til varmeformål
- olje og kull og prosessutslipp i industrien
- fossile drivstoff i transportsektoren.

Sentrale strategier i møte med disse utfordringene er CO₂-fjerning fra fossile brensler og en omlegging til mer miljøvennlig energibruk og energiproduksjon. Også overgang til direkte bruk av gass fra mer forurensende energiproduksjon vil kunne bidra til reduserte utslipp.

Teknologi for å fjerne CO₂ kan benyttes i energiproduksjon både offshore og på land, og disse sektorene kan også knyttes sammen via kabler som beskrevet i denne meldingen. Regjeringen arbeider dessuten med en strategi for konvertering av oljefyring til ny fornybar energi.

Naturgass kan brukes på en miljøvennlig måte både som energikilde, som råstoff i industrien og i transportsektoren. Norge har gjennom internasjonale miljøavtaler som Kyotoprotokollen og Göteborgprotokollen forpliktet seg til å begrense veksten i utslipp av klimagasser og redusere sine utslipp av miljøskadelige stoffer. Den innenlandske satsingen på naturgass må tilpasses disse

målene og bidra til at målene nås på den mest kostnadseffektive måten.

I dette kapitlet gjennomgås de eksisterende miljøvirkemidlene og virkningene for bruk av naturgass.

5.1 Gass som miljøvennlig energikilde

Naturgass er den mest miljøvennlige av de fossile energikildene. Bruk av naturgass kan bidra til reduserte utslipp av forurensende gasser dersom den erstatter andre mer forurensende energibærere og dersom forbruksveksten alternativt ville vært basert på andre fossile brensler. Miljøgevinsten vil være avhengig av hvilken annen energikilde som alternativt ville blitt benyttet. Dersom naturgass erstatter olje/diesel i transportsektoren og kull og olje i kraftproduksjon og til prosess- og varmeformål, kan dette gi reduserte utslipp. Nye avgasskrav gjør imidlertid at tunge dieselmotorer fra 2008 vil ha like lave utslipp som naturgass når det gjelder utslipp av NO_x og partikler.

Overgang til naturgass kan bidra til å begrense utslippene av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x), svoveldioksider (SO_x), flyktige organiske forbindelser (VOC) og svevestøv. Naturgass brenner praktisk talt uten utslipp av SO₂ og partikler, men gir utslipp av CO₂ og NO_x. På grunn av lavere karboninnhold per energienhet, og høyere virkningsgrad i de fleste anvendelser, blir imidlertid disse utslippene mindre enn fra andre fossile brensler.

Naturgass består i hovedsak av metan som uforbrent er en langt sterkere klimagass enn CO₂ regnet per vektenhet. Lekkasje av metan har til dels vært oppfattet som en betydelig kilde til klimagassutslipp. Undersøkelser fra nyere gassrørledninger i Sverige peker imidlertid i retning av at lekkasjer fra moderne anlegg kun utgjør om lag 0,05 prosent av den totale anvendelsen av naturgass. I tillegg kan det være noe utslipp fra motorer og turbiner. Utslipp av metan ved bruk av naturgass er ikke gitt nærmere drøfting i meldingen.

Tabell 5.1 Kilder til utslipp av CO₂, NO_x, nmVOC, SO₂ og partikler i 2000. Tall i 1000 tonn.

	CO ₂ Mill. tonn	NO _x	nmVOC	SO ₂	Partikler
Petroleumsvirksomhet	11,0	51,3	230,7	0,5	0,2
Fyring	7,9	13,6	10,5	4,6	44,2
Industriprosesser	7,5	12,2	62,9	17,1	1,5
Veitrafikk	9,0	49,1	41,2	0,7	2,8
Kysttrafikk og fiske	3,6	80,2	2,4	2,8	0,7
Andre mobile kilder	2,2	16,7	15,2	0,5	1,7
SUM	41,2	223,1	363,0	26,2	51,1

Kilde: SSB/SFT

CO₂ er den største kilden til de menneskeskapt klimagassene og viktigste bidragsyter til den globale drivhuseffekten. Utslipp av SO₂ og NO_x bidrar til forurening, og truer det biologiske mangfoldet i Norge. Ved utslipp av NO_x og VOC oppstår det bakkenært ozon, som ved høye konsentrasjoner kan gi helseskader, skader på vegetasjon, avlinger og materialer. Tilførsel av NO_x kan i tillegg gi overgjødning. Høyt partikkelinnhold i luft kan være årsak til luftveislidelser. Viktige kilder til utslipp av disse stoffene er oppsummert i tabell 5.1.

Norsk elektrisitetsproduksjon er i all hovedsak basert på vannkraft. Utslippene fra energibruk i Norge er derfor lave sammenliknet med andre land hvor elektrisitetsproduksjonen i langt større grad er basert på fossile brensler. Enkelte land vil langt på vei kunne nå sine klimaforpliktelser ved overgang fra kullkraft til gasskraft. Sammenlignet med andre land er den norske energiforsyningen svært miljøvennlig.

På grunn av rik tilgang på vannkraft i Norge, har elektrisitet fått en dominerende rolle i energiforsyningen. Det er fortsatt muligheter for å øke vannkraftproduksjonen, blant annet gjennom opprustning og utbygging av eksisterende vannkraftverk, men epoken med de store vannkraftutbyggingene er over. Slike tiltak må vurderes opp mot viktige miljøhensyn. I årene framover vil Norge derfor i større grad måtte dekke opp en økt energietterspørsel med nye fornybare energikilder og naturgass. Hensynet til miljømål og behovet for å dekke den økte etterspørselen etter energi tilsier en satsing på disse energibærerne, men også forbruksreducerende tiltak er viktig.

Det er blant annet muligheter til å oppnå utslippsreduksjoner ved overgang til gass ved å erstatte:

- oljeprodukter til oppvarming innen alminnelig forsyning
- oljeprodukter og kull til energi- og prosessformål i industrien
- olje/diesel i sjøtransport.

Mulighetene til å begrense miljøbelastninger ved økt bruk av gass må veies opp mot mulighetene for å oppnå det samme på andre måter. Mer effektiv energibruk, rensing av utslipp, bruk av fornybare energikilder og mulighetene for internasjonal handel med kvoter representerer slike alternative tiltak.

På grunn av bruk av ulike renseteknologier, reduksjon av miljøfarlige stoffer i brenslet og forbedret forbrenningsteknologi er utslippene fra bruk av fossile brensler i Norge relativt lave, og de kan reduseres ytterligere. Dagens virkemiddelbruk bidrar til en slik utvikling, men her er også teknologit utviklingen internasjonalt viktig.

I et langsiktig perspektiv må satsingen på gass også vurderes i lys av mulighetene for å ta i bruk hydrogen. Hydrogen er en energibærer som kan framstilles på flere måter. Framstilling av hydrogen fra naturgass vil medføre betydelige utslipp til luft. Framstilling ved hjelp av elektrisitet vil gi utslipp til luft dersom elektrisitetsproduksjonen er basert på fossile brensler med utslipp av CO₂. Det er imidlertid ingen utslipp knyttet til bruk av hydrogen, noe som vil være gunstig i forhold til lokal luftkvalitet. Det vises til kapittel 12 for en nærmere drøfting av hydrogen som energibærer.

5.2 Konsekvenser for arealbruk og miljø ved legging av rør

Etablering av infrastruktur innebærer at det må gjøres inngrep i naturen. Dette gjelder også for legging av gassrør. Gassrør graves normalt ned, eller legges i sjø, slik at det etterlates beskjedne synlige spor. Departementet vil likevel peke på noen forhold som har konsekvenser for arealbruk og miljø.

Traséer på land må være tilgjengelige med ryddebelt og permanente veier. I områder med lite løsmasse vil det kunne kreves sprenging, og over bart fjell vil rørgaten gi varige spor.

Gassrør i sjø og fjorder kan gi ulemper for fiskeriene og negative virkninger for kulturminner og naturforekomster som koraller. Legging av rør gjøres derfor i samarbeid med berørte etater for å finne akseptable løsninger. Generelt er imidlertid miljøvirkningene og nødvendig tidsbruk mindre ved anlegg i sjø enn på land.

Olje- og energidepartementet er ansvarlig myndighet for konsekvensutredninger for transmisjonsanlegg og kommunene for distribusjonsanlegg, jf. punkt 9.2. Mulige virkninger av gassrørledninger for biologisk mangfold, kulturminner, friluftsliv og andre miljøinteresser vil være sentrale utredningstemaer i forbindelse med behandlingen av konsekvensutredninger for transmisjons- og distribusjonsanlegg.

5.3 Miljømessige rammer for bruk av gass

Bruk av naturgass må vurderes i en bred miljøpolitisk sammenheng. Regjeringen legger stor vekt på en kostnadseffektiv virkemiddelbruk i miljøvernpolitikken. Kildene til en miljøbelastning er ofte mange og de er knyttet til flere sektorer med svært forskjellige forutsetninger for, og kostnader ved, å redusere sine belastninger på miljøet. For at slike miljøproblemer skal kunne begrenses på en effektiv måte vil det være hensiktsmessig å vurdere alle kilder til miljøproblemet samlet. Virkemiddelbruken må derfor samordnes på tvers av sektorer og kilder. Kostnadene for å oppnå miljøforbedringer vil normalt bli lavest om virkemidlene i miljøvernpolitikken i størst mulig grad rettes direkte inn mot det miljøproblemet som skal løses.

Regjeringen legger vekt på at den enkelte sektormyndighet skal iverksette og gjennomføre tiltak innenfor eget ansvarsområde. Bruk av natur-

gass er ett av flere energipolitiske tiltak som kan iverksettes i energisektoren. Tiltak i energisektoren vil måtte utformes ut fra en samlet vurdering av tiltakets effekt i forhold til effektivitet, sikkerhet og miljø. Bruken av virkemidler kan sjelden vurderes ut fra miljøvirkningen alene. Også satsingen på økt bruk av naturgass må vurderes ut fra den samlede effekten av en slik satsing, der betydningen for norsk verdiskaping og forsyningssikkerheten er viktige hensyn. I det følgende gjennomgås rammene som er etablert for å begrense utslipp av CO₂, NO_x, SO₂ og svevestøv der naturgass har et konkurransefortrinn framfor andre fossile brensler.

5.3.1 Tiltak mot klimagassutslipp

CO₂-avgiften er i dag det viktigste virkemiddelet i klimapolitikken, og dekker om lag 64 prosent av de totale CO₂-utslippene, og om lag 47 prosent av de samlede klimagassutslippene. CO₂-avgiften er utformet som en produktavgift som illegges bruk av mineralolje, bensin, kull og koks og utslipp fra forbrent eller kaldventilert naturgass og forbrent dieselolje fra petroleumssektoren på kontinental-sokkelen. Avgiftssatsene varierer etter type fossilt brensel og mellom ulike anvendelser. Direkte bruk av naturgass er per i dag ikke ilagt CO₂-avgift.

Fritaksordninger og reduserte satser gjør at avgiftene påvirker naturgassens konkurranseevne ulikt innen ulike sektorer. Dette er særlig relevant for mineralolje, kull og koks der naturgassen kan ha et marked for direkte bruk. Generell sats for mineralolje er 0,49 kr per liter i 2002. Treforedlingsindustrien, sildemel- og fiskemelsindustrien betaler halv sats (0,245 kr per liter), mens blant annet supplyflåten har redusert sats på 0,28 kr per liter.

Avgiften på kull og koks er 0,49 kr/kg i 2002, men det er unntak for avgift ved bruk som råvare og som reduksjonsmiddel i industrien. Det er videre unntak for bruk av kull og koks til energiformål i produksjon av sement og leca.

Regjeringen varslet i Sem-erklæringen en mer offensiv klimapolitikk, og la våren 2002 frem St.meld. nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk. Regjeringen fikk tilslutning i Stortinget til å opprette et kvotesystem med kvoteplikt fra 2005, jf. Innst. S. nr. 240 (2001-2002). Stortinget ba videre Regjeringen om å utvikle detaljene i det foreslåtte tidlige kvotesystemet. Ved å innføre et kvotesystem for de utslippskildene som ikke er omfattet av

Tabell 5.2 Norges utslipp av SO₂, NO_x og VOC i 2000 og forpliktelser om utslippsreduksjoner i henhold til Gøteborgprotokollen

	Utslippstak 2010 tonn	Utslipp 2000 tonn	Reduksjon 2000–2010 prosent
SO ₂	22 000	26 000	15
NO _x	156 000	223 000	30
VOC	195 000	363 000	46

CO₂-avgift, samtidig som dagens CO₂-avgift blir beholdt, blir nær alle utslippskilder regulert som det er praktisk mulig å regulere.

Med Kyotoprotokollen i kraft fra 2008 vil Norge ha en tallfestet utslippsforpliktelse om at klimagassutslippene i perioden 2008-2012 ikke skal være mer enn 1 prosent høyere enn i 1990. Det legges opp til en bred virkemiddelbruk som sikrer styringseffektivitet og kostnadseffektivitet for å sikre overholdelse av Kyoto-forpliktelsene. Kyotoprotokollen vil gi nye muligheter for utvidet internasjonalt samarbeid innenfor rammene av Kyoto-mekanismene; felles gjennomføring, den grønne utviklingsmekanismen og kvotehandel. Bruk av disse mekanismene er viktige for gjennomføringen av forpliktelsene under Kyotoprotokollen, og vil være sentrale elementer i den nasjonale klimapolitikken på lang sikt.

Når all bruk av naturgass etter hvert blir omfattet av CO₂-avgifter eller kvoteplikt, trekker dette i retning av at naturgassens konkurransevne endres. I de deler av prosessindustrien hvor bruken av fossile brensler i dag er fritatt for avgift, vil gassen styrke sin konkurransevne. På en annen side vil bruk av naturgass også bli ilagt kvoteplikt, og dette vil trekke i retning av noe redusert konkurransevne i sektorer som tidligere har vært ilagt CO₂-avgift og i forhold til andre energibærere som ikke har utslipp av CO₂.

5.3.2 Tiltak mot svovelutslipp

Norge har i dag internasjonale forpliktelser for utslipp av svovel i forhold til Osloprotokollen. I henhold til Gøteborgprotokollen fra 1999 har Norge forpliktet seg til en ytterligere reduksjon av utslippene innen 2010. Norges forpliktelser gjennom denne avtalen er oppsummert i tabell 5.2.

Naturgass brenner praktisk talt uten utslipp av svoveldioksid, og dette vil gi naturgass et konkurransefortrinn i forhold til andre fossile brensler. De viktigste virkemidlene mot svovelutslipp er

avgifter på svovelinnholdet i olje, kull og koks, krav om maksimalt svovelinnhold til mineraloljer og utslippstillatelser etter forurensningsloven. Det er gode muligheter for å rense utslipp av svovel og i transportsektoren og i industrien gjøres dette i stor utstrekning.

Om lag 80 prosent av Norges samlede SO₂-utslipp omfattes av svovelavgiften. For fyringsoljer er svovelavgiften 7 øre per liter olje for hver påbegynte 0,25 prosent vektandel svovelinnhold. Fyringsolje med et svovelinnhold på under 0,05 prosent er fritatt avgift. Mineralolje anvendt i supplyflåten, raffineringanlegg og anlegg på kontinentalsokkelen betaler en redusert sats på 2,8 øre per liter for hver påbegynte 0,25 prosent vektandel svovelinnhold. Hele eller deler av svovelavgiften kan refunderes dersom det kan dokumenteres rensing.

Fyringsolje er i tillegg ilagt en grunnavgift på 38,9 øre per liter i 2002. De anvendelsene som før 1. januar 1999 var fritatt for svovelavgiften, eller hadde halv sats, er i dag unntatt for grunnavgiften. Det gjelder blant annet treforedling og silde-melsproduksjon. Mineralolje til passasjertransport er også unntatt for grunnavgiften.

Det er nedsatt en interdepartemental gruppe som vurderer ulike nye tiltak for å oppfylle Norges krav i henhold til Gøteborgprotokollen. Strengere krav til svovelutslipp vil bidra til å styrke naturgassens konkurransevne.

5.3.3 Tiltak mot NO_x- utslipp

Utslipp av NO_x er i dag regulert gjennom Sofia-protokollen. Norges fremtidige forpliktelser i henhold til Gøteborgprotokollen er oppsummert i tabell 5.2. For utslipp av NO_x er bruken av virkemidler utformet med utgangspunkt i St.meld. nr. 41 (1994-1995) Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NO_x).

NO_x-utslippene fra stasjonære anlegg, industri og energianlegg blir i dag regulert gjennom

Tabell 5.3 Avgifter på ulike energibærere i 2002

	CO ₂ avgift	SO ₂ avgift	Andre avgifter	Totale avgifter	Totale avgifter omregning til øre/kWh
Elektrisitet, øre/kWh			9,3	9,3	9,3
Bio	0	0	0	0	0
Naturgass	0	0	0	0	0
Autodiesel (svovelinhold < 0,005 %), øre/liter			277	277	28
Lett fyringsolje, øre/liter	49	0	38,9	87,9	8,7
Tungolje, lavt svovelinhold (<1%), øre/liter	49	7 – 28	38,9	94,9 – 115,9	8,6 – 10,5
Tungolje, normalt svovel- innhold (<2,5 %), øre/liter	49	35 – 70	38,9	122,9 – 157,9	11,1 – 14,3

utslippstillatelser etter forurensingsloven, mens utslipp fra kjøretøy er regulert gjennom kjøretøyforskriftene til vegtrafikkloven. Kravene til kjøretøy er skjerpet i tråd med utviklingen av EUs regelverk på området. I 2000 ble det innført differensiert årsavgift på tunge kjøretøy etter utslippene av blant annet NO_x. Utslipp av NO_x fra fly er regulert gjennom forskrift til luftfartsloven. Det har blant annet vært gjennomført en femårig tilskuddsordning (NO_xRED-programmet, 1996-2000) for å utløse tiltak på skip i kysttrafikk. For petroleumsvirksomheten blir det i forbindelse med behandlingen av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD) etter petroleumsloven lagt til grunn at lav-NO_x-brennere blir tatt i bruk ved installering av nye gass-turbiner, der slik teknologi er kommersielt tilgjengelig. Det forutsettes uansett at operatøren legger til rette for ettermontering. Rådsdirektiv om integrert forebygging og begrensnings av forurensing, ofte kalt IPPC-direktivet («Integrated Pollution Prevention and Control»), gjelder også for de fleste energianlegg på norsk kontinentalsokkel.

I henhold til tilråding fra flertallet i Stortingets energi- og miljøkomite gjorde Stortinget i forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 29 (1998-1999) Om energipolitikken følgende vedtak når det gjelder utslipp av NO_x fra gasskraftverk:

«Krav til utslippsreduksjoner av NO_x kan søkes imøtekommet ved at søkerne påtar seg forpliktelser som innebærer NO_x-reducerende tiltak i andre virksomheter, herunder i samferdselssektoren.»

På denne bakgrunn begjærte Naturkraft i brev til Miljøverndepartementet 31. mai 2000 endringer i den eksisterende utslippstillatelsen slik at de krav til reduksjoner i NO_x-utslippene som følger av de tidligere tildelte utslippstillatelsene, kan oppfylles ved at Naturkraft påtar seg forpliktelser som innebærer NO_x-reducerende tiltak i andre virksomheter.

Ved eventuelle inngåelser av tredjepartsløsninger vil det være slik at konsesjonssøker bare kan godtgjøres utslippsreduksjoner hos tredjepart så lenge dette gjelder utslipp som tredjepart lovlig kunne sluppet ut om han ikke hadde inngått avtale med konsesjonssøker. Forurensningsmyndighetene må på individuelt grunnlag vurdere eventuelle søknader om inngåelse av tredjepartsløsninger.

I Miljøverndepartementets vedtak av 6. oktober 2000 ble utslippskravet opprettholdt, men det ble åpnet for at Naturkraft under visse vilkår kan oppfylle deler av utslippskravet for NO_x gjennom å ta ansvar for at NO_x-reducerende tiltak utføres på andre utslippskilder enn eget anlegg. Vilårene for at Naturkraft kan rense andre steder enn ved eget anlegg er blant annet at utslippene minimum skal reduseres i det omfang som kan oppnås ved de beste tilgjengelige teknikker (BAT) i henhold til EUs IPPC-direktiv. Tiltak på andre utslippskilder kan brukes for å oppfylle den resterende del av utslippskravet. Videre kreves det at utslippsreducerende tiltak for NO_x-utslipp som gjennomføres hos andre skal ha virkning innenfor det geografiske område som var dimensjon-

rende ved fastsettelse av utslippsgrensen i den opprinnelige utslippstillatelsen.

Myndighetene inngikk i 2001 en intensjonsavtale med Statoil der selskapet forplikter seg til å velge LNG framfor diesel på to nye supplyskip. Utslippene av NO_x på de nye skipene vil bli kuttet med 85 prosent i forhold til konvensjonell diesel-drift. Statoil vil kunne benytte de oppnådde NO_x-reduksjoner som de to supplybåtene til enhver tid representerer som grunnlag for søknader om tredjepartsløsninger på andre anlegg.

5.3.4 Tiltak for å redusere partikkelinnhold i luft

Hovedkildene til svevestøvkonsentrasjoner i byområder er slitasje av vegdekket på grunn av bruk av piggdekk, eksosutslipp fra biler, vedfyring og langtransporterte luftforurensninger. Økt piggfriandel, nye EU-krav til utslipp fra kjøretøy og overgang til rentbrennende ovner vil bidra

sterkt til at grenseverdiene for lokal luftkvalitet kan bli overholdt. I tillegg forventes det reduserte bidrag fra langtransportert forurensning.

I en ny forskrift om lokal luftkvalitet som nylig er implementert, er kommunene gitt et hovedansvar for måling og beregning og til å ta initiativ til å iverksette kostnadseffektive tiltak for å sikre den lokale luftkvaliteten. Kommunene er også gitt en økt myndighet på området. De kan blant annet gi forskrifter eller gjennom enkeltvedtak regulere utslippene. Alle større lokale kilder til forurensningen blir gjort økonomisk ansvarlig i henhold til sin andel av bidraget til dårlig luftkvalitet.

Kommunene står altså relativt fritt til å iverksette ulike tiltak for å sikre god luftkvalitet. Hyppigere vasking av gater, krav til rentbrennende ovner og piggdekkavgifter er eksempler på mulige tiltak for å redusere konsentrasjonen av svevestøv. Kommunen står også fritt til å satse på økt bruk av gass dersom dette er en kostnadseffektiv løsning.

6 Naturgass i transportsektoren

Spørsmålet om bruk av naturgass i transportsektoren ble grundig utredet i flere sammenhenger på 1990-tallet. Disse utredningene lå til grunn for omtalen av transportsektoren i den forrige stortingsmeldingen om bruk av naturgass i Norge, St.meld. nr. 44 (1994-95). I denne meldingen ble transportsektorens potensial for bruk av naturgass vurdert som størst i tyngre kjøretøy, spesielt busser i by, og i innenlands sjøtransport i fast rute. Lavere utslipp av partikler og NO_x ble vurdert å kunne bidra til en miljøforbedring i byene samt redusere nasjonale utslipp av NO_x.

Verdien av å ta i bruk gass i Norge kan knyttes til ulike prioriteringer både innen miljø-, distrikts- og næringspolitikken. For transportsektorens del vil nytten av økt bruk av gass være avhengig av i hvilken grad dette bidrar til å redusere sektorens utslipp på en kostnadseffektiv måte. Dette kapitlet fokuserer derfor på miljøpolitiske hensyn i vurderingen av mulighetene for økt bruk av naturgass som drivstoff i transportsektoren.

Utslippene fra vegtrafikk ble redusert betydelig på 1990-tallet i hovedsak som følge av strengere avgasskrav for personbiler. Strengere krav for tunge kjøretøy gjennom EURO IV (2005) og EURO V (2008) vil redusere utslippene ytterligere. Innførte og kommende avgasskrav vil etter hvert føre til at vegtrafikken kan bli en langt mindre betydelig kilde til lokale og regionale luftforurensningsproblemer sammenlignet med i dag. Dette vil skje uavhengig av om naturgass tas i bruk eller ikke.

NO_x-utslippet fra sjøfart har imidlertid økt de senere år. Bruk av gass kan være ett av flere mulige tiltak for å redusere dette utslippet. Tiltak for å redusere Norges NO_x-utslipp bør vurderes på tvers av sektorer for å sikre en mest mulig kostnadseffektiv miljøpolitikk. Hva slags virkemidler og tiltak som vil bli tatt i bruk for å redusere utslipp fra transportsektoren, herunder sjøtransport, vil bli vurdert i lys av Regjeringens samlede strategi for oppfølging av Norges forpliktelser i henhold til Gøteborgprotokollen.

Satsing på naturgass som drivstoff vil være god miljøpolitikk hvis det vurderes som kostnadseffektivt sett i relasjon til andre mulige tiltak. I dag

er naturgass avgiftsfri, mens konvensjonelle drivstoffer er belagt med relativt høye avgifter. Dersom økt bruk av gass forutsetter en videreføring av dagens avgiftsfritak, er dette en kostnad for samfunnet som må veies opp mot andre virkemidler både i transportsektoren og andre sektorer.

Stortinget har ved flere anledninger etterlyst virkemidler og tiltak for å øke bruken av naturgass i transportsektoren. I Innst. S. nr. 119 (2000-2001) Stortingets behandling av Nasjonal transportplan 2002-2011, pekes det blant annet på at

«...for å kunne utvide bruken av gass til transportformål er det en forutsetning å få bygget ut distribusjonssystemer. For å få lønnsomhet i distribusjonen er det viktig å involvere andre sektorer enn samferdselssektoren. Komiteen mener derfor at det er nødvendig at flere departementer samordner sin politikk slik at distribusjonen av gass blir bedret.»

Når det gjelder sjøtransport ber komiteen

«...departementet ta initiativ til at flere nye riksvegferjer bygges med gass som drivstoff, og at det legges til rette for å sikre drivstoffleveranser til slike ferjer.»

Ut fra miljøhensyn har Samferdselsdepartementet i en årrekke gitt betydelige tilskudd til mange enkeltprosjekter for å høste erfaringer med både naturgass og biogass som drivstoff. Etter hvert er det etablert relativt god kunnskap på dette feltet både på buss- og ferjesiden.

Stortinget har vedtatt at krav til utslippsreduksjoner av NO_x kan søkes imøtekommet ved at søkerne påtar seg forpliktelser som innebærer NO_x-reduserende tiltak i andre virksomheter, for eksempel i transportsektoren, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Sommeren 2001 ble en slik avtale inngått mellom Regjeringen og Statoil ifm. bygging av to forsyningskip som skal gå på naturgass.

Som følge av lokale initiativ og offentlig støtte er det i dag mellom 50 og 60 naturgassbusser i ordinær drift i Haugesund, Bergen og Trondheim. I tillegg er det ca. 70 mindre kjøretøyer knyttet til lokal næringsvirksomhet som bruker

naturgass som drivstoff i Haugesund. I Bergen er i overkant av 40 busser drevet på naturgass tatt i bruk. I tillegg blir det gjennomført et prøveprosjekt med bruk av biogass som drivstoff i busser i Fredrikstad. Som et prøveprosjekt har en riksvegerferje drevet på naturgass vært i drift i Møre og Romsdal siden februar 2000.

Elektrisk motorkraft kan på lang sikt bli et reelt alternativ til forbrenningsmotorer drevet med bensin, diesel eller naturgass. Ved hjelp av brenselcelleteknologi vil elektriske kjøretøy kunne få en rekkevidde tilsvarende dagens forbrenningsmotor. Brenselcelleteknologien innebærer at elektrisitet dannes ved hjelp av hydrogen som kan tankes direkte i en hydrogentank i kjøretøyet. En slik løsning medfører ingen miljøskadelige utslipp fra kjøretøyet. Hydrogen er en energibærer og kan framstilles på ulike måter, både i egne anlegg og på kjøretøy. Hvordan hydrogenet framstilles avgjør det totale miljøregnskapet for bruk av hydrogen i transportsektoren.

Internasjonalt arbeides det for økt bruk av hydrogen for energiformål. EU-kommisjonen har nylig tatt et politisk initiativ med hensyn til strategier for introduksjon av alternative drivstoffer. På kort sikt tas det sikte på introduksjon av biodrivstoffer og naturgass. På lengre sikt tas det blant annet sikte på introduksjon av hydrogen. Et foreslått mål er at 20 prosent av bensin eller dieselforbruket i transportsektoren i EU innen 2020 skal være erstattet med 10 prosent naturgass, 5 prosent hydrogen og 5 prosent kombinasjon av ulike biodrivstoffer. For en mer utfyllende drøfting av bruk av hydrogen til energiformål vises det til kapittel 12.

6.1 Anvendelse av naturgass i kjøretøy

Det er først og fremst i byer at bruk av gass er blitt vurdert å kunne gi en miljøgevinst av betydning. Busser i byer egner seg for bruk av gass fordi en enkelt fyllestasjon kan betjene et stort antall busser. En fyllestasjon plassert i en by kan dessuten betjene andre kjøretøy benyttet i lokal næringsvirksomhet i tillegg til busser. I Bergen, Haugesund og Trondheim er det bygd fyllestasjoner for naturgass ved hjelp av offentlig støtte. Erfaringene med gassbussene har vært gode. NO_x -utslippene er vesentlig redusert, partikkelutslippet lite og støynivået er lavt. Når det gjelder utslipp av CO_2 , gir bruk av naturgass i tunge kjøretøy bare marginale reduksjoner sammenlignet med diesel.

Det vil etter hvert settes strengere avgasskrav både til bensin- og dieselmotorer. I 2008 vil nye dieselmotorer kunne ha like lave utslipp av partikler og NO_x som gassmotorer, jf. boks 6.2. Fasen hvor bruk av gassbusser har en miljøgevinst framfor dieseldrevne busser kan derfor være begrenset. Gassmotorer er imidlertid utviklet og tilgjengelig i markedet. For tyngre kjøretøy har produsenter gått langt i å spesialutforme motorer for naturgassdrift. En naturgassmotor er anslått til å være 15-20 prosent dyrere å produsere enn en tilsvarende dieselmotor. Vedlikeholdskostnadene anses imidlertid å være noe lavere. Merkostnadene for nyanskaffelse av gassbuss er i dag ca. 450 000 kr eller omkring 20 prosent.

Det er lite sannsynlig at naturgass som drivstoff vil kunne konkurrere med diesel på pris uten avgiftsfritak. Et distribusjonssystem for gass må konkurrere med et ferdig utbygd og kostnadseffektivt distribusjonssystem for diesel. Naturgass har også lavere energitetthet enn diesel og vil derfor på grunn av større volum være dyrere å transportere og lagre.

En videre bruk av gassbusser vil derfor være avhengig av at det fortsatt innrømmes fritak for CO_2 -avgift på naturgass for å unngå svekket tilbud og/eller økte takster i kollektivtransporten.

6.2 Anvendelse av naturgass i sjøtransport

Regjeringen er positiv til bruk av naturgass i ferjer i de samband som ligger til rette for dette. I planperioden 2002-2011 er det imidlertid lagt opp til at investeringsrammen for ferjesektoren i stor grad skal brukes til å prioritere fornying i utkant-samband med gammelt ferjemateriell, og til å oppfylle myndighetspålagte krav til skjerpet sjøsikkerhet. Dette er i all hovedsak samband som ikke er egnet for gassdrift.

Merkostnadene ved bygging av gassdrevne skip er i dag betydelige. Bygging av Norges første gassdrevne ferje hadde en merkostnad på ca. 30 prosent sammenlignet med en konvensjonell ferje bygget i Norge. De planlagte forsyningsskipene har en anslått merkostnad på 20 – 25 prosent. Imidlertid mener forskningsmiljøer at merkostnadene ved bygging av ferje drevet på gass kan komme ned i 5-10 prosent. Vurderinger gjort av Vegdirektoratet tyder på at gassdrevne ferjer med avgiftsfri gass ikke vil ha høyere driftskostnader enn tilsvarende konvensjonelle ferjer. Framtidig

Boks 6.1 Framtidens dieselskjøretøy

Nye avgasskrav, EURO IV som trer i kraft i 2005 og EURO V i 2008, vil tvinge fram bruk av ny renseteknologi på tunge dieselskjøretøy. Bruk av diesel med svovelinnhold på maksimum 50 ppm muliggjør bruk av et såkalt CRT-partikkelfilter som vil redusere utslipp av partikler med over 90 prosent. Bruk av svovelfri diesel (diesel med mindre enn 10 ppm svovel) sammen med partikkelfilter vil redusere utslippene opp til 99 prosent: EURO V-kravene forutsetter bruk av katalysator for NO_x-rensing i tunge dieselskjøretøy som ennå ikke er ferdig utviklet. Denne teknologien krever svovelfri diesel og vil bare kunne finnes på nye kjøretøy. Sammenlignet med dagens dieselskjøretøy forventes NO_x-utslippet å kunne reduseres med 70 - 80 prosent. Et foreslått EU-direktiv legger opp til at svovelfritt drivstoff skal være tilgjengelig fra 2005 og påbudt fra 2009. Ved hjelp av ny renseteknologi og svovelfri diesel forventer produsentene at utslipp av NO_x og partikler fra nye tunge dieselskjøretøy innen 2008 vil være like lave eller lavere enn ved bruk av naturgass. Bruk av slik renseteknologi vil imidlertid være et fordyrende element som vil påvirke det relative prisforholdet mellom diesel- og gasskjøretøy. Dette innebærer likevel at de fleste miljøfordelene ved bruk av naturgass sammenlignet med diesel i kjøretøyer vil kunne falle bort innen relativt kort tid.

avgiftsnivå på naturgass vil imidlertid være avgjørende.

Ifølge opplysninger fra Vegdirektoratet og Sjøfartsdirektoratet er bruk av katalytisk rensing både på nye og eksisterende skip et billigere tiltak for å redusere utslipp av NO_x enn investering i gassdrevne skip. Økte driftskostnader ved bruk av slik renseteknologi er imidlertid ikke tatt hensyn til i disse beregningene. Kostnadseffektiviteten knyttet til bruk av gass kontra rensing med katalysator må derfor vurderes ut fra kostnadene både ved investering og i driftsfasen. Bruk av katalytisk rensing blir nå prøvd ut på en ny ferje i Sogn og Fjordane. Motortekniske tiltak i eksisterende skip kan gi betydelige reduksjoner i utslipp av NO_x. Ved å investere 3-6 millioner kr per ferje kan 2/3 av eksisterende ferjer få redusert sine NO_x-utslipp med om lag 40 prosent samtidig som

forbruket av drivstoff reduseres med omkring 5 prosent. Motortekniske tiltak vurderes som de billigste tiltakene for å redusere utslipp av NO_x fra sjøtransport (SFT rapport 99:13).

I dag er en ferje drevet på naturgass i drift i Norge. M/F Glutra har vært i regulær rutedrift på stamvegsambandet Sølsnes – Åfarnes i Møre og Romsdal siden februar 2000. Videre har Statoil besluttet å bygge to forsyningsskip drevet på naturgass.

Naturgassdrift vil redusere fleksibiliteten i bruken av skip ved at de ikke kan brukes andre steder enn der naturgass er tilgjengelig. Det er derfor naturlig at en videre satsing på gassferjer i første rekke skjer i samband der naturgass vil være lett tilgjengelig, og der trafikken har et visst volum slik at flere gassferjer kan settes i drift. De ferjesambandene som etter dette peker seg ut som egnet for overgang til naturgassdrift vil være stamvegsamband mellom Stavanger og Trondheim i fylkene Rogaland, Hordaland og Møre og Romsdal, samt hovedsambandet over Trondheimsfjorden. En fornying av ferjer og teknologi i disse sambandene er spesielt viktig ut fra et miljøperspektiv fordi de har en betydelig del av ferjesektorens samlede nasjonale miljøutslipp. Eksempelvis står sambandet Halhjem-Sandvikvåg på E39 i Hordaland alene for ca 10 prosent av NO_x-utslippene fra den innenriks ferjeflåten. På flere av disse sambandene gjør trafikkvekst at kapasiteten er i ferd med å bli for liten i forhold til trafikkmengden.

Samferdselsdepartementet vil se spesielt på hvordan en innenfor begrensede rammer kan møte de store behovene for fornying, miljøforbedringer og kapasitetsøkning i disse sterkt trafikkerte stamvegsambandene, eventuelt med andre kontraktsformer og finansierings-/driftsmodeller enn det som til nå har vært vanlig i ferjedriften. Her ligger det også utfordringer både for rederiene og industrien til å få fram kostnadseffektive løsninger. I denne sammenheng ser Samferdselsdepartementet i utgangspunktet positivt på bruk av gass som drivstoff. Regjeringen vil aktivt arbeide med å få på plass nye sikkerhetsforskrifter for gassferjer raskest mulig, noe som er en nødvendig forutsetning for å gå videre med bruk av gass i ferjeflåten.

6.3 Vurdering

Sjøtransport er en betydelig kilde til nasjonale utslipp av NO_x. Overgang til naturgass vil kunne

redusere dette utslippet vesentlig. I tillegg gir naturgass også en viss miljøgevinst ved redusert utslipp av klimagasser sammenliknet med diesel. Satsing på naturgass i riksvegferjene vil forutsette økt statlig tilskudd for å dekke en viss del av merkostnaden ved investering i gassferjer. I tillegg legges det til grunn fortsatt avgiftsfritak på naturgass.

På et slikt grunnlag vil det kunne legges til rette for flere gassferjer i en del tyngre samband der naturgass er tilgjengelig, i det vesentlige på stamvegsambandene Stavanger-Trondheim.

De største miljøutfordringene knyttet til avgassutslipp fra kjøretøy er relatert til byområdene. Biltrafikk er i dag en viktig kilde til episoder med helseskadelige konsentrasjoner av svevestøv og nitrogendioksider. Strengere avgasskrav i 2005 og 2008 vil imidlertid medføre at vegtrafikk etter hvert blir en vesentlig mindre kilde til disse problemene. Dette vil skje uavhengig av bruk av gass eller ikke.

Miljøgevinsten ved en overgang til bruk av naturgass som drivstoff i byområdene kan derfor være kortvarig og begrenset. Manglende infrastruktur for distribusjon av gass gjør det praktisk vanskelig å få til en betydelig overgang til bruk av gass på kort sikt. En omfattende overgang til naturgass vil sannsynligvis ikke være mulig før de nye avgasskravene for tunge kjøretøy er innført. I tillegg ligger det merkostnader både ved anskaffelse og drift av gasskjøretøy sammenliknet med alternative miljøtiltak som for eksempel kan utføres på dieselkjøretøy. Samlet sett ligger det derfor ikke til rette for å utvide satsingen på gass i vegtrafikken. I enkelte byområder, særlig der gass allerede er introdusert som drivstoff for kjøretøy, vil imidlertid en videre satsing kunne forsvares, slik en har sett i tidligere lokale prioriteringer.

Transportsektoren peker seg ut som den sektoren hvor det først synes å kunne være aktuelt med mer omfattende bruk av hydrogen. For en nærmere omtale av hydrogen i transportsektoren, jf. kapittel 12.

7 Gass og industri

Olje- og gassvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping. Olje- og gassaktivitetene på sokkelen står for en stor andel av statens inntekter gjennom statens direkte økonomiske engasjement (SDØE), skatte- og avgiftssystemet og statlig eierskap. Petroleumssektoren sto for om lag 23 pst. av brutto nasjonalprodukt i Norge og for om lag 45 pst. av norsk eksport i 2001. Olje- og gassnæringen (de norske oljeselskapene, leverandørindustrien og forsknings- og utdanningsinstitusjonene med tilknytning til petroleumsindustrien) har stor samfunnsøkonomisk betydning i Norge.

Samtidig er det en utfordring å realisere større utnyttelse av gass på land i Norge. Som vist i kapittel 4 benyttes nesten all naturgass som produseres på sokkelen til eksport eller injeksjon i felt, mens svært små volumer forbrukes innenlands. Tilgang på naturgass kan gi grunnlag for økt verdiskaping i Norge, blant annet gjennom innovasjon og næringsutvikling knyttet til bruk av naturgass. Utnyttelse av gass som råvare i produksjonsprosesser, direkte bruk av naturgass som energikilde og utvikling av miljøvennlig teknologi, produkter og tjenester generelt er viktige satsingsområder i denne forbindelse.

MILJØSOK ble opprettet i 1995 og er et samarbeidsforum mellom berørte myndigheter og norsk olje- og gassindustri med formål å utvikle et mer effektivt samarbeid for å løse de viktigste miljøutfordringene. Ett av MILJØSOKs arbeider har vært knyttet til vurdering av industriell anvendelse av gass i Norge. MILJØSOKs hovedfokus var å belyse mulighetene for økt verdiskaping av gassressursene i kombinasjon med positive bidrag til et globalt miljøregnskap. Et viktig element i denne forbindelse var utskilling og håndtering av CO₂, jf. også kapittel 11.

7.1 Naturgass som råstoff – Petrokjemisk industri

Naturgass kan benyttes som råstoff i en rekke industrielle prosesser. På en del områder vil dette være til erstatning for olje eller kull, og hvor en

ikke trenger å foreta vesentlige tekniske omlegginger ved et råstoffskifte. Ammoniakkproduksjon er et eksempel på dette. På andre områder vil det være nødvendig med større prosessendringer ved overgang til gass og til noen formål er det kun naturgass som kan benyttes.

Naturgass benyttes som råstoff for viderefor- edling i forskjellig industriproduksjon. I dag brukes naturgass (metan) blant annet til å produsere følgende produkter:

- Hydrogen
- Ammoniakk som kan benyttes videre til kunstgjødsel
- Metanol, brukes i en rekke petrokjemiske prosesser
- Svovelrensing i raffinerier
- Lett diesel gjennom ulike gass-til-væske-prosesser (Gas to Liquid)
- Bioproteiner.

Ved gassbasert petrokjemisk industri har infrastrukturen stor betydning. Større industrianlegg vil være avhengig av blant annet et godt utbygd veinett, vann- og elektrisitetsforsyning og kaianlegg. Av den grunn kan det være fordelaktig å lokalisere nye industrianlegg i nærheten av eksisterende anlegg som driver med beslektet virksomhet og der nødvendig infrastruktur alt er utbygd. Dermed kan det også oppstå gevinster ved at infrastrukturen på stedet blir bedre utnyttet. En kan også få samlokaliseringsgvinster knyttet til personell, kompetanse og bruk av leverandørindustri. Industrien legger vekt på at mange av disse faktorene er til stede i Grenland. Ved de tre eksisterende ilandføringsstedene er forholdene lagt til rette for etablering av gassbasert industri. Her vil transportkostnadene for gass være lavest.

I de tilfeller hvor gass benyttes som råstoff i industriproduksjon vil gassprisen ofte utgjøre en stor andel av de totale produksjonskostnadene. Prisen på gass vil være viktigere jo større andel gassen utgjør av produksjonskostnadene for varen.

De laveste gassprisene finnes ofte på de steder hvor gass produseres langt fra de sentrale mar-

kedsområdene. Dette er typisk steder der gass produseres sammen med olje og det ikke finnes alternative anvendelser for de tilgjengelige gassvolumene. Å transportere gassen til markedene kan være svært kostbart, men dersom gassen kan utnyttes som en råvare for å skape andre produkter, kan produktene transporteres til markedene og dette kan være betydelig rimeligere. Dette er situasjonen mange steder i verden i dag, som i Sør-Amerika og Midtøsten. Produksjon av varer som produseres i store kvanta med gass som råstoff, og som i tillegg kan transporteres i bulk på skip, vil normalt bli lagt til steder hvor gassen

på grunn av høye transportkostnader har lav alternativ verdi.

Historisk sett har kull og olje vært de dominerende råstoffene i petrokjemisk industri. Hovedtyngden av den teknologiske forskningen har derfor vært rettet inn mot bruk av disse energikildene. Med den økende bruken av naturgass er det imidlertid innen forskning og utvikling også blitt større fokus på anvendelser av naturgass. Dette kan på sikt lede til at nye gassbaserte teknologiløsninger ser dagens lys. Boks 7.1 presenterer noen eksempler på prosessteknologier som er utviklet i Norge.

Boks 7.1 Noen eksempler på prosessteknologier

Ny katalysator

For å verifisere en ny teknologi for propan dehydrogenering (PDH), har Statoil, med støtte fra blant annet Forskningsrådet, gjennomført tester med en oppskalert katalysator i et pilotanlegg på Mongstad-raffineriet. Målsettingen er å utvikle en katalysator som er mer effektiv enn de som i dag er kommersielt tilgjengelige. En katalysator bidrar til at reaksjoner mellom kjemiske forbindelser i naturgassen styres mot ønskede produkter og at reaksjonene foregår ved et lavere energinivå – uten at katalysatoren forbrukes. Testingen har gitt lovende resultater. Data fra pilottestene har vært grunnlag for utarbeidelse av en PDH-reaktormodell. Neste skritt er utprøving av katalysatoren i et fullskala anlegg.

Metanol til olefiner (MTO)

Norsk Hydro har i samarbeid med det amerikanske selskapet UOP og SINTEF, og med støtte fra Forskningsrådet, utviklet en teknologi som muliggjør produksjon av plastråstoffer fra naturgass på en kostnadseffektiv måte. Lette olefiner (eten og propen) er basisprodukter i petrokjemisk industri, for eksempel som råstoff til plastmaterialene polyeten, polypropen og PVC. I MTO-prosjektet omsettes metanol til eten og propen over en fluidisert katalysator. Siden metanol produseres fra naturgass, åpner MTO-prosessen for stor verdiskaping i foredling av natur-

gass til verdifulle petrokjemiske produkter. Hovedfokus i prosjektet har vært en forbedret produksjonsmetode for MTO-katalysatoren. Design av reaktor og regenerator er forbedret, og problemstillinger relatert til produktkvalitet er løst gjennom fokus på katalysatoren og reaksjonsmekanismer. Den nyutviklede prosessen fremstår i dag som et alternativ med betydelig potensial for gassutnyttelse. Interessen for prosessen er stadig økende og flere prosjekter vurderes.

Redusert koksdannelse

Koksdannelse er et sentralt problem i alle prosesser hvor hydrokarboner eller karbonoksider eksponeres for høye temperaturer. Dannelse av koks (som er rent karbon) påvirker den kjemiske reaksjonsprosessen og krever rensing av reaktoren. Problemet påfører industrien store kostnader, og det legges derfor ned mye ressurser på å redusere eller eliminere koksdannelse. Ved hjelp av en oscillerende mikrovekt har Statoil, Norsk Hydro og SINTEF i et prosjekt støttet av Norges Forskningsråd frembrakt resultater som gir en direkte sammenheng mellom koksdannelse og katalysatoraktivitet ved fremstilling av syntesegass fra naturgass. Dette gir et godt utgangspunkt for kartlegging av betingelser som motvirker dannelse av koks i kommersielle anlegg. Praktisk talt alle prosesser for gasskonvertering skjer via syntesegass. Syntesegass er meget kapitalkrevende å produsere.

7.1.1 Hydrogen

Av de om lag 500 milliarder Nm³ hydrogen (om lag 45 millioner tonn) som årlig produseres i verden, er mer enn 90 prosent basert på fossilt råstoff, for det meste naturgass. Noe produseres også på basis av kull og olje, men prosesseteknologien er nokså lik den som brukes for naturgass. Fra naturgass kan hydrogen produseres direkte gjennom dampreforming, pyrolyse eller ved partiell oksidasjon.

Den mest brukte prosessen på verdensbasis er dampreforming. Gjennom 1990-tallet har det vært økende internasjonal fokus på katalytisk partiell oksidasjon av hydrokarboner til syntesegass. Dette er nå den rimeligste måten for produksjon av hydrogen i større skala.

Naturgass kan også dekomponeres ved høy temperatur til karbon og hydrogen. Prosessen omtales gjerne som pyrolyse, termisk dekomponering av naturgass, eller «carbon black». Det vises til Gassteknologiutvalgets innstilling (NOU 2002:7) for mer informasjon om produksjon av hydrogen fra naturgass.

Hydrogenproduksjon fra naturgass har et betydelig potensiale som drivstoff i transportsektoren. Dette er nærmere omtalt i kapittel 12.

7.1.2 Videreforedling av metanol

Metanol er et viktig basiskjemikalie for den kjemiske industrien. Metanol anvendes blant annet som løsningsmiddel og i framstilling av en rekke andre kjemikalier. Blant de viktigste produktene er ulike metylforbindelser, formaldehyd og organiske fargestoffer. Metylforbindelser brukes blant annet som oktanhever og erstatning for bly i bensin. Formaldehyd er et viktig råstoff blant annet i lim- og malingsindustrien.

Det kan være et betydelig potensiale for økt bruk av metanol på nye anvendelsesområder. Metanol er en hydrogenbærer. Metanol har vært vurdert som drivstoff. Det er imidlertid betydelige utfordringer knyttet til metanol. Det er blant annet mer eksplosivt enn bensin og det er korrosivt slik at det kan angripe materialer i motorer og drivstofftanker.

Størstedelen av den gassen som brukes innenlands i Norge går til metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Fabrikken produserer 15 prosent av Europas forbruk av metanol og er den femte største metanolfabrikken i verden. Årlig produksjon er på 830 000 tonn metanol.

7.1.3 Ammoniakk

Den mest brukte framstillingsmåten for ammoniakk i dag er en synteseprosess hvor fritt hydrogen og nitrogen reagerer til ammoniakk. Naturgass kan her fungere som hydrogenkilde, mens nitrogenet tas fra luften. Produksjonen fra gassblanding til syntesen går over flere steg.

Ammoniakk anvendes særlig til framstilling av kunstgjødsel, i produksjon av harpikser og lim, i sprengstoff og til framstilling av såpe og vaske-midler. I tillegg utnyttet ammoniakk en del som kjølemedium i kjøle- og fryseanlegg. Spesielt i det viktige hovedmarkedet vurderes markedsutviklingen som noe usikker.

I Gassteknologiutvalgets innstilling drøftes mulighetene for å benytte ammoniakk som energibærer. Ammoniakk kan lagres over tid og spaltes for å fremstille hydrogen.

I Norge produserer Norsk Hydro ammoniakk. Produksjonen skjer på Herøya i Grenland og benytter i hovedsak våtgass som råstoff, jf. nærmere omtale i kapittel 4.2.4.

7.1.4 Bioproteiner

Hafslund Nycomed (senere Nycomed Amersham) utviklet på 1990-tallet teknologi for omdanning av naturgass til encelleproteiner. Sammen med Statoil stiftet Hafslund selskapet Norfern for å kommersialisere og videreutvikle bioproteinteknologien. Bioproteiner kan brukes til fiske- og dyrefor. Det kan også være muligheter til å videreforedle bioprotein til produkter som kan brukes blant annet i næringsmiddel- og kosmetikkindustrien. Bioproteinteknologien, og det økende behovet for pålitelige og stabile proteinkilder, skaper interessante og utfordrende perspektiver for framtidig utvikling.

Verdens første bioproteinfabrikk ble høsten 1998 åpnet på Tjeldbergodden. Fabrikken har en produksjonskapasitet på 10 000 tonn pr. år. Etter at Hafslund solgte seg ut i 1999 er Statoil eiere av Norfern.

7.2 Varer og tjenester

I Norge er det en omfattende forskning knyttet til naturgass, jf. vedlegg 2. Mye av aktiviteten er knyttet til utvikning av teknologi som kan ende opp i ulike produkter og tjenester og som kan skape grunnlag for næringer som produserer og markedsfører selve teknologien. Ved offentlig støtte

til FoU-aktivitetene er det blitt lagt avgjørende vekt på markedspotensial og mulig inntjening til produktene man har støttet. Prosjekter med høy risiko og høyt avkastningspotensiale er blitt prioritert.

Naturgass-programmet i Norges forskningsråd har støttet utvikling av produkter frem til og med uttesting av en første prototyp. For videre støtte til demonstrasjon av prototyp og markedsimplementering, har det vært mulig å søke på ulike ordninger som forvaltes av Statens nærings- og distriktsutviklingsfond (SND), Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Eksportrådet. Fra og med 2002 har Enova overtatt de virkemidlene på dette området som tidligere lå under NVE.

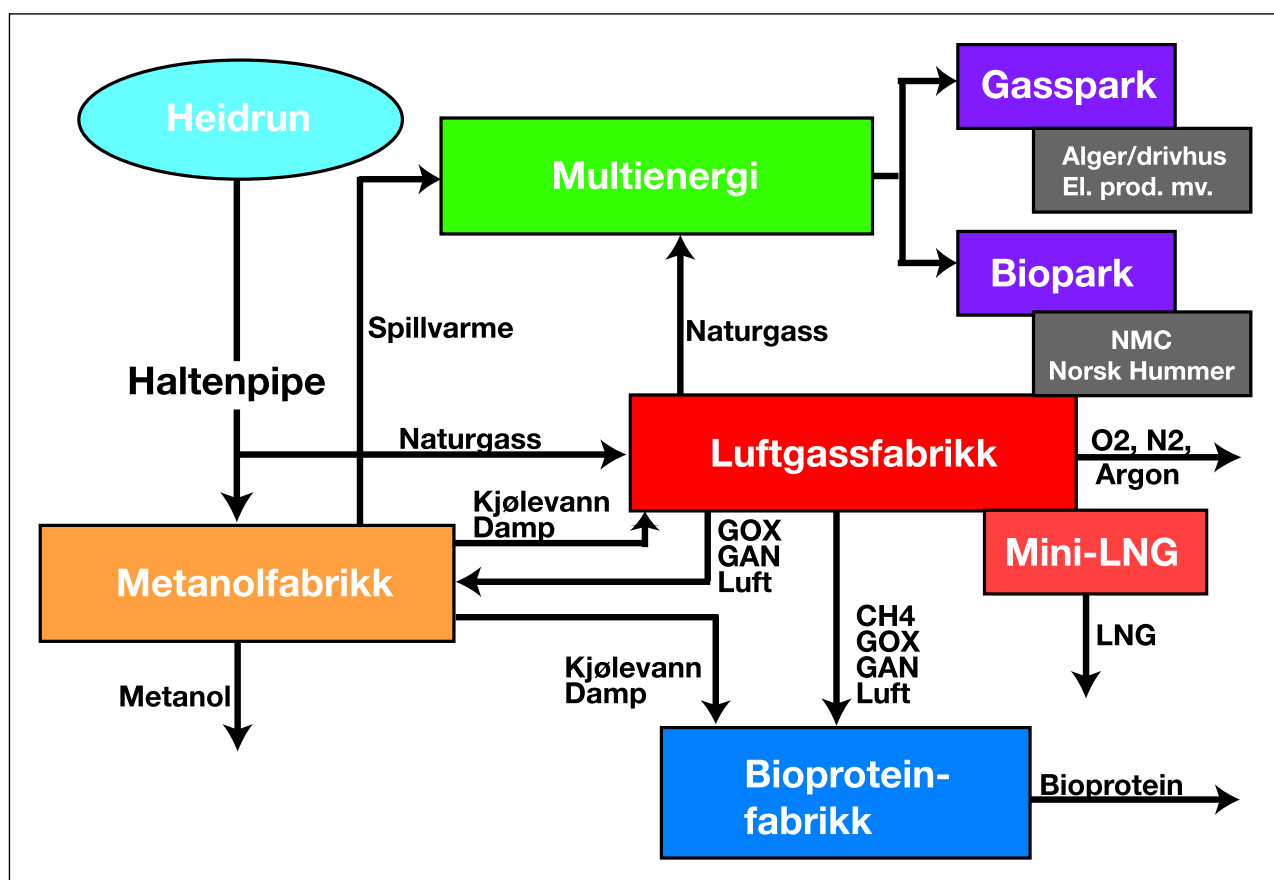
På grunn av den fortsatt begrensede anvendelsen av naturgass i Norge, er produktene som er utviklet primært rettet mot eksportmarkedene. Den begrensede innenlandske anvendelsen gjør også at det er få aktører som er inne på utvikling og produksjon av naturgassrelaterte produkter og tjenester. Flere av disse har imidlertid hatt vellykkede utviklingsprosjekter som har skapt nye produkter og økt omsetning for bedriftene. Mange

har understreket at støtte fra for eksempel Forskningsrådets Naturgass-program har vært avgjørende for disse produktene.

7.3 Avledet virksomhet

Ved mange produksjonsprosesser vil det forekomme biprodukter og avfallsprodukter som det ikke er mulig eller svært kostbart å transportere eller selge andre steder. Et eksempel på slike biprodukter ved bruk av naturgass er varmt kjølevann. Dersom det ikke finnes alternativ anvendelse av kjølevannet vil dette slippes ut i sjøen. Dette gjør at kjølevannet har lav alternativ verdi. En mulighet er å utnytte kjølevannet i nærheten av anlegget kjølevannet kommer fra. Slik kan virksomheter der varmt vann brukes få en kostnadsfordel ved å etablere seg her. Andre eksempler på verdifulle biprodukter fra gassbasert virksomhet er overskudd på hydrogen og oksygen. Utnyttelse av slike ressurser kan gi ekstra verdiskaping ved samlokalisering av gassbasert industri.

Samlokaliseringsevner på grunn av økt utnyttelse av infrastruktur og biprodukter kan ha



Figur 7.1 Forenklet oversikt over samlokaliseringen av anlegg på Tjeldbergodden.

Kilde: MultiEnergi as

stor betydning for lokalisering av ulike typer gassbasert industri. Utnyttelse av slike samlokaliseringsevner kan ofte vise seg å være både økonomisk og miljømessig fordelaktig ved at ressurser utnyttes mer effektivt. Det er derfor viktig å ta hensyn til slike forhold ved planlegging av gassbasert industri.

På Tjeldbergodden er det flere eksempler på avledede virksomheter og området er i norsk industriell sammenheng unikt. På Tjeldbergodden ligger det et metanolanlegg, luftgassfabrikk, LNG-anlegg og bioproteinfabrikk, jf. figur 7.1 (se også omtale i kapittel 4.1.2). De store mengdene kjølevann fra metanolfabrikken, luftgassfabrikken og bioproteinanlegget benyttes i fiskeoppdrett. Kjølevannet blir benyttet til oppdrett av piggvar i et stort landbasert oppdrettsanlegg.

I bioproteinanlegget konverteres naturgass til protein. Dette er industriell nyskaping i Norge med stort potensiale.

I forbindelse med luftgassfabrikken oppstår et overskudd på flytende nitrogen. Dette brukes til å varmeveksle naturgass for produksjon av LNG.

Denne samlokaliseringen medfører at anleggene får en bedre energiutnyttelse enn om de hadde vært etablert isolert fra hverandre.

På Tjeldbergodden ligger også industriområdet «Gasspark Tjeldbergodden» beregnet på småskala gassbasert industri/næringsvirksomhet. Selskaper som etablerer seg her vil få langsiktig tilgang på naturgass, elektrisitet, fjernvarme, LNG oksygen og argon.

8 Gass i stasjonær energiforsyning

Det vesentlige av forbruket av naturgass i Europa går til varmeformål i alminnelig forsyning og industri, kraftproduksjon og kraftvarmeproduksjon. Enkelte land vil langt på vei kunne nå sine klimaforpliktelser ved overgang fra kullkraft til gasskraft. En økning i bruken av gass må også i Norge primært ventes å være knyttet til stasjonær energiforsyning.

En forutsetning for økt bruk av naturgass er at forbrukere og næringsliv vurderer gass som et billigere og bedre alternativ enn andre energikilder. Når det gjelder økonomiske rammebetingelser for gassdistribusjon vises det til kapittel 10 om økonomiske rammer. Miljørammer ved bruk av naturgass er omtalt i kapittel 5.

En satsing på økt bruk av naturgass innebærer at en ny energibærer introduseres i energisystemet. Problemstillinger knyttet til dette drøftes nærmere i dette kapitlet.

8.1 Naturgass i energisystemet

På grunn av rik tilgang på vannkraft i Norge, har elektrisitet fått en dominerende rolle i energiforsyningen. Elektrisitet har de siste 30 årene erstattet en stor del av oljefyringen, og vedfyring er i dag normalt bare et supplement til elektrisk oppvarming. Norge er i dag veldig elektrisitetsavhengig og en stor del av elektrisitetsbruken går til oppvarming.

En sentral oppgave er å legge til rette for en sikker og miljøvennlig energiforsyning, jf. kapittel 5. Vannkraft står for nær all produksjon av elektrisitet i Norge. Fordi det er store forskjeller i nedbøren fra år til år, er det også store variasjoner i tilsigene til vannkraftverkene og dermed den årlige kraftproduksjonen i landet. I Norge er det derfor en spesielt krevende utfordring å føre en politikk som legger til rette for en sikker energiforsyning.

På dette området er utfordringen på kort sikt å sørge for tilstrekkelig effekt på dager med høyt forbruk, mens på lang sikt er utfordringen å få fram ny energiproduksjon og infrastruktur, og dempe veksten i energibruken. Disse to utfordringene er også nært knyttet til hverandre. En stram

energibalanse gjør at effektbalansen også kan bli stram. Målet om en sikker energiforsyning er derfor både et kortsiktig og et langsiktig mål.

Elektrisitetsforbruket i Norge har de siste årene steget sterkere enn tilgangen på ny produksjonskapasitet. I perioden 1990 til 2001 økte det årlige elektrisitetsforbruket med 20 TWh. Veksten i produksjonskapasiteten var samtidig 4 TWh. Dette har ført til vi har fått nettoimport av elektrisitet i år med normale nedbørsforhold.

Hovedutfordringen er imidlertid knyttet til sikkerheten i energiforsyningen i det nordiske kraftmarkedet som helhet. Vi har et godt utviklet marked for handel med elektrisitet i Norden. Men Norge må ta en del av ansvaret for å få fram ny energiproduksjon.

For å bremse utviklingen i retning av en strammere kraftbalanse vil det være nødvendig med en bred politikk rettet både mot forbruk og produksjon av energi. Det trengs en omlegging av energisystemet, basert på målet om forsyningsikkerhet innenfor en bærekraftig utvikling.

Gjennom behandlingen av St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken, sluttet Stortinget seg til sentrale trekk i forslaget vedrørende omlegging av energibruk og energiproduksjon, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Økt bruk av fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme er viktig i en slik omlegging. Det er også nødvendig å søke å begrense veksten i forbruket og redusere elektrisitetsavhengigheten i oppvarmingen. Regjeringen mener at satsing på naturgass vil være et viktig element i politikken for omlegging av energisektoren.

Gass vil i mange tilfeller kunne konkurrere med andre energikilder. Både gass og elektrisitet trenger en særskilt tilrettelagt infrastruktur, og mange forhold kan derfor påvirke konkurransen mellom de to energibærerne. Overførings- og fordelingsnett for elektrisitet er godt utbygd i Norge. Dette innebærer at det vil kunne være vanskelig å oppnå god lønnsomhet for investorer og samfunnet ved bygging av gassrør til områder med godt utbygd strømforsyning.

En omlegging av energisektoren må skje innenfor rammen av et fungerende energimarked.

Regjeringen vil utvikle energimarkedene i en retning som bidrar til å styrke mulighetene for en omlegging av energibruk og energiproduksjon.

8.1.1 Noen problemstillinger ved introduksjon av naturgass

Det er et mål å opprettholde og videreutvikle en effektiv og sikker energiforsyning. Ved introduksjon av en ny energibærer reises mange problemstillinger knyttet til dette.

Et energisystem kan bygges opp på basis av ulike energikilder og energibærere, jf. boks 8.1. Det er et substitusjonsforhold mellom ulike energibærere, og det gjelder særlig energibærere med høy anvendelighet som naturgass, elektrisitet og hydrogen. Bruk av ulike energibærere krever svært ulike typer infrastruktur for transport av energi, og for valg av forbruksutstyr for utnyttelse av energien.

Vi har infrastrukturer i energiforsyningen i dag som det vil være lønnsomt for samfunnet å utnytte godt. Dette gjelder særlig for de ledningsbundne transportsystemene for elektrisitet og fjernvarme der samfunnet allerede har tatt investeringskostnadene. Det gjelder også en del forbrukerutstyr for utnyttelse av energi.

Når kapasiteten i det eksisterende systemet blir knapp, er det viktig å vurdere hvordan systemet skal utvikles best mulig videre. Det er særlig i denne forbindelse at bruk av naturgass kan være et supplement i den stasjonære energiforsyningen. Å fase inn en ny energibærer i energisystemet vil derfor være en langsiktig prosess.

Utvikling av et rørsystem basert på gass innebærer generelt høye investeringskostnader. Jo større gassforbruket er, desto lavere blir enhetskostnadene ved transport. Det kreves derfor transport av store volumer for å kunne forsvare bygging av et gassrør. I tillegg vil topografiske forhold og spredt bosetning gjøre investeringskostnadene i forhold til omsatt mengde høye i Norge sammenlignet med land som for eksempel Danmark og Nederland. Betydelig høyere elektrisitetspriser enn i Norge har bidratt ytterligere til å gjøre gass mer konkurransedyktig. På en annen side kan nærheten til ilandføringsstedene for gass være et konkurransefortrinn. Transportavstanden fra ilandføringsstedene til deler av det norske markedet er betydelig kortere enn til kontinentet.

Et marked med mange forbrukere med stort gassforbruk som kan forsvare en investering i rørtransport ligger trolig langt frem i tid. I Grenlandsområdet brukes det i dag store mengder

etan som transporteres til området på skip. Denne transportformen er fleksibel, og det innebærer ikke store avskrivninger av investert kapital dersom leveransene opphører. Deler av etanforbruket kan konverteres til naturgass (metan). Per i dag er det her økt forbruk av naturgass kan få et større volum innenfor et begrenset geografisk område på kort sikt i Norge. Transportkostnadene og prisen på naturgass i forhold til prisen på etan som benyttes i dag vil være avgjørende for lønnsomheten ved en slik konvertering.

Ved store gasskraftverk vil transportkostnader tilknyttet gassrør kunne være så moderate per kWh produsert kraft at rørbyggingen kan bli lønnsom for utbygger. I et slikt tilfelle vil det kunne oppstå spørsmål om lønnsomheten ved transport av gass versus transport av elektrisitet. Særlig på Østlandet, der elektrisitetsforbruket er høyt og produksjonen lav, vil denne problemstillingen kunne være aktuell. Internasjonalt skjer det en integrasjon mellom gasselskaper og elektrisitetsselskaper der desentral gasskraftproduksjon bidrar til å redusere behovet for nyinvesteringer i overføringsnett.

Reguleringene av konkurrerende energibærere og infrastrukturer vil kunne påvirke lønnsomheten i distribusjon av naturgass. I Norge er særlig avgiftssystemet for fyringsolje og ulike reguleringer blant annet ut fra miljøhensyn, viktig for gassens konkurransedyktighet, jf. kapittel 5. Det er imidlertid flere unntak knyttet til illeggelse av avgiftene som i stor grad påvirker konkurransen.

Prisen på de konkurrerende energibærerne er avgjørende for naturgassens konkurransedyktighet. Tabell 8.1 gir en sammenligning av prisen på lett fyringsolje og elektrisitet, regnet per kWh. Prisen på strøm varierer betydelig, og i 2000 var prisen på el og fyringsolje tilnærmet like. At prisen i 2001 var høyere skyldtes for det meste en kald og tørr vinter. I slike tilfeller er fyringsolje en viktig reserve som bidrar til en mer sikker energiforsyning.

Prisen på tung fyringsolje er vesentlig lavere enn på lett fyringsolje. Prisen fastsettes imidlertid gjennom forhandlinger og varierer betydelig.

Sluttbrukerpriser på energi er i stor grad påvirket av avgiftssystemet, jf. kapittel 5. Det er elavgift på elektrisitet. På fyringsolje er det både SO₂-avgift, CO₂-avgift og grunnavgift. Fritaksordninger og reduserte satser bidrar imidlertid til å påvirke gassens konkurransedyktighet ulikt i ulike sektorer. Det er også fritaksordninger og reduserte satser på viktige konkurrerende energi-

Tabell 8.1 Gjennomsnittspriser på elektrisitet og lett fyringsolje i 2001, øre/kWh

Produkt	Gjennomsnittlig pris	Særavgifter	MVA	Totalt
Fyringsolje ¹	43,3	8,7	12,5	64,50
Elektrisitet	40,0 ²	11,3	12,4	63,70

1 Prisen gjelder levert med tankbil i 0-soner, dvs der det ikke er tillegg for transportomkostninger. Den oppgitte pris gjelder leveringer på 2400-3999 liter. Ved mindre leveringer øker prisen, ved kvanta på 4000 liter og over går prisen ned.

2 Prisen inkluderer gjennomsnittlig kraftpris pluss gjennomsnittlig overføringstariff for husholdningskunde med årlig forbruk på 20 000 kWh.

Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt, OED

bærere og til dels i ulike regioner. Miljøavgifter bidrar generelt til å styrke gassens konkurransedyktighet i forhold til mer forurensende energikilder.

Fordi alle forbrukere er tilknyttet elektrisitetsnett, og fordi det norske energisystemet i større grad enn i andre land er basert på elektrisitet, vil reguleringen av elektrisitetssystemet også være viktig for naturgassens konkurransedyktighet. Det er en viktig myndighetsoppgave å legge til rette for en samfunnsøkonomisk god utvikling av infrastrukturen for energi. Elektrisitetsnett er underlagt regulering gjennom forskrift om inntektsrammer og tariffer. Disse reguleringene skal, sammen med forskrifter om energiutredning i nettselskapene, bidra til en grundig og reell planlegging av alternativer til nettutbygging. Målet er å få til en effektiv utnyttelse av nettet. Det er viktig både for kundene og nettselskapene selv. Reguleringene skal også bidra til fornuftige investeringer i nettet. Selv om vi klarer å få til en god regulering, bør den samfunnsmessige nytten av de ulike investeringene vurderes. En har ikke noen garanti for at nettselskapenes bedriftsøkonomi, med utgangspunkt i inntektsrammene gir et godt nok svar på hva som er den beste investeringen. Det er uansett viktig at nettselskapene vurderer alternativer til elektrisitetsnett når tiden er inne for å øke kapasiteten. Gass kan i noen tilfeller være et slikt alternativ. Nettselskapene kan investere i alternativene selv, eller investeringene kan gjøres av andre. Når andre går inn, vil det i de fleste tilfeller kreves en koordinering mellom de ulike deltakerne.

Reguleringene av selve gassrørene vil også være viktig for gassens konkurransedyktighet. I

kapittel 9 er det gitt en oppsummering av prinsipper for framtidige reguleringer av gassrør. Det er lagt til grunn at det skal gis mer spillerom blant annet i prissettingen av transporttjenestene enn for den etablerte infrastrukturen.

Regjeringen vil understreke at det vil være aktuelt å vurdere alle transportformer for gass. Transport av LNG til industri og alminnelig forsyning er en fleksibel transportform som ikke binder oss like mye i forhold til framtidige endringer som investeringer i gassrør. Dersom hydrogen blir en aktuell energibærer på sikt vil den neste omstillingen bli mindre krevende enn dersom en binder seg opp i en større infrastruktur for gass. I tettbygde områder kan naturgassen distribueres i rør etter regassifisering. LNG kan også distribueres i mindre kvanta til flere tettsteder og industribedrifter. Det er derfor en transportform som bedre kan tilpasses den norske situasjonen der forbruket er spredt og markedet er lite. Mulighetene for å nå forbrukere som kan erstatte fyringsolje og kull med gass vil også være bedre slik at miljøgevinster kan realiseres på en mer målrettet måte. Det vises i denne sammenhengen til at naturgass har en plass innen arbeidet med omlegging av energibruk og produksjon, jf. kapittel 8.3.

I et mer langsiktig perspektiv er også hydrogen en aktuell energibærer. Naturgass er egnet til elektrisitetsproduksjon som igjen er egnet til hydrogenproduksjon. Naturgass kan også omdannes til hydrogen uten å gå via elektrisitetsproduksjon. Hydrogen kan videre bli aktuelt som drivstoff i transportsektoren. Denne satsingen legger også premisser for valg av energibærere og transportformer for energi. For nærmere drøfting av gasskraft vises det til kapittel 11.

Boks 8.1 Naturgass som energibærer

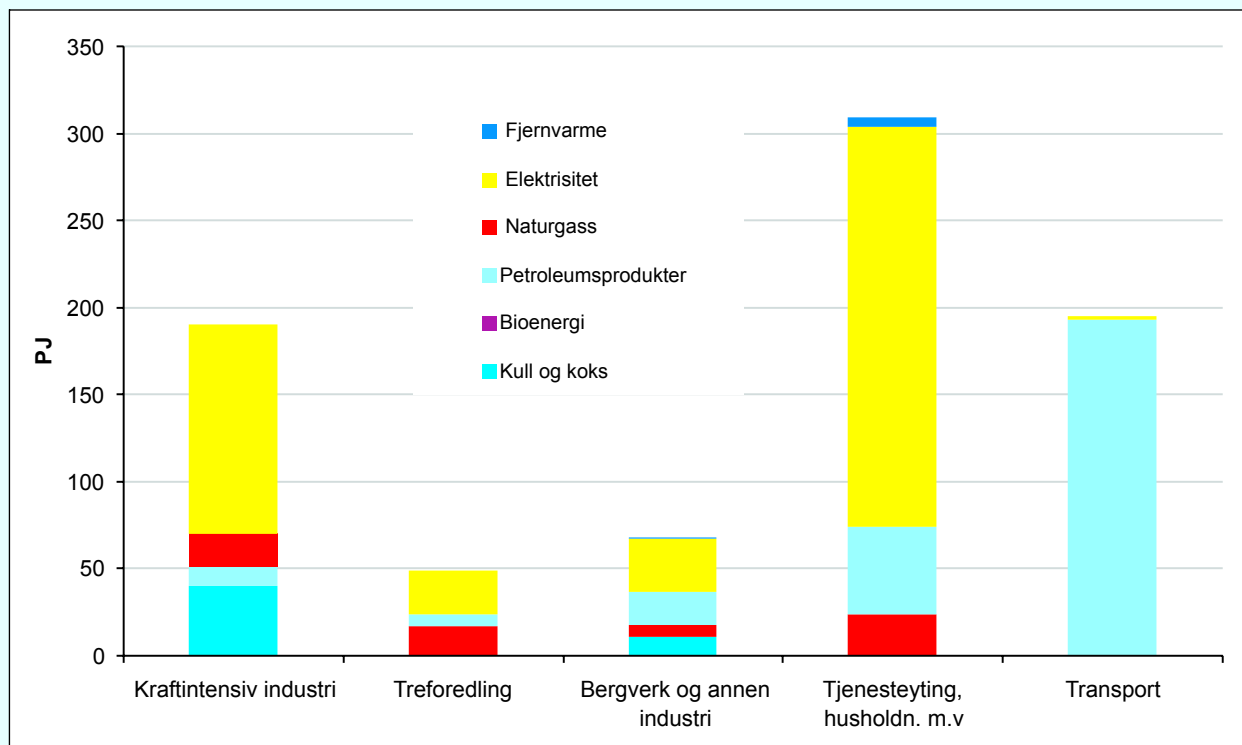
Målet for sluttbrukerne med å skaffe seg tilgang på energi er å dekke et behov for lys, varme, kjøling og mekanisk arbeid. Dette behovet kan dekkes ved å utnytte ulike energibærere. Mekanisk arbeid krever imidlertid en energibærer med høy grad av anvendelighet, eller høy kvalitet. Det er primært elektrisitet og kjemisk bundet energi i form av olje og gass som danner grunnlag for mekanisk arbeid. Også hydrogen er en energibærer med høy kvalitet.

Naturgass er altså en energibærer med høy kvalitet som kan brukes direkte til varmeformål, eller omdannes til andre energibærere med høy kvalitet. Elektrisitet, flytende brensel og hydrogen kan framstilles ved hjelp av naturgass. Elektrisitet kan igjen omdannes til hydrogen og omvendt. Alle disse energibærerne kan også benyttes til varme og kjøling. Det er dermed et nært substitusjonsforhold mellom energibærere av høy kvalitet. På bakgrunn av dette er det mulig å bygge opp et energisystem basert på ulike

energikilder og energibærere. Et energisystem omfatter primære energikilder, omforming til ulike typer energibærere samt lagring og transport av energi.

Transport av elektrisitet er ledningsbunden, og transport av gass kan være ledningsbunden. Det må bygges en særskilt infrastruktur for transport av disse energibærerne. Disse investeringene er irreversible, og det er stordriftsfordeler; såkalt naturlig monopol. Samfunnsøkonomisk vil det lønne seg å utnytte den eksisterende transportkapasiteten fullt ut før det investeres i økt kapasitet.

I Norge benyttes elektrisitet i større utstrekning enn i noen andre land. Fyringsolje, ved og fjernvarme er de nest viktigste energibærerne og benyttes til varmeformål. Forbrukerne har investert i et forbruksutstyr som er tilpasset dette energisystemet. Figur 8.1 viser energiforbruket i Norge fordelt på energibærere og sektorer.



Figur 8.1 Energiforbruk fordelt på energibærere og sektorer, 2001

8.1.2 Nærmere om distribusjon av gass i alminnelig forsyning

Naturgass er godt egnet til ulike varmeformål i bygninger innen alminnelig forsyning. Men det vil være krevende for en gassleverandør å konkurrere i et marked der det allerede er etablert en infrastruktur som har kapasitet til å levere energi til oppvarming, og der forbruksutstyret er tilpasset en spesiell oppvarmingsform.

Forbruksutstyret for oppvarming av bygninger i Norge er basert på elektriske panelovner i større grad enn i andre land. Vedovner og oljefyringsanlegg er også utbredt. Dette er varige konsumgoder, og disse investeringene virker bindende på forbruksmønstret. Har man først investert i panelovner og varmekabler vil det normalt være lønnsomt å bruke dette utstyret selv om kraftprisen skulle bli svært høy i noen uker eller måneder. Dette er en viktig årsak til at elektrisitetsforbruket reagerer lite på prisendringer på kort sikt. Først når forbrukerne venter varige høyere priser på elektrisitet enn på andre energiformer vil det normalt være aktuelt å vurdere lønnsomheten av å investere i andre oppvarmingssystemer for å kunne redusere utgiftene til oppvarming.

I mange bygg er det etablert vannbårne oppvarmingssystemer. Dette er forbruksutstyr som er mer fleksibelt fordi den kan baseres på flere forskjellige varmekilder. Noen av disse er tilknyttet en fjernvarmeleverandør, mens andre produserer varme i en egen kjel som vesentlig er basert på fyringsolje og elektrisitet. Naturgass kan være en alternativ varmekilde i slike anlegg.

Den viktigste varmekilden i fjernvarmeanlegg er avfall. Det gis omfattende støtte til forbrenning av avfall, og gass vil ikke kunne konkurrere prismessig med denne energikilden. I tillegg er det nødvendig å benytte olje eller elektrisitet i spisslast, som er de nest viktigste energikildene i fjernvarmeanlegg. Gass kan være et alternativ til olje og elektrisitet i fjernvarmeanlegg, og slike anlegg vil i så fall kunne bli en stor kunde. Det kan også være aktuelt å etablere små kogenereringsanlegg der spillvarmen kan utnyttes i fjernvarmeanlegg. Dette vil gi høy virkningsgrad.

Det vil være lønnsomt for fjernvarmeleverandøren å utnytte den etablerte infrastrukturen så langt det er ledig kapasitet. Først når det vurderes å utvide anlegget vil det oppstå et spørsmål om gassdistribusjon eller fjernvarmedistribusjon er mest lønnsomt. Ved en eventuell utvidelse vil bygg med vannbårne oppvarmingsløsninger der

det produseres varme i en egen kjel, nye boligområder og industriområder være det relevante markedet. Slike utvidelser vil imidlertid være et spørsmål om lønnsomhet.

Konkurransen mellom gass- og fjernvarmedistribusjon påvirkes i stor grad av forskjellene i kostnadsstruktur ved legging av gassrør og fjernvarmerør. Store kostnader ved legging av ny infrastruktur er knyttet til graving av grøfter. Grøftene kan graves opp av hensyn til infrastruktur for energi, eller av andre hensyn (tele, vann og klo-

Boks 8.2 Oppbygging av markedet i Bergen

Naturgass Vest startet med gassdistribusjon i Bergen i 2000. Det ble satset på CNG distribuert i flasker på trailere fra Kollsnes Næringspark. Dette er et fleksibelt system der kapasiteten kan økes etter hvert. Det begynte med et beskjedent kundegrunnlag. Etter hvert har imidlertid flere borettslag og busser konvertert til gass. Den største kunden er Haukeland sykehus. Noe småindustri er også gasskunder. I 2001 var gassalget på 8 millioner Sm³. Naturgass Vest oppgir at 15 prosent av bruken av fyringsolje er erstattet med naturgass i Bergen (tilsvarende 80 GWh).

Distribusjonssystemet for CNG er nå i ferd med å nå sin kapasitetsgrense. Det arbeides med å etablere små rørbaserte distribusjonsløsninger i enkelte deler av byen som kan erstatte CNG-stasjonene. Dette vil være et system som er bedre egnet når markedet har fått et visst omfang. Naturgass Vest har vurdert nye løsninger for transport av gass fra Kollsnes. Både rørtransport og LNG-transport har vært utredet, og distribusjonsnettet planlegges forsynt ved LNG inntil det etterspørres tilstrekkelig store volumer gass i Bergensområdet til at det vil være lønnsomt å føre gassen i rør fra Kollsnes.

Distribusjonssystemet for CNG vil bli frigjort dersom Bergen får et annet forsyningsystem. Det er da mulig å benytte dette til å bygge opp et nytt marked i utkanten av dagens marked.

Haukeland sykehus skal knyttes til fjernvarmenettet i tillegg til at de har gassleveranser. Her produseres det varme til eget bruk og for levering til fjernvarmesystemet som har behov for tilleggsvarme. Gassdistribusjonssystemet og fjernvarmesystemet supplerer dermed hverandre.

akk mv.). Det koster relativt lite å legge ned et gassrør (plast). Derimot er kostnadene relativt høye ved å legge ned fjernvarmerør fordi disse må være i stål, dersom varmen produseres langt fra forbruker. Ved små varmeanlegg kan trykket holdes lavere, og det er tilstrekkelig å benytte plastrør. Små anlegg er imidlertid ikke aktuelt dersom en skal utnytte spillvarmekilder eller etablere avfallsforbrenningsanlegg.

Fjernvarme har i dag konkurranse fra flere energibærere, og gass vil kunne være en ny konkurrent som er mer miljøvennlig enn andre fossile brenslere. Dersom tilgangen på fornybar energi skulle være en knapphetsfaktor i fjernvarmeanleggene vil direkte bruk av gass kunne være like miljøvennlig som fjernvarme basert på gass. Investeringskostnadene må tas med i betraktningen, og det vil da være et spørsmål om å velge den infrastrukturen som er billigst. Etter Regjeringsens syn bør gassforetakene kunne konkurrere i de lokale markedene om kunder dersom gass først er gjort tilgjengelig. Dette vil være avgjørende for lønnsomheten. Fjernvarme vil uansett ha et fortrinn i og med at det alltid vil være lønnsomt å utnytte kapasiteten i de etablerte anleggene.

Med introduksjon av gass vil departementet forvalte støtteordninger for to ulike infrastrukturer som konkurrerer med hverandre i varmemarkedet. Det er samtidig klart at lønnsomheten ved både gassdistribusjon og fjernvarme blir bedre jo større volum som kan omsettes. På denne bakgrunn vil departementet etablere en praksis som sikrer en bevisst koordinering mellom støtteordningene, jf. kapittel 10.

Avgiftspolitikken og kvotesystemet skal sikre at hensynet til de ulike miljøaspektene blir synliggjort i prisen.

8.1.3 Nærmere om naturgass til energiformål i industrien

Naturgass er godt egnet som energikilde i industrien. Det er en energibærer som kan erstatte de fleste andre energibærere til de fleste formål. I industrien benyttes tungolje, elektrisitet, våtgass og kull i stor utstrekning. Overgang til naturgass vil spesielt kunne være fordelaktig innen smelting, oppvarming, forbrenning og tørkeprosesser, jf. boks 8.3. I mange tilfeller vil det være forbundet med relativt beskjedne investeringskostnader hos sluttbrukeren å erstatte andre energibærere med naturgass. Ved en del tørke-, varme- og herdeprosesser finnes det allerede utstyr for direkte bruk

Boks 8.3 Om bruk av naturgass i industrien

I noen anvendelser i prosessindustrien trengs meget høye temperaturer. Dette gjelder for eksempel ved sementproduksjon hvor en temperatur på 1500-1600 grader C^o trengs, ved lecaproduksjon som krever 1200-1300 grader og ved ammoniakkproduksjon som krever temperatur på nær 900 grader C^o. I dag brukes i slike prosesser i Norge fossile energikilder: våtgass (LPG), tungolje og kull. Ved ammoniakkproduksjon benyttes også våtgassen som råstoff i prosessen. De energikilder som i dag brukes kan relativt enkelt erstattes av naturgass. Volumene som kreves er betydelige.

I prosessindustrien, spesielt i treforedlingsindustrien, brukes store mengder overhettede damp ved høyt trykk. Mye av dampen lages fra spillvarme eller avfallsprodukter fra prosessene, men en god del av dampen lages i kjeler fyrt med tungolje eller i elektrokjeler når strømprisen er lav. Denne delen kan også lages i dampkjeler fyrt med naturgass. Volumene som kreves i disse anvendelsene er relativt store.

Dersom dampbehovet er svært stort, kan dampen leveres fra et kraftvarmeanlegg basert på for eksempel gass. Slike anlegg er blitt ganske vanlige i utlandet og gir en høyere virkningsgrad enn rene kombikraftverk som bare leverer strøm.

Naturgass kan også brukes i en rekke tørkeprosesser i industrien. Her stilles ofte store krav til renhet. Et eksempel er i gipsplateproduksjonen. Propan eller butan brukes ofte i slike prosesser i dag. Naturgass vil være meget vel egnet. Volumene som kreves vil normalt ikke være svært store ved hvert enkelt anlegg.

I næringsmiddelindustrien brukes store mengder varmtvann til vaskeprosesser. Dette lages i dag i hetvannskjeler fyrt med lettolje eller el avhengig av prisforholdene. Volumene som kreves i hvert enkelt anlegg er små.

I industrien utgjør romoppvarming en meget liten del av energibruken. En del spillvarme brukes til romoppvarming. Gass kan benyttes for romoppvarming i hetvannskjeler eller brennere. I større anlegg med stor takhøyde som industrier, lagerhaller og idrettshaller har det også vist seg svært effektivt å bruke naturgass direkte i stråleovner.

av gass, blant annet innen matvareindustri og papirindustri.

Potensialet for overgang fra tunge fyringsoljer og kull til naturgass i industrien er teknisk sett betydelig i Norge. De største miljøgevinstene ligger også trolig her fordi gassen kan erstatte fossile brensler som til dels er vesentlig mer forurensende.

Industriens interesse for overgang til gass vil imidlertid være avhengig av blant annet prisen på gass i forhold til prisen på de energikildene som nyttes i dag. For eksempel er prisen på tung fyringsolje som i stor grad benyttes i prosessindustrien betydelig lavere enn prisen på lette fyringsoljer og propan.

I tillegg til prisen på aktuelle energikilder, vil tekniske fordeler som gir reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader være viktig for industrien. Dette har vært en viktig gevinst for Hydro Aluminium på Karmøy etter at de erstattet fyringsolje med gass til varmeformål. Årsaken til at det er teknisk fordelaktig å benytte naturgass er dens høyere innhold av hydrogen, sammenlignet med kull og olje. Det er også svært lavt innhold av forurensende komponenter som svovel og tungmetaller. Naturgassens tekniske fortrinn sammenliknet med kull og olje er relevante blant annet på følgende områder:

- Større fleksibilitet og reduserte vedlikeholdskostnader i forhold til olje og kull
- Enklere regulering
- Høyere virkningsgrad
- Økt levetid på utstyr
- I enkelte tilfeller kan også produksjonstakten øke.

Introduksjon av gass som energialternativ har så langt ikke ført til etablering av ny industri i Karmøy/Haugesund regionen. Samtlige av Gasnors kunder har erstattet andre energibærere med naturgass.

8.2 Nærmere om miljøkonsekvenser ved bruk av gass i stasjonær energiforsyning

8.2.1 Gasskraft med CO₂ håndtering

De siste årene har det funnet sted en betydelig økning i bruk av naturgass i de industrialiserte landene. Både når det gjelder utslipp av klimagasser og mer lokal forurensing representerer bruk av gass betydelige miljøgevinster sammenliknet med bruk av de øvrige fossile energikildene.

Overgang fra kullkraft til konvensjonell gasskraftproduksjon gir isolert sett en halvering av CO₂-utslippene. Samtidig elimineres utslippene av svoveldioksid helt, i tillegg til at NO_x-utslipp blir vesentlig redusert. I internasjonal sammenheng er dette bakgrunnen for at bruk av naturgass i seg selv ofte vurderes som miljøvennlig.

Konvensjonelle gasskraftverk vil likevel være en betydelig kilde til utslipp av CO₂. For eksempel vil utslippene fra et gasskraftverk med en årlig produksjon på 3 TWh være i størrelsesorden 1,1 millioner tonn CO₂. Fra gasskraftverk med CO₂-håndtering vil en stor andel av CO₂-utslippene kunne tas hånd om. I NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskaping anslås rensegraden til å kunne være i størrelsesorden 80-86 prosent.

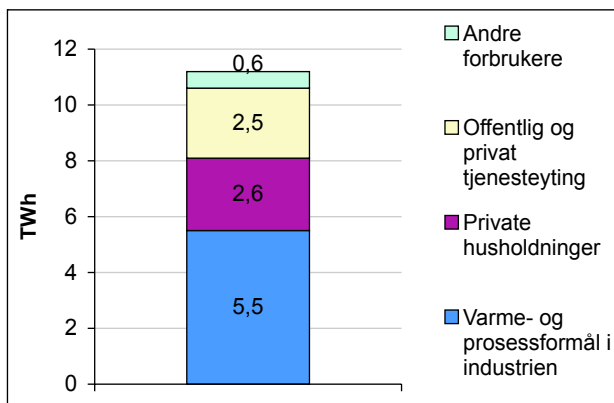
I Norge spiller elektrisitet en svært sentral rolle i energiforsyningen og det er et godt utviklet elektrisitetsnett. Å ta i bruk gasskraft vil generelt styrke elektrisitetsforsyningen og utfylle vannkraften på en god måte. Gasskraft med CO₂-håndtering vil kunne erstatte forurensende gasskraftproduksjon og på den måten spare betydelige utslipp av CO₂. Det vises videre til omtale av gasskraftverk med CO₂-håndtering i kapittel 11.

8.2.2 Direkte bruk av naturgass

Naturgass kan erstatte fyringsolje, ved og elektrisitet til varmeformål i alminnelig forsyning. I prosessindustrien kan naturgass erstatte fyringsolje, elektrisitet og kull til ulike formål. Det er en ulempe at forbrukerne ligger svært spredt. Miljøgevinsten kan bli relativt beskjeden i forhold til kostnadene ved å etablere infrastruktur for transport av naturgass. Naturgass har også en plass innenfor omlegging av energibruk- og produksjon, jf. kapittel 8.3.

Dersom gass erstatter elektrisitet vil miljøgevinsten avhenge av hvilke energikilder som over tid vil benyttes som marginalproduksjon i det nord-europeiske kraftmarkedet, og hvorvidt andre alternative energikilder kunne erstattet den samme elektrisiteten. I de nærmeste årene vil marginalproduksjonen i det nordiske kraftmarkedet være kullkraft eller annen fossilbasert kraftproduksjon. På sikt er det usikkert hva som vil utgjøre marginalproduksjon.

De nasjonale utslippene vil primært bli redusert dersom naturgass erstatter fyringsolje. Forbruket av fyringsoljer var 11,2 TWh i 2000. Prosess- og varmeformål i industrien sto for om lag 49 prosent av dette forbruket. Om lag 23 prosent går til oppvarming av private husholdninger,



Figur 8.2 Oljeforbruk i stasjonær energiforsyning i 2000, TWh

mens oppvarming i offentlig og privat tjenesteyting sto for noe i overkant av 22 prosent av det totale forbruket. Andre forbrukere utgjorde kun en marginal andel av det totale forbruket. Fordelingen av oljeforbruket i stasjonær energiforsyning er illustrert i figur 8.2.

Bruken av fyringsolje er om lag halvert fra 1980 til i dag. Det meste av reduksjonen kom fram til begynnelsen av 1990-tallet. Nedgangen er i stor grad et resultat av myndighetenes virkemiddelbruk, og da særlig avgiftene på fyringsolje. Prisene på fyringsolje er i dag høyere i Norge enn i de fleste andre land. Samtidig er prisen på elektrisitet relativt lav. Dette er en viktig årsak til at bruken av fyringsolje i Norge er langt lavere enn i de fleste andre industriland.

I alminnelig forsyning benyttes lett fyringsolje slik at utslippene av partikler og SO_2 er små i utgangspunktet. En overgang til naturgass kan gi ytterligere reduksjon i utslipp av SO_2 i tillegg til NO_x og CO_2 . Dersom naturgass erstatter vedfyring vil dette gi økt utslipp av CO_2 , men redusert utslipp av blant annet NO_x , flyktige organiske forbindelser og svevestøv.

Prosessindustrien benytter i all hovedsak tung fyringsolje med relativt høyt innhold av svovel til varme- og prosessformål. Prisen på tung fyringsolje er vesentlig lavere enn på lettere varianter. Hvis naturgass erstatter bruk av fyringsolje, vil dette gi fordeler i forhold til både lokale forurensninger og klimagassutslipp.

Regjeringen har i klimameldingen satt som mål at bruken av mineraloljer skal reduseres med 25 prosent i den første Kyotoperioden, 2008 – 2012, sammenlignet med gjennomsnittet for perioden 1996 – 2000. Målsettingen er en del av satsingen på økt bruk av nye fornybare energikilder.

Regjeringen ser av miljøhensyn også positivt på overgang fra fyringsolje til bruk av naturgass.

Figur 8.3 viser utslippene av CO_2 , SO_2 , NO_x og partikler i ulike typer moderne forbrenningsanlegg. Det er tatt utgangspunkt i anlegg av nyere dato og med en størrelse over 1 MW. Tallene viser utslipp per tilført energimengde innfyrt i anleggene.

Utslipp av partikler er størst fra biobrensel, men de kan reduseres betydelig ved bruk av alternativ renseteknologi. Utslippene fra biobrensel er relativt beskjedne fra både avfallsforbrenning og lett fyringsolje. I store forbrenningsanlegg for avfall renses partikkelutslippet. Forbrenning av naturgass gir ikke utslipp av partikler.

Naturgass slipper ut minst CO_2 av de fossile brenslene, men utslippet er mer enn dobbelt så høyt som fra avfallsforbrenning. Utslippene av CO_2 fra biobrensel anses som null fordi den samme mengden CO_2 som frigjøres ved forbrenningen uansett vil frigjøres ved naturlige prosesser.

Utslipet av SO_2 er i stor grad styrt av brensllets svovelinnhold. Naturgass inneholder kun små mengder svovel og utslippene av SO_2 er derfor tilnærmet lik null. Utslippene av SO_2 fra fyringsolje er nærmere 20 ganger så høyt som for naturgass. For biobrensel og avfall ligger utslippene mellom disse to.

Noe forenklet kan det sies at NO_x dannes ved reaksjon mellom luftens oksygen og nitrogen ved høye forbrenningstemperaturer og ved en reaksjon mellom kjemisk bundet nitrogen i brensltet og oksygen i forbrenningsluften. Av figuren ser vi at utslippene av NO_x ved forbrenning av naturgass er betydelig mindre enn fra de andre energibærerene. NO_x -utslippene fra bio- og avfallsforbrenning er for eksempel mer enn 4 ganger så høye som for naturgass. På grunn av strengere krav til utslipp kan det forventes lavere utslipp fra avfallsforbrenning i fremtiden.

Figur 8.3 tar utgangspunkt i innfyrt mengde energi. For å få et fullstendig bilde av utslippene, må en imidlertid ta hensyn til virkningsgraden. For de energibærerene som her er vurdert vil virkningsgradene normalt være om lag 75 prosent for avfalls- og bioforbrenning, 80 prosent for oljefyring og 90 prosent for gasskjel.

Nær all bruk av fossile brenslere til stasjonære energiformål er ilagt CO_2 -avgift. Fyringsolje er i dag ilagt en grunnavgift som ble etablert i 1999 for å forhindre at en økning i elektrisitetsavgiften skulle bidra til en overgang fra bruk av elektrisitet til bruk av fyringsolje til oppvarming. I tillegg er

fyringsoljer ilagt en SO₂-avgift som er gradert etter svovelinnholdet.

I St.meld. nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk går Regjeringen inn for en konvertering av oljefyring til bruk av ny fornybar energi. Som et ledd i dette arbeidet utarbeides det en strategi for konvertering fra oljefyring til ny fornybar energi, blant annet gjennom å stimulere til økt utnyttning av biomasse og metangass fra landbruket og økt bruk av avfall som energikilde.

Når en skal vurdere ulike typer utslipp fra ulike energikilder til oppvarming, må utslippene og skadevirkningene vurderes samlet. Dette gjelder både fyringsolje, naturgass og biobrensel.

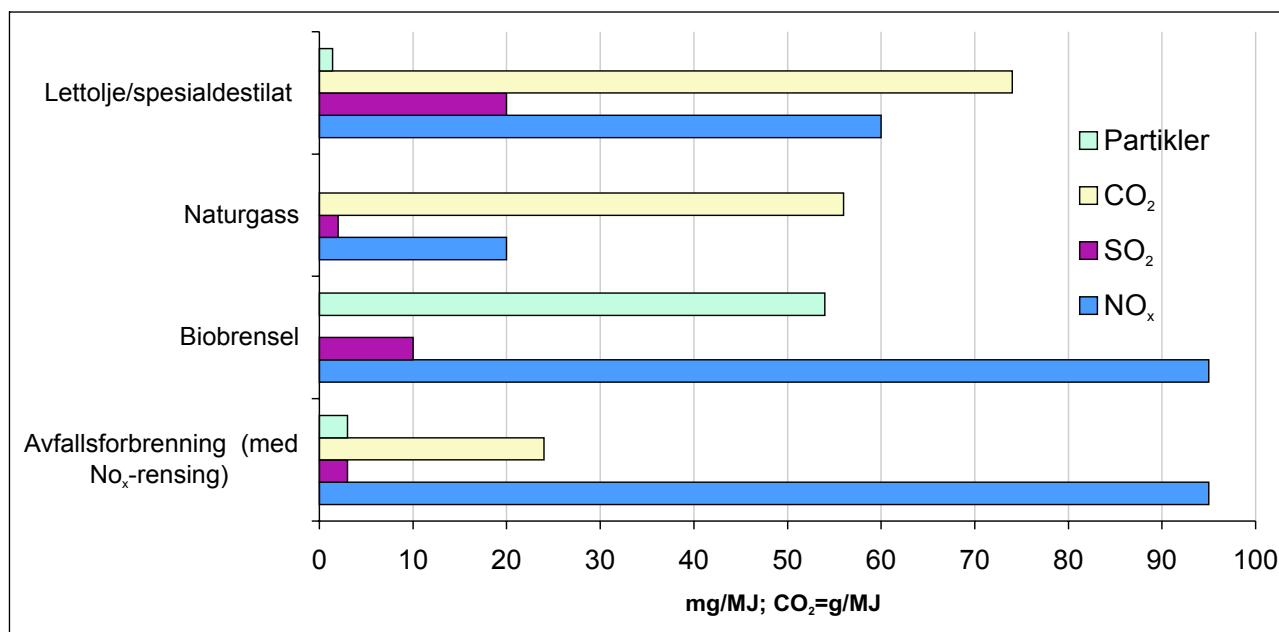
8.3 Enova SF og NVE

Naturgass har en plass innen arbeidet for omlegging av energibruk og produksjon. Stortinget sluttet seg til en slik omlegging gjennom behandlingen av St.meld. nr. 29 (1998-1999), jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Omleggingen fokuserer særlig på å begrense energiforbruket, øke vindkraftproduksjonen, og øke bruken av vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme. Stortinget gjorde det klart at også naturgass skulle omfattes av denne omleggingen. Det ble pekt på at rammene for produksjon inne-

bærer at det må føres en aktiv politikk for å redusere avhengigheten av elektrisk oppvarming.

Politikken for omlegging av energibruk og -produksjon må gjennomføres med vekt på å finne effektive energiløsninger for å imøtekomme de behov en står overfor. En må i denne sammenhengen ta innover seg at forholdene for forbruk og produksjon varierer fra landsdel til landsdel, mellom bygningstyper og er avhengig av befolkningstetthet. Lønnsomheten ved vannbåren varme er best i kalde områder med lang fyringssesong og i store bygg. Fjernvarme er mest aktuelt i tett befolkede områder. Ressursgrunnlaget for utnyttelse av de nye, fornybare energikildene bio, sol, varmepumper, vind, geotermisk energi og tidevannsenergi varierer. I nye bygg står en mye friere til å velge energiopplegg enn i eksisterende bygg. En kan vanskelig pålegge like tiltak for alle uten risiko for betydelige fordelingsproblemer og samfunnsøkonomiske tap. Valget mellom de ulike konkrete løsningene må gjøres lokalt. Sentrale myndigheters rolle må være å angi retningen for utviklingen og stimulere en omlegging på bred basis.

På denne bakgrunn ble det ikke lagt opp til særskilte satsinger rettet mot en enkelt teknologi i energimeldingen. Å la ulike løsninger konkurrere med hverandre er en forutsetning for en robust og langsiktig omlegging av energiforsyningen. Ved å gi ulike alternativer like vilkår vil kon-



Figur 8.3 Utslipp av CO₂, SO₂, NO_x og partikler i ulike typer moderne forbrenningsanlegg. Tallene viser utslipp per tilført energimengde innfyrt

Kilde: Soma Miljøkonsult AS

kurransse sørge for at det er den rimeligste og best egnede løsningen som vil bli valgt i hvert enkelt tilfelle. Konkurransse stimulerer også til nyskaping og kostnadsreduksjon. Sentralt i satsingen var en opptrapping av elektrisitetsavgiften kombinert med tilskudd til investeringer innenfor en ramme på inntil 5 milliarder kroner over 10 år. Dette fikk bred tilslutning i Stortinget. Det ble videre lagt vekt på å arbeide for å forbedre markedets funksjonsmåte, og det ble pekt på nødvendigheten av å få en bedre energiplanlegging og vurdere teknisk forskrift til plan- og bygningsloven i lys av målene for omlegging.

Lønnsomheten ved direkte bruk av naturgass varierer blant annet over landet og mellom type bygg, på samme måte som vannbåren varme basert på andre energikilder. Etter Regjeringens vurdering vil det være hensiktsmessig å legge opp til den samme typen strategi for forvaltning av tilskudd til naturgass som for ny fornybar energi. Det kreves inngående kunnskaper om energisystemet, og satsingen på de ulike energikildene må koordineres. Regjeringen legger vekt på at naturgass og fornybare energikilder også kan bli konkurrerende løsninger noen steder. En viss koordinering av statens satsing er derfor nødvendig for å sikre en effektiv utnyttelse av statens midler.

Enova SF ble stiftet den 22. juni 2001 i Trondheim. Foretaket tok 1. januar 2002 offisielt over ansvaret for statens arbeid knyttet til omlegging av energibruk og energiproduksjon, et arbeid som fram til denne dato hadde vært delt mellom Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og distribusjonsselskapene for elektrisitet.

Enova forvalter Energifondet som ble opprettet 1. januar 2002. Fondet får inntekter fra et påslag på nettariffen (0,3 øre/kWh) og fra ordinære bevilgninger over statsbudsjettet. I 2002 utgjør dette til sammen 470 millioner kroner. Enova skal bruke Energifondets midler til å sette i verk tiltak rettet mot energisparing, mindre bruk av elektrisitet til oppvarming og ny miljøvennlig energiproduksjon.

Midlene til naturgass vil ikke inngå i Energifondet, men vil være et særskilt oppdrag med egne retningslinjer. Enovas kompetanse fra omleggingsarbeidet skal bidra til at gass blir valgt der det er mest hensiktsmessig ut fra en helhetlig energiomlegging.

Regjeringens oppfatning er at midlene til statlig støtte for direkte bruk av gass nå i sin helhet bør legges til post 74 for å samle satsingen. Ved å

legge forvaltningen av midlene til Enova vil gassens rolle innenfor energiomleggingen bli ivare tatt. Hovedfokus i satsingen vil være infrastruktur. Utformingen av slike tilskuddsordninger drøftes nærmere i kapittel 10.6.

Naturgass vil være i konkurranse med andre energibærere og energikilder i energisystemet. Mens Enova SF påvirker konkurransen gjennom forvaltningen av tilskuddsordninger, påvirker NVE utviklingen gjennom ulike reguleringer. Blant annet vil reguleringene av elsystemet være viktig for naturgassens konkurransedyktighet. Selv om vi klarer å få til en god regulering, må den samfunnsmessige nytten av sentrale investeringer vurderes. Analyse som grunnlag for forvaltningen av energisystemet er en hovedprioritering for NVE. Et bedre grunnlag for analyser av investeringer i energisystemet vil bli viktig fremover.

NVE skal følge opp arbeidet med innenlandsk bruk av gass og miljøvennlig gasskraftteknologi. De skal blant annet analysere hvordan gass i det stasjonære energisystemet kan samspille med andre energikilder og energibærere, og vurdere sine reguleringer av energisystemet i lys av dette. Når det gjelder reguleringene av gassrør anser Olje- og energidepartementet at det er hensiktsmessig at departementet ivaretar denne rollen i første omgang, jf. kapittel 9.3.2. Det tas sikte på at denne myndigheten skal delegeres til NVE senere.

8.4 Aktørbildet

I Norge er det flere ulike typer selskaper som har startet gassdistribusjon eller som vurderer dette. Naturgass Vest er et rent gasselskap, men både det lokale kraftselskapet (BKK) og ulike oljeselskaper er store eiere. Gasnor er et rent gasselskap som eies hovedsakelig av oljeselskaper, men Lyse Energi AS har også en eierandel. Hovedinntrykket er at de fleste selskapene har interessen-ter både fra oljeselskaper og fra energiverk, selv om det er unntak fra dette.

I St.meld. nr. 44 (1994 – 95) Norge som gassnasjon heter det at:

«Det kan være ønskelig at selskaper som distribuerer andre energibærere ikke har dominerende eierinteresser innenfor distribusjon av naturgass. Departementet ser det derfor som hensiktsmessig at et enkelt selskap eller en gruppe likeartede selskaper har under halvparten av eierinteressene i slike distribusjonsselskaper.» (side 57).

Regjeringen ønsker ikke å gi føringer for eierskap i gassoverføring og distribusjon. Selskapene må selv vurdere det forretningsmessige i sitt eget engasjement.

Internasjonalt skjer det en selskapsmessig integrasjon mellom blant annet kraftselskaper og gasselskaper. Det later til å være samordningsgevinster og synergieffekter både på produksjonssiden, transportsiden og markedssiden som aktørene kan utnytte. Videre kan det være tilfeller der en produkttype direkte reduserer produksjonskostnadene for en annen produkttype (kostnads-komplementaritet). I mange europeiske land utnyttes for eksempel mulighetene til å etablere lokal elektrisitetsproduksjon basert på gass for å kunne utsette forsterkninger i nettkapasiteten.

En utvikling i retning av å utvide produktspekteret ser en hos de tradisjonelle energiverkene og i oljeselskapene også i Norge.

Flere oljeselskaper har utvidet virksomheten fra å selge fyringsolje og parafin til nå å tilby bioenergi, elektrisitet, propan, naturgass og olje. Sel-

skapene tar også ofte ansvar for drift av oppvarmingssystemet og garanterer kostnadene. Ved å utnytte prisforskjellene mellom energibærerne og alternere mellom ulike energibærere ved grunnlast og spisslast, vil de total kostnadene kunne reduseres.

Norske energiselskaper er tradisjonelt basert på elektrisitetsforsyning. I dag har imidlertid flere selskaper fjernvarmeleveranser, energirådgivning og andre tilbud til sluttbrukerne. Enkelte selskaper som er lokalisert i områder der det er visse muligheter for å få tilgang på naturgass ser på naturgass som en aktuell energibærer i framtida.

Dersom et bredt engasjement og samarbeide på eiersiden kan bidra til at kostnadene ved prosjektene blir redusert, og mulighetene for å nå et større marked blir bedre, vil dette være av betydning for utviklingen. Departementet legger til grunn at selskapene selv vil vurdere organiseringen ut i fra mulighetene for samordningsgevinster og eventuelt komplementaritet mellom ulike produkttyper.

9 Juridiske rammer for gassrør

En satsing på økt bruk av gass innenlands krever en gjennomgang av de juridiske rammene for legging og drift av transmisjonsrør og distribusjonssystemer for gass. Gjennomføringen av gassmarkedsdirektivet i norsk lovgivning innebærer at en slik gjennomgang, og oppfølging gjennom forskrifter, er helt nødvendig. I en situasjon der vi står foran etablering av en ny type infrastruktur er det også uavhengig av gassmarkedsdirektivet, nødvendig å vurdere om de juridiske rammene er hensiktsmessige. I dette kapitlet beskrives de juridiske rammene som i dag gjelder for transport og bruk av gass i Norge.

Det gis en beskrivelse av viktige bestemmelser i gassmarkedsdirektivet, og konsekvenser av dette. Det redegjøres for gjeldende juridiske rammer for gassrør, og behovet for endringer i disse rammene drøftes. I drøftingene skilles det mellom transmisjonsrør og distribusjonsrør.

Bruk av gass medfører utslipp til luft i hovedsak i forbindelse med sluttbruk. De største miljøkonsekvensene her er knyttet til utslipp av CO₂ og NO_x ved brenning av gass. Slike hensyn må ivaretas på ordinær måte gjennom forurensingsloven og gjennom generelle miljøavgifter. Det vises til nærmere drøfting av dette under kapittel 5 om naturgass og miljø.

9.1 Avgrensning av oppstrøms og nedstrøms gassvirksomhet

Det er ulike hensyn som må ivaretas ved regulering av oppstrøms og nedstrøms gassvirksomhet i Norge. Det vil ikke være hensiktsmessig å legge til grunn de samme prinsippene for nedstrømsvirksomheten som for oppstrømsvirksomheten. I oppstrømsvirksomheten vil hensynet til en samfunnsmessig rasjonell forvaltning av olje- og gassressursene være avgjørende for de valgene som blir gjort. Nedstrøms er det kun etablert et fåtall rørledninger på Vestlandet for føring av gass til sluttbrukere. Det er samtidig bred politisk enighet om å satse på å øke den innenlandske bruken av gass. Det innebærer at det må bygges opp en infrastruktur for transmisjon, distribusjon, forsy-

ning og lagring av gass. Vi kan da få en ny ledningsbunden infrastruktur for energitransport i tillegg til elektrisitetsnettet og til dels fjernvarmenettet. Reguleringer av disse infrastrukturene må ivareta hensynet til utvikling av en samfunnsmessig rasjonell energiforsyning. Reguleringen av gassrør spesielt må ivareta hensynet til at det er en infrastruktur som er inne i en oppbyggingsfase. En rasjonell regulering vil være annerledes for en ny infrastruktur enn for en veletablert infrastruktur som elektrisitetsnettet.

En virksomhet som defineres som oppstrømsvirksomhet vil omfattes av petroleumsloven med tilhørende forskrifter, mens nedstrømsvirksomheten i hovedsak faller utenfor petroleumslovens virkeområde. Også gassmarkedsdirektivet (se nærmere under punkt 9.3.1) skiller mellom oppstrøms- og nedstrømsvirksomhet. Slik direktivet er utformet, omfatter det i det vesentligste nedstrømssektoren. Direktivet har imidlertid enkelte regler om tredjepartsadgang til oppstrøms gassrørledningsnett som delvis er forskjellig fra reglene om nedstrømsvirksomhet. Det må også av den grunn foretas en avgrensning mellom oppstrøms- og nedstrømsvirksomhet.

I tråd med Ot.prp. nr. 81 (2001-2002) Om lov om felles regler for det indre marked for naturgass mv. vedtok Stortinget endring i petroleumsloven § 1-6 m) følgende definisjon av oppstrøms gassrørledningsnett:

«Oppstrøms gassrørledningsnett, enhver gassrørledning eller ethvert gassrørledningsnett som drives eller opprettes innenfor rammen av et olje- eller gassproduksjonsprosjekt, eller som brukes for å overføre naturgass fra ett eller flere produksjonsanlegg av denne typen, til et behandlingsanlegg, en behandlingsterminal eller en endelig ilandføringsterminal. De deler av slike nett og anlegg som brukes til lokal produksjonsvirksomhet ved en forekomst der naturgassen produseres, anses ikke som oppstrøms gassrørledningsnett.»

Definisjonen samsvarer med definisjonen av oppstrøms rørledningsnett i gassmarkedsdirektivet art. 2 nr. 2, jf. artikkel 23.

I Ot.prp. nr. 43 (1995-96) Om lov om petroleumsvirksomhet s. 17 sies følgende om petroleumslovens virkeområde:

«Det følger likevel av lovens saklige virkeområde at det ikke er alle typer rørledninger som omfattes av loven. De rørledningene som omfattes er, foruten de fleste rørledninger på kontinentalsokkelen, ilandføringsrørledninger som bringer petroleum i land, dvs til terminal på land, eller eksportrør som bringer petroleum ut fra en terminal på land. Rørledningstransport på land fra en terminal og videre som engrostransport til distribusjonsnett eller endeforbruker, faller utenfor lovens saklige virkeområde. Videre transport som her nevnt har ikke slik tilknytning til utvinningsvirksomheten at det er naturlig å gi petroleumsløven anvendelse for slik virksomhet. Petroleumsløvens regler passer generelt heller ikke for transport- og fordelingsvirksomhet over land.»

Det følger av dette at avgrensningen mellom oppstrøms og nedstrøms gassrørledningsnett hovedsakelig går ved de etablerte ilandføringsstedene for gass. Eksportrørledningene til kontinentet vil være å anse som oppstrømsrørledningsnett og reguleres av petroleumsløven. Gassrør som tilknyttes på ilandføringsstedene for innenlandsk bruk av gass, eller kjøp av gass for LNG – produksjon til innenlandsk bruk, vil ikke påvirke ressursforvaltningen i petroleumsvirksomheten. Disse vil derfor normalt bli å anse som nedstrømsrør. Dette må gjelde uavhengig av om gassrøret går i sjø eller på land. Et rør som går tilbake i sjø etter ilandføringsterminal og videre i sjø langs kysten til en forbruker i Norge anses således som nedstrømsrør også for den delen av røret som går i sjøen. Som en konsekvens av denne grensdragningen vil for eksempel et rør fra terminalen på Tjeldbergodden til Skogn og et eventuelt rør fra terminalen på Kolsnes til Bergen være nedstrømsrør som faller utenfor petroleumsløvens virkeområde.

Dersom innenlandske aktører på den annen side knytter seg direkte til et oppstrøms gassrørledningsnett, kan dette påvirke utvinningen av petroleum. Mange av de vilkårene det vil være aktuelt å stille i plan for anlegg og drift for oppstrøms gassrørledningsnett vil da være aktuelle for grennrøret. Det vil derfor etter omstendighetene kunne være naturlig at slike grennrør anses som oppstrøms gassrørledningsnett som faller inn under petroleumsløvens virkeområde.

Den nærmere grensdragningen mellom opp-

strøms- og nedstrømsrør må foretas konkret i det enkelte tilfellet.

9.2 Eksisterende juridiske rammer

9.2.1 Transmisjonsanlegg – gjeldende rett

Transmisjonsanlegg er knyttet til transport av store volumer under høyt trykk, normalt over lengre avstander og med det formål å forsyne gass til store brukere eller lokale distributører. Grennrør som er koblet på disse høytrykksrørene og som skal bringe gass inn til lokale sentra/store brukere defineres også som transmisjonsrør.

Transmisjonsrør på land vil kreve konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven (PBL) kapittel VIIa, med Olje- og energidepartementet som ansvarlig myndighet. I følge PBL og tilhørende forskrift om konsekvensutredninger gjelder dette rør for transport av gass med en diameter på mer enn 800 mm og en lengde på mer enn 40 km. Videre omfattes rørledninger utenfor industriområder med tilhørende ventilasjoner, pumpestasjoner, kompressorstasjoner og andre tilknyttede innretninger.

Olje- og energidepartementets rolle etter PBL er i dag å sørge for at utredningsplikten blir oppfylt i henhold til regelverket om konsekvensutredninger. Ivaretagelsen av rollen som ansvarlig myndighet for konsekvensutredninger sikrer kun god dokumentasjon for ulike alternative konsekvenser av tiltaket, og gir ikke grunnlag for styring av faktiske beslutninger. Ansvaret for den praktiske utformingen og dermed styring med de faktiske beslutninger som blant annet trasévalg, er i dag lagt til kommunene. Dette kan i dag styres gjennom krav til reguleringsplan etter PBL, samt byggesaksreglene i PBL.

Et transmisjonsrør vil også være underlagt en rekke miljø- og vernelover som kulturminneloven, naturvernloven, forurensningsloven m.fl. Det foreligger allerede en ekspropriasjonshjemmel for gassrørprosjekter i lov om oreigning av fast eiendom. Sikkerheten på land styres i hovedsak av Direktoratet for brann og elsikkerhet (DBE) gjennom lov om vern mot brann, eksplosjon og ulykker med farlig stoff og om brannvesenets redningsoppgaver (brann og eksplosjonsvernloven) og forskrifter til denne loven, jf. nedenfor om krav til sikkerhet.

Gassrørledningene fra feltene på kontinentalsokkelen og til land, inklusive terminaler og tilknyttede anlegg, og gassrørledninger videre til og

med endelig ilandføringsterminal (oppstrømsrørledninger), reguleres av petroleumsloven med Olje- og energidepartementet som ansvarlig myndighet. Saksbehandlingsreglene for konsekvensutredningsprogram/melding og konsekvensutredning er i hovedtrekk de samme etter petroleumsloven som etter PBL. Departementets ivaretagelse av rollen som ansvarlig myndighet for konsekvensutredninger sikrer god dokumentasjon og godt underlag for konsekvenser av tiltaket, men utbygger må for slike rør i tillegg søke om tillatelse til anlegg og drift av rørledninger (PAD) som gis av Olje- og energidepartementet i medhold av petroleumsloven. I tillatelsen kan det settes vilkår om blant annet eierforhold, rørledningens bestemmelsessted, trase, dimensjon, tariff, og om at innretningen skal kunne knyttet til andre innretninger. Olje- og energidepartementet kan med andre ord bestemme vilkår både knyttet til det fysiske anlegget og til økonomiske forhold for oppstrømsrørledningene.

Fiskeridepartementet er ansvarlig myndighet for infrastruktur for sjøtransport. På denne bakgrunn kreves det tillatelse fra Fiskeridepartementet hvis anlegg av gassrørledninger påvirker framkommelighet og sikkerhet for ferdselen i farvannet.

9.2.2 Distribusjonsanlegg – gjeldende rett

Med distribusjonsrør menes det systemet som leverer gass til ulike sluttbrukere og ofte i et geografisk begrenset område. Trykket er ofte under 4 bar. Brukere kan utnytte gassen direkte, blant annet i ovner, som varmekilde i et lokalt vannbåret system, dampproduksjon og til transport. Distribusjonsrør har liten rørdimensjon, og kombinert med stor fleksibilitet i fremføringen er miljøkonsekvensene mindre enn ved legging av transmisjonsrør.

Distribusjonsrør kan under visse forutsetninger bli gjenstand for krav om melding og konsekvensutredning etter plan og bygningsloven (PBL) og tilhørende forskrift om konsekvensutredninger. Dette gjelder for anlegg med investeringskostnader på mer enn 50 millioner kroner og som medfører utarbeidelse av plan etter PBL. For slike anlegg er det planmyndigheten (kommunen) som er ansvarlig myndighet for konsekvensutredningene.

På samme måte som for transmisjonsrør er ansvaret for den praktiske utformingen og dermed styring med de faktiske beslutninger, som blant annet trasévalg lagt til kommunene. Dette

kan styres gjennom krav til arealplan etter PBL, samt byggesaksreglene i PBL.

9.3 Gassmarkedsdirektivet

Europaparlaments- og Rådskommisjonsdirektiv 98/30/EF om felles regler for det indre marked for naturgass (gassmarkedsdirektivet) ble vedtatt i Rådet 22. juni 1998. Direktivet trådte i kraft 10. august 1998 med frist for gjennomføring i EU-medlemmenes nasjonale lovgivning 10. august 2000. Den 26. oktober 2001 besluttet EØS-komiteén å innlemme gassmarkedsdirektivet i EØS-avtalens Vedlegg IV Energi. Beslutningen trådte i kraft 26. april 2002. Stortinget samtykket i EØS-komiteéns beslutning ved behandlingen av St.prp. nr. 42 (2001-2002) om samtykke til EØS-komiteéns beslutning om innlemmelse av gassmarkedsdirektivet i EØS-avtalen.

9.3.1 Generelt om innholdet i direktivet

Gassmarkedsdirektivet etablerer felles regler for transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass, inklusive LNG. Transmisjon og distribusjon av naturgass er transport av gass som skjer med sikte på levering til kunder i høytrykksrørledningsnett (transmisjon) og regionale og lokale rørledningsnett (distribusjon). Direktivet inneholder også regler om organisering av gasssektoren, om hvordan den skal virke, om tilgang til markedet og kriterier og prosedyrer for tildeling av rettigheter til transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass. Videre er det regler i direktivet om oppsplitting av regnskapene til selskaper som driver minst to av virksomhetene transmisjon, distribusjon og lagring av naturgass. Formålet er å hindre forskjellsbehandling, krysssubsidiering og konkurransevridning. Det er ikke krav om atskilte regnskaper for produksjon av gass.

Direktivet inneholder regler om hvordan systemene for transmisjon, distribusjon mv. av gass skal drives, herunder regler om at utenforstående tredjemenn skal sikres adgang til rørledningssystemene på grunnlag av enten regulert eller forhandlet tredjepartsadgang. Direktivet inneholder også regler for å kunne nekte kvalifiserte gasskjøpere tilgang til rørledningene av hensyn til manglende kapasitet i røret, utføring av oppgaver av almen økonomisk betydning og av hensyn til såkalte take-or-pay kontrakter, og dessuten påbud om at det opprettes en nasjonal tvisteløsningsord-

ning som raskt kan løse tvister blant annet om adgang til rørledningene. I tillegg inneholder direktivet krav om opprettelse av en regulator.

I artikkel 23 i direktivet er det tatt inn en egen bestemmelse om at naturgassforetak og kvalifiserte gasskjøpere også skal sikres adgang til oppstrøms gassrørledningsnett for å sikre et konkurransedyktig indre gassmarked (forskjellen mellom oppstrøms og nedstrøms gassrørledningsnett er nærmere beskrevet i punkt 9.1). Bestemmelsen inneholder videre et påbud om opprettelse av en nasjonal tvisteløsningsordning som raskt kan løse tvister om adgang til oppstrømsrørledningene.

Ved gjennomføringen av direktivets oppstrømsbestemmelser vedtok Stortinget ved behandling av Ot.prp. nr. 81 (2001-2002) nødvendige endringer i petroleumsloven. Det vil videre bli gitt utfyllende bestemmelser i petroleumsforskriften.

Ved hjelp av gassmarkedsdirektivet, er målet å etablere et åpent europeisk gassmarked og derigjennom å åpne for konkurranse.

Når det gjelder en nærmere beskrivelse av direktivets enkelte artikler, vises det til kommentarene i St.prp. nr. 42 (2001-2002) om samtykke til EØS-komiteéns beslutning om innlemmelse av gassmarkedsdirektivet i EØS-avtalen.

9.3.2 Gjennomføringsprosessen

I Ot.prp. nr 81 (2001-2002) foreslo Olje- og energidepartementet at gassmarkedsdirektivets nedstrømsregler gjennomføres i norsk rett ved en egen rammelov der de sentrale prinsipper i direktivet nedfelles, og ved forskrift gitt i medhold av loven. Stortinget vedtok i tråd med denne Lov om felles regler for det indre marked for naturgass av 28. juni 2002 nr. 61. Rammeloven gjelder for transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass som ikke omfattes av lov av 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet. I loven nedfelles direktivets sentrale prinsipp om at naturgassforetak og kvalifiserte kunder skal ha rett til adgang til blant annet overførings- og distribusjonsnett for transport og overføring av naturgass. Kvalifiserte kunder omfatter gassfyrte kraftverk, uansett årlig forbruksnivå, og øvrige sluttbrukere som forbruker mer enn 25 millioner Sm³ gass per år og per forbrukssted. Rammeloven gir videre Kongen en generell fullmakt til å gi forskrifter i medhold av loven. I tillegg inneholder loven en såkalt solnedgangsbestemmelse som innebærer at departementet etter fem år skal vurdere om

loven skal revideres. På den måten vil det kunne vurderes nærmere hvorvidt det er hensiktsmessig å fastsette mer spesifikke lovregler for gasssektoren nedstrøms og hvorvidt reglene i rammeloven heller bør inntas i energiloven.

En gjennomføring av gassmarkedsdirektivet nedstrøms innebærer også som nevnt at nærmere regler må inntas i forskrift gitt i medhold av rammeloven. Forskriftsbestemmelsene vil bli utarbeidet i tråd med den strategien for innenlandsk bruk av gass som etableres i denne foreliggende stortingsmeldingen. I det følgende gis en oversikt over hvilke av direktivets bestemmelser som må gjennomføres i denne forskriften.

Forskriften må ha en bestemmelse enten om regulert eller forhandlet tredjepartsadgang. Etter departementets syn vil en rasjonell regulering måtte fortone seg annerledes for en infrastruktur under oppbygning enn for en etablert infrastruktur, som elektrisitetsnettet. Det norske gassmarkedet er et umodent marked og et distribusjonsnett for gass må nødvendigvis bygges opp over tid. I begynnelsen vil det være vanskelig å ha full oversikt over hvordan systemet vil utvikle seg, og en regulert adgang kan gjøre en investering i gasssektoren mindre attraktiv. Elektrisitetsnettet i Norge og i andre land er naturlig monopol underlagt monopolkontroll og det samme er rørledningsnettet for gass i andre land. Det har i stor grad også blitt utviklet støtteordninger for utbygging av slik infrastruktur. Erfaringer har vist at det er nødvendig å beskytte utbygging av slik infrastruktur for å få utviklet nettet og sikre en effektiv drift. Også muligheten i gassmarkedsdirektivet for å søke om unntak for enkelte forpliktelser i direktivet indikerer et behov for minst mulig regulering i en oppbyggingsfase. Departementet mener derfor i utgangspunktet at en i forskriften bør legge til grunn en ordning med forhandlet tredjepartsadgang fremfor regulert tredjepartsadgang.

Forskriften må videre ha en bestemmelse om etablering av en tvisteløsningsordning til behandling av tvister knyttet til forhandlinger om tredjepartsadgang til systemet. Departementet anser det hensiktsmessig at Olje- og energidepartementet i første omgang gis tvisteløsningsmyndighet i forskriften, men det tas samtidig sikte på at denne myndigheten senere skal delegeres til NVE.

Det må i forskriften også etableres grunnlag for etablering av en nasjonal regulatorordning. Regulatoren skal kunne føre en åpen kontroll med forhold som drift, kapasitetsutnyttelse og tredjepartsadgang for å hindre misbruk av domine-

rende stilling. Regulatoren bør være den samme som tvisteløsningsmyndigheten. Departementet foreslår derfor at det i første omgang fastslås at Olje- og energidepartementet skal være regulator, men at det tas sikte på å delegere denne oppgaven til NVE.

Direktivets krav om føring av separate regnskaper for integrerte naturgassforetak som driver minst to av aktivitetene transmisjon, overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass må gjennomføres i forskriften.

Gassmarkedsdirektivet åpner for muligheten til å nekte tredjepartsadgang til rørledningssystemet i nærmere angitte situasjoner. Det er hensiktsmessig at det tas inn en bestemmelse om dette i forskriften. Bestemmelsen må da formuleres som et unntak fra hovedregelen i rammeloven om at naturgassforetak og kvalifiserte kunder skal ha adgang til systemet.

Direktivet krever at landene utformer tekniske minstekrav til konstruksjon og drift vedrørende sammenkobling mellom systemet og LNG-anlegg, lageranlegg, andre transmisjons- og distribusjonssystemer og direkte linjer, det vil si gassrørledninger knyttet til et system. I forbindelse med forskriftsarbeidet vil det bli undersøkt nærmere hvorvidt det allerede eksisterer tekniske forskrifter som tilfredsstillende kravene i gassdirektivet og om det eventuelt er behov for ytterligere bestemmelser om dette.

Direktivet åpner i artikkel 26 for at medlemsland eller et geografisk avgrenset område i et medlemsland kan få unntak fra enkelte sider ved direktivet, herunder kravet til definisjon av kvalifiserte kunder, for å kunne muliggjøre utbygging av en gassektor. Denne unntaksmuligheten vil bli nedfelt i forskriften. Unntak for hele landet kan gjøres dersom landet er å anse som «et marked under oppbygning», d.v.s. en medlemsstat hvor de «første kommersielle leveranser under den første langsiktige gassalgskontrakt» fant sted for mindre enn ti år siden. Kårstø i Rogaland er ett av tre steder for ilandføring av gass i Norge. Her startet Gasnor i mai 1994 det første distribusjonsanlegget for innenlands bruk av naturgass i Norge, slik at unntaksperioden på ti år som direktivet legger opp til, vil utløpe i 2004. Unntaket for hele landet får virkning gjennom en notifikasjon til ESA. Unntak for geografisk avgrensede områder kan på nærmere vilkår påberopes dersom etablering av infrastruktur vil medføre substansielle problemer i slike områder. Begrepet geografisk avgrenset område er ikke definert nærmere i direktivet. Det bør derfor være gode muligheter for å definere de

nye områdene i Norge hvor gassdistribusjon i rør er aktuelt, som slike områder. For å bli omfattet av denne unntaksbestemmelsen må norske myndigheter søke ESA særskilt om å få et slikt unntak.

Ti-års unntaket for hele landet kan man i praksis se bort fra, da det er relativt kort tid til unntaksperioden løper ut. Norge bør heller legge opp til å søke om ti-års unntak for det enkelte område etter hvert som det blir aktuelt. Departementet vil ta stilling til hvorvidt det skal sendes en unntaks-søknad fra norske myndigheter og hvilke av direktivets bestemmelser det skal søkes unntak fra på basis av en vurdering av konkrete behov etter dialog med industrien.

9.4 Krav til sikkerhet

Nye gassanlegg og rørledningssystemer for overføring og distribusjon av gass skal ha en sikkerhetsmessig tilfredsstillende standard.

9.4.1 Utfordringen for sikkerhetsmyndighetene

Arbeids- og administrasjonsdepartementet er overordnet sikkerhetsmyndighet for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen og på land. På land reguleres sikkerheten og bruk av gass blant annet gjennom kravene i brann- og eksplosjonsvernlovgivningen. Dette regelverket håndheves av Direktoratet for brann- og elsikkerhet.

Oljedirektoratet håndhever regelverk for transportsystemer for olje og gass på kontinentalsokkelen. Petroleumsløven gjelder for petroleumsvirksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsføremønstre underlagt norsk jurisdiksjon. Dette gjelder i utgangspunktet uavhengig av om virksomheten foregår på land eller sjøterritoriet. Petroleumregelverket omfatter også petroleumsvirksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsføremønstre som foregår på land, mens sikkerhetsregelverket for anlegg på sokkelen ikke er gjort gjeldende for landanlegg.

En del olje- og gassanlegg på land er fysisk integrert med anlegg på kontinentalsokkelen gjennom rørledninger og kabler. Dessuten kan anleggene på land og på kontinentalsokkelen ha felles styringssystemer og for øvrig være driftsmessig nært integrert. Dette skaper grenseflater som nødvendiggjør et samarbeid mellom Direktoratet for brann- og elsikkerhet og Oljedirektoratet i forbindelse med tilsynet med installering og drift av rørledninger og tilhørende anlegg. Det er for

øvrig opprettet et samarbeid mellom Oljedirektoratet og Direktoratet for brann- og elsikkerhet på dette området.

Vi ser en utvikling i etterspørsel av gass både fra industrien og til boligformål. Forbruket av brannfarlig gass i Norge retter seg stort sett mot LPG (propan, butan) og industrigasser (acetylen). Brannmyndighetene vil spesielt på boligsiden sette inn nødvendige tiltak slik at forbrukerne kan være trygge på at gassinstallasjonene i boligene er formålstjenlige, at monteringen er fagmessig og betryggende utført og at gassdrevne husholdningsapparater er sikre.

Det har vært få ulykker innen gassområdet, både når det gjelder bruk av LPG og ved de avfallsdeponier og kloakkrensaneanlegg hvor bi-gass (metan) avbrennes eller benyttes i fjernvarmeanlegg. Eksplosjonen ved ABC-teateret i Oslo i 1999 viser imidlertid hvor omfattende skadene kan bli ved gass eksplosjoner.

Sammenlignet med de fleste andre land er kundetettheten i Norge svært lav. Potensielle gassbrukere er små, og de topografiske forholdene gjør legging av rør kostbart. På lang sikt er det derfor mest realistisk å forvente at bruken av naturgass er mest aktuell i nærområdene rundt ilandføringsstedene. Der kan imidlertid bruken være knyttet til svært forskjelligartede aktiviteter med særskilte sikkerhetsmessige utfordringer både knyttet til anleggenes tekniske standard og til bruken som sådan.

Utvinning av gass på sokkelen vil spille en stadig viktigere rolle i norsk petroleumsvirksomhet. Dette skaper også utfordringer for sikkerhetsmyndighetene. Oljedirektoratet mottar rapporter om utilsiktede utslipp av hydrokarbongass på innretningene. De fleste utslippene er av liten størrelsesorden. Antallet av slike hendelser gir likevel grunn til bekymring, fordi en eventuell antenelse av et slikt utslipp kan føre til brann- eller eksplosjon som under uheldige omstendigheter kan utvikle seg til en større ulykke.

En eventuell beslutning om bygging av gasskraftverk vil også gi nye utfordringer, som tilsynsmyndighetene vil følge opp.

9.4.2 Sikkerhetsregelverket på land

Forskrift om systematisk helse, miljø og sikkerhetsarbeid i virksomhetene (internkontrollforskriften) gjelder for gassvirksomhet, enten aktiviteten skjer på land eller ute på sokkelen. Dette er en felles forskrift som gir bestemmelser om at den som er ansvarlig for virksomheten, plikter å

sørge for systematisk oppfølging av gjeldende krav fastsatt i arbeidsmiljøloven, forurensningsloven, brann- og eksplosjonslovgivningen, produktkontrollloven, sivilforsvarsloven og lov om elektriske anlegg og elektrisk utstyr.

Høytrykks transportrørledninger

For høytrykks gassrørledninger på land gjelder forskrift om transport av petroleum i rørledning over land. Forskriften gjelder for ilandføringsrørledninger fra første gang de kommer på land, også om de senere krysser sund, fjorder eller andre sjøområder. Formelt grensesnitt mot offshore regelverket er marbakken, men Oljedirektoratet og Direktoratet for brann- og elsikkerhet avtaler et grensesnitt og tilsynssamarbeid i hvert enkelt tilfelle basert på praktiske forhold omkring ilandføringsløsning og trasévalg. Forskriften gjelder for rørledningstransport over land til anlegg og mellom anlegg.

Forskriften stiller tekniske krav til konstruksjon og legging av rørledning som til dels er avhengig av bebyggelse i de områder rørledningen passerer. Den stiller også krav om at det skal reguleres et sikringsfelt langs rørledningen der tillatt aktivitet er begrenset.

Arbeid med revisjon av forskriften er igangsatt. Den reviderte forskriften vil være i samsvar med den tekniske utviklingen på området, og vil i større grad basere seg på at rørledninger utføres etter standarder på området. Planen er at revidert forskrift skal tre i kraft 01.01.03.

Industrianlegg

For nytt utstyr (beholdere, rørsystemer, sikkerhetsutstyr), for trykk over 0,5 bar som er markedsført etter 29. mai 2002, gjelder krav i forskrift om trykkpåkjent utstyr. Forskriften implementerer et EU-direktiv og gjelder for nytt utstyr frem til det tas i bruk første gang. Ellers gjelder forskrift om behandling av brannfarlig vare. I tillegg til krav til utstyret, inneholder denne forskriften også krav til søknader, prosessvurdering, risikoaanalyse, plassering, sikkerhetssystemer osv., og til drift (bruk) av utstyret.

Krav til drift som i dag finnes i forskrift om behandling av brannfarlig vare vil bli videreført i en ny forskrift om drift som er under utarbeidelse. Den nye forskriften tar også med krav fra andre eksisterende forskrifter, blant annet drift av kjeler, som vil være et viktig bruksområde for gass. Det

er planlagt at denne forskriften utarbeides i løpet av 2003.

Transport av naturgass til gassforbrukende utstyr

For distribusjonsrørledninger (med trykk inntil 4 bar) frem til gassforbrukende utstyr legges den svenske gassnormen EGN 01 til grunn. Den er oppdatert og tilpasset gjeldende EU-direktiver.

For gassfremføring innomhus og sikkerhetstiltak i den forbindelse har vi pr i dag ikke spesielt regelverk her i landet, men relevante deler av veiledning om LPG-anlegg utgitt av Direktoratet for brann- og elsikkerhet juni 2000, kan benyttes ettersom risikomomentene i hovedsak er de samme for naturgass og LPG. Hovedforskjellen er at LPG er tyngre enn luft og synker til gulvet, mens naturgass er lettere enn luft og stiger opp til taket hvis det oppstår lekkasjer. Dette må det tas hensyn til ved for eksempel utforming ventilasjonsanlegg.

Gassforbrukende utstyr

Fyringsanlegg for drift av bygninger er søknadspliktige etter plan- og bygningsloven. Montering og plassering av fyringsanlegg er beskrevet i veiledning om fyringsanlegg for flytende og gassformig brensel.

For gassapparat og utstyr til matlaging, oppvarming, produksjon av varmtvann, kjøling og lig-

nende, samt for gassbrennere med tilførselstrykk inntil 30 mbar (millibar) gjelder forskrift om gassapparat og utstyr. Forskriften er basert på et EU-direktiv.

LNG

LNG (propan, butan) blir som regel regassifisert før sluttbruken, og reglene for naturgass gjelder derfor for sluttbruken av LNG.

For lagring og regassifisering av LNG kan veiledning om LPG anlegg legges til grunn.

Nærmere om regelverkssituasjonen

Arbeids- og administrasjonsdepartementet som sikkerhetsmyndighet er av den oppfatning at myndighetene har tilstrekkelig regelverk i forhold til dagens gassbruk. Med øket gassbruk er det aktuelt å utarbeide regelverk på områder hvor vi i dag ikke har et eget regelverk, men støtter oss på utenlandske regler. For å møte denne situasjonen er det satt i gang et samarbeid mellom myndighetene og gassdistribusjonsselskap for å lage regelverk for blant annet gassfremføring innomhus og sikkerhetstiltak i den forbindelse. Dette vil bli gjort ved å komplettere eksisterende regelverk på disse områdene. Det vil også bli utarbeidet relevante veiledninger. Det er planlagt at dette arbeidet vil ferdigstilles innen 01.01.03.

10 Økonomiske rammer for direkte bruk av naturgass

Naturgass utgjør en betydelig del av Norges naturressurser. Det meste av gassen som selges blir eksportert til kontinentet, jf. figur 4.1. Regjeringen ønsker at en større del av våre naturgassressurser skal tas i bruk innenlands.

For å realisere målet om økt bruk av naturgass innenlands vil Olje- og energidepartementet bidra med tilskudd til utbygging av infrastruktur for naturgass. Formålet er å få frem prosjekter som kan gi erfaring med innenlandsk bruk av gass.

Det er etablert økonomiske rammebetingelser som har som formål å øke bruken av gass. De viktigste er fritaket for CO₂-avgift og det tidligere fritaket for investeringsavgift. Det er også bevilget midler til støtte av infrastruktur for naturgass. Støtte til Norges forskningsråds satsing på utvikling av nye miljøvennlige gassteknologier og anvendelsesområder er også viktig for økt bruk av gass.

Rammebetingelsene for gassvirksomheten i Norge bør være stabile og langsiktige. For aktørene i markedet gir dette større forutsigbarhet og mindre risiko knyttet til investeringer og strategier.

I de neste avsnittene blir det gitt en gjennomgang av virkemidler som har vært og er etablert spesielt for å fremme innenlandsk bruk av naturgass. Det omfatter fritaket for CO₂-avgift, fritaket for investeringsavgift og direkte støtte til investeringer i infrastruktur.

10.1 Fritak for CO₂-avgift

Det er i dag fritak for CO₂-avgift ved direkte bruk av naturgass på fastlandet. Et slikt avgiftsfritak bedrer naturgassens relative konkurranseforhold til andre fossile energibærere som fyringsolje og kull. CO₂-avgiften for fyringsolje er 49 øre/liter i 2002. Det totale forbruket av naturgass i Norge i 2001 var om lag 80 millioner Sm³ når man holder metanolproduksjonen på Tjeldbergodden utenfor. Om bruk av naturgass skulle vært ilagt en til-

svarende avgift som fyringsolje ut fra CO₂-utslipp, ville dette økt kostnadene for bruken av naturgass med om lag 35 millioner kroner. Avgiftsfritaket utgjør altså en betydelig støtte til bruk av naturgass.

Regjeringens politikk for å nå de internasjonale klimaforpliktelsene er drøftet i St.meld. nr. 15 (2001-2002) Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk. Regjeringen legger vekt på å få på plass fremtidsrettede virkemidler som reduserer de nasjonale utslippene før Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode. Regjeringen foreslår å innføre et nasjonalt kvotesystem for de utslippskildene som ikke er omfattet av CO₂-avgift der dette er praktisk gjennomførbart, samtidig som dagens CO₂-avgifter beholdes. Bruk av naturgass som energikilde vil dermed bli omfattet av kvotesystemet.

10.2 Investeringsavgift

I Innst. S. nr. 247 (1997-1998) ba et flertall i energi- og miljøkomiteen Finansdepartementet om å vurdere fritak for investeringsavgift for distribusjonsnett for naturgass. Begrunnelsen for dette var at utbygging av infrastruktur for distribusjon av naturgass er kostnadskreven og avhengig av et nødvendig kundegrunnlag. I forskrift fastsatt av Finansdepartementet 6. april 1999 innføres et slikt fritak for investeringsavgift.

Investeringsavgiftsloven ble opphevet fra og med 1. oktober 2002. Dermed er ikke naturgass lenger favorisert gjennom fritaket for avgifter på investeringer i distribusjonsnett.

I Norge er det kun Gasnor ASA på Karmøy som foreløpig har investert i distribusjonsnett for naturgass. Lyse Energi har gjennom sitt heleide datterselskap Lyse Gass, så vidt startet legging av distribusjonsnett for naturgass på Nord-Jæren. Systemet er ikke planlagt tatt i bruk før 2004, men på grunn av legging av annen infrastruktur valgte Lyse også å legge rør i dette område.

10.3 Støtte til økt bruk av naturgass

NVE forvaltet frem til og med 2001 støtte midlene som hadde som formål å øke bruken av naturgass i Norge. Midlene har vært rettet mot kunnskapsoppbygging, introduksjon av teknologi for gassanvendelse og stimulering av norske teknologi- og utstyrsleverandører. Den årlige støtten til dette formålet var i størrelsesorden 5 til 6 millioner kroner. I Olje- og energidepartementets budsjett for 2001 (St.prp. nr. 1 (2000-2001)), ble det bevilget 20 millioner kroner til støtte for et pilotprosjekt for legging av gassrør. Formålet med støtten var å bidra til å gjøre gass tilgjengelig for nye brukergrupper og høste erfaringer. Støtten ble gitt til bygging av gassrør i Bergensområdet. Rørprosjektet ble imidlertid stoppet etter utredningsfasen i 2002, og ubrukte midler ble trukket tilbake.

Det ble i forbindelse med Stortingets behandling av budsjettet i 2001 opprettet en egen post for naturgass under kapittel 1825 på budsjettet. I St.prp. nr. 1 (2001-2002) ble denne satsingen videreført. Årets satsing er på 50 millioner kroner, hvorav 30 millioner bevilges over post 74 og 20 millioner kroner gis som tilsagnsfullmakt. For 2003 har Regjeringen foreslått å bevilge 19 millioner kroner til infrastruktur for naturgass. Videre foreslås det en tilsagnsfullmakt på 20 millioner kroner.

Under Stortingets behandling av budsjettet ble det i Budsj.innst. S. nr. 9 (2001-2002) slått fast at:

«...midlene under kapittel 1825 post 74 skal disponeres av departementet, og ikke av Enova SF, inntil spørsmålet om innenlands bruk av naturgass er avklart i forbindelse med behandlingen av den varslede Stortingsmeldingen om bruk av naturgass».

For inneværende år er det dermed Olje- og energidepartementet som forvalter støtten til infrastruktur for gass. Hvordan støtten til infrastruktur bør organiseres, og Enovas rolle i forvaltningen av støtte midler, er nærmere drøftet i kapittel 8.3 og kapittel 10.6.

De årlige bevilgningene til Norges forskningsråd kan også ses på som en økonomisk rammebetingelse. Forskning vil kunne gi økt forståelse av naturgassens rolle, muligheter og egenskaper. Utvikling av ny teknologi kan gi nye produkter, systemer og prosesser som kan bidra til en mer effektiv og miljøvennlig bruk av gassen, jf. vedlegg 2.

10.4 Konsekvenser av omleggingen av virkemiddelbruken

Etter departementets vurdering har fritakene for CO₂-avgift og investeringsavgift bidratt til å introdusere naturgass i Norge. Bruken av naturgass er fortsatt relativt beskjeden, men i følge aktører i markedet har begge tiltakene vært viktige for at den eksisterende bruken har kommet i stand.

Det generelle bortfallet av investeringsavgift vil imidlertid trolig ha begrenset praktisk betydning for utbredelsen av gass i Norge. Bygging av både fjernvarmeanlegg og distribusjonssystemer for naturgass har vært fritatt for investeringsavgift. Også kostnadsstrukturen knyttet til bygging og drift av disse systemene er relativt like. Et generelt bortfall av investeringsavgiften vil derfor i liten grad påvirke det relative konkurranseforholdet mellom disse systemene.

Regjeringen foreslo i St.meld. nr. 15 (2001-2002) at det skulle opprettes et kvotesystem fra 2005 for de utslippskildene som ikke er omfattet av dagens CO₂-avgift der dette er praktisk gjennomførbart. Innføring av kvoteplikt i et tidlig nasjonalt kvotesystem på områder som i dag ikke er pålagt avgift, vil i hovedsak berøre metallindustrien, kjemisk råvareindustri, sement-, kalk- og lecaproduksjonen, oljeraffinering og bruk av gass som energikilde. Under et slikt system vil nær alle utslippskilder det er praktisk mulig å regulere bli regulert. I forbindelse med behandlingen av tilleggs meldingen ba Stortinget Regjeringen om å utvikle detaljene i det foreslåtte tidlige kvotesystemet.

Innføring av kvoteplikt for bruk av gass som energikilde medfører at miljøkostnadene ved utslipp av CO₂ reflekteres i prisen på gass. Naturgass har lavere karboninnhold per energienhet enn andre fossile brensler. Dette betyr at fremtidig kvotekostnad for naturgass sannsynligvis blir lavere enn for andre fossile brensler. Sammenlignet med bruk av andre fossile brensler vil derfor naturgass bevare mye av sitt konkurransemessige fortrinn.

Når alle kilder nå vil bli omfattet av CO₂-avgift eller kvoteplikt, vil naturgassens konkurransevne endres. I de deler av prosessindustrien, hvor bruken av fossile brensler i dag helt eller delvis er fritatt for avgift, vil gassen styrke sin konkurransevne fordi CO₂-utslippet er mindre enn ved bruk av olje og kull, som i stor utstrekning benyttes i dag. Naturgass vil også bli ilagt kvoteplikt og dette vil trekke i retning av noe redusert konkurransevne i sektorer som tidligere har vært ilagt

CO₂-avgift og i forhold til andre energibærere som ikke har utslipp av CO₂.

I dag er kull og koks som benyttes som reduksjonsmiddel eller råvare i industrielle prosesser unntatt CO₂-avgiften. Også kull og koks anvendt til energiformål i sement- og lecaproduksjon er unntatt avgift. I et tidlig kvotesystem vil naturgass, på grunn av sitt lavere karboninnhold, komme relativt bedre ut enn kull og koks. Dette betyr at gassens konkurranseevne i disse anvendelsene bedres.

I alminnelig forsyning benyttes til en viss grad lett fyringsolje til oppvarming. Fyringsolje er i dag ilagt CO₂-avgift. På grunn av dagens avgiftsfritak for naturgass vil innføring av kvoteplikt redusere konkurranseevnen for gass i forhold til fyringsolje.

Det er et mål å øke bruken av naturgass innenlands. Innføringen av kvoteplikt for bruk av naturgass som energikilde betyr isolert sett at prisen til sluttbruker øker. Hvorvidt dette medfører en vridning i konkurranseforholdet må imidlertid ses i sammenheng med tilskuddsordningen.

10.5 Drøfting av økonomiske rammevilkår

Regjeringen vil søke å ivareta samfunnsmessige hensyn knyttet til innenlandsk bruk av gass gjennom tilskuddsordningen til naturgass. I dette kapitlet drøftes noen generelle problemstillinger ved slike støtteordninger. I tillegg berøres spørsmålet om prisdannelsen på gass og miljøavgifter. Dette er viktige faktorer som påvirker lønnsomheten, men som det er etablert prinsipper for ut fra andre samfunnsmessige hensyn enn innenlandsk bruk av gass.

10.5.1 Avsetning av gass

Etter at Gassforhandlingsutvalget (GFU) ble permanent avvirket fra 1. januar 2002 kan det enkelte rettighetshaverselskap på norsk sokkel selv forestå avsetning av sin egen gass. Det innebærer at aktører fritt kan velge hvilken produsent de ønsker å kjøpe gass fra. Statoil er den største leverandøren og avsetter statens og Statoils gass samlet. Regjeringen legger fortsatt til grunn at norsk gass skal omsettes på markedsmessige vilkår, basert på kommersielle forhandlinger. Det er dette prinsippet som best ivaretar hensynet til målsettingen om høy verdiskapning knyttet til gassressursene på sokkelen og som bidrar til

gode samfunnsøkonomiske løsninger. Dersom det er behov for å ta andre samfunnsmessige hensyn, bør dette i tråd med gjeldende praksis skje gjennom direkte insentiv- og støtteordninger. Slike ordninger vil legge til rette for høyest mulig verdiskapning for hver krone gitt i støtte.

Transportkostnadene ved levering innenlands vil følge av de generelle tariffingsprinsippene i gassrør som til enhver tid gjelder for oppstrømsvirksomheten. I tillegg kommer transportkostnader knyttet til innenlandsk overføring og distribusjon. Olje- og energidepartementet anser det som viktig at det etableres objektive og transparente betingelser for transport av gass på norsk sokkel. Slike betingelser er i tråd med EØS-avtalen. Departementet har utarbeidet forslag til nye forskriftsbestemmelser om prinsipper for adgang til rørledningene og for tariffastsettelse. Forslagene til nye forskriftsbestemmelser ble sendt på høring 10.09.02.

10.5.2 Kvoteplikt på utslipp av klimagasser

Dagens fritak for CO₂-avgift innebærer en lavere verdsetting av miljøet ved bruk av gass enn ved bruk av brenslere som er pålagt slike avgifter. Etter 2005 vil ordningen med fritak av CO₂-avgift for gass oppheves og erstattes av kvoteplikt for CO₂, jf. tilleggsmeldingen til Klimameldingen. Dette er i tråd med prinsippene for en kostnadseffektiv virkemiddelbruk i miljøpolitikken.

10.5.3 Drøfting av ulike prinsipper for støtte

Et generelt problem for myndighetene ved utforming av støtteordninger er at man normalt vil ha begrenset innsikt i selskapenes inntekts- og kostnadsforhold. Det kan ofte være vanskelig å ta stilling til hvor mye støtte som skal til for å utløse investeringer. Staten har som regel mindre informasjon om de faktiske kostnadene enn investor. Selv om myndighetene har god innsikt i teknologier og kostnader, er det ofte ikke mulig å fastslå med sikkerhet om prosjektet også ville blitt gjennomført uten støtte. Dette gjelder særlig når nye områder skal støttes. Problemet med «gratispassasjerer» gjelder alle støtteordninger.

Dersom man velger å fastsette et bestemt kvantumsmål kan myndighetene miste kontroll med kostnadene for å nå disse. Statens tilskudd må være tilstrekkelig høyt til at målet kan nås. Olje- og energidepartementet mener at prosjektenes egen lønnsomhet må være det viktigste grunnlaget for om et prosjekt blir gjennomført.

Myndighetenes støtte skal bare være et begrenset supplement for å bedre økonomien i prosjektene. Derfor ønsker en ikke å sette konkrete mål for omfanget av innenlandsk bruk av naturgass.

Fritak for CO₂-avgift er støtte som utløses automatisk når et tiltak settes i verk. Slike ordninger har en lav administrasjonskostnad og alle prosjekter som er lønnsomme med støtteordningen kan bli realisert.

Hvordan rammebetingelsene for investeringer i gassinfrastruktur utformes, vil påvirke hva slags type transportsystem som blir bygget ut. Naturgass kan transporteres i rør eller i bulk som CNG eller LNG. CNG er best egnet for korte avstander og relativt små volum og distribusjonsformen er kjennetegnet ved relativt lave investeringskostnader og høye driftskostnader, jf. kapittel 3.2. LNG krever større volumer og egner seg spesielt over lange avstander. Store transmisjonsrør krever store volumer for å være lønnsomt. Rørtransport gir de høyeste investeringskostnadene og de laveste driftskostnadene av de tre alternativene. LNG kommer i en mellomstilling.

Støtte gitt for eksempel som en fast prosentandel av investeringskostnadene vil favorisere legging av rør fremfor andre løsninger med lave investeringskostnader og høye driftskostnader. Dette innebærer at slike ordninger vil gi en vridning i retning av investering i rør fremfor LNG og CNG, enn mer nøytrale ordninger.

Støtte til infrastruktur for naturgass kan utformes som driftsstøtte, for eksempel med en støtte per transporterte standardkubikkmeter. En slik støtteform kan ha høy risiko sett fra investors side fordi man vil være avhengig av at støttesystemet videreføres gjennom årlige bevilgninger. Risikoen vil være større jo større investeringene er. Ved store investeringer i kostbart produksjonsutstyr har investor bundet opp mye kapital med lav alternativverdi dersom driften ikke er lønnsom.

Olje- og energidepartementet stiller som krav til støtte at den ikke subsidierer gasstransport til konvensjonelle gasskraftverk. Statens eventuelle bidrag skal avgrenses til merkostnader knyttet til andre formål.

10.5.4 Statsstøttereguleringene

Da mye av gassinfrastrukturen i Europa ble utbygd, hadde myndighetene i de ulike landene relativt stor frihet til å støtte opp under denne utviklingen, jf. kapittel 3.3. I dag er det innen EU/EØS-området vesentlig mer begrensede muligheter for en aktiv politikk på dette området. EUs

statsstøttereguleringer legger viktige føringer for innretningen av statsstøtte og hvilke støtteordninger som kan iverksettes av staten.

Etter EØS-avtalens artikkel 61 (1) er det i utgangspunktet forbudt å yte statsstøtte dersom den vrir, eller truer med å vri konkurransen ved å begunstige enkelte foretak eller produksjon av enkelte varer. Det er unntaksregler i artikkel 61 (3) som tilsier at ESA i mange tilfeller likevel kan godta støtteordninger innenfor visse grenser. Det gjelder blant annet støtte til miljøtiltak, forskning og utvikling, små og mellomstore bedrifter og regionalstøtte. Det er større adgang til å gi investeringsstøtte enn driftsstøtte. Slik støtte må forhåndsmeldes til ESA og kan ikke tildeles før ESA har gitt sin godkjenning.

Når et gitt prosjekt får støtte fra mer enn en støtteordning må støtten kumuleres. Den samlede offentlige støtten vil være avgjørende for vurderingen av om den høyeste tillatte grensen er overskredet.

Generelle økonomiske tiltak faller utenfor støttebegrepet. Det gjelder for eksempel støtte som omfatter hele næringslivet slik at den ikke gir fordeler til enkelte bedrifter eller bestemte deler av næringslivet. Også dersom staten gir foretak oppgaver av allmenn økonomisk betydning kan en tilskuddsordning falle utenfor statsstøttereguleringene.

Departementet har innhentet to juridiske vurderinger knyttet til satsingen på å ta i bruk gass innenlands og realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Olje- og energidepartementets strategi for satsingen på infrastruktur for naturgass er å bidra til at gass blir gjort tilgjengelig i flere sentrale områder i landet og hos enkelte større sluttbrukere. Satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering vil gjennomgå flere faser, fra forskning og utvikling til drift av ferdige anlegg. Satsingen må vurderes i lys av ulike deler av EØS-avtalens bestemmelser. Departementet vil ta kontakt med ESA for å drøfte hvordan opplegget mer konkret kan utformes.

Det vises til vedlegg 5 for en nærmere gjennomgang av regelverket for statsstøtte.

10.6 Utforming av støtteordning for økt bruk av naturgass

10.6.1 Om støtteordningen

For å realisere målet om økt bruk av naturgass vil Olje- og energidepartementet bidra med tilskudd til utbygging av infrastruktur for naturgass. Etter

departementets vurdering vil det i en introduksjons- og utviklingsfase være nødvendig med offentlig støtte for å få utbygget infrastruktur for gass. Satsingen må imidlertid være innenfor våre internasjonale miljøforpliktelser.

En forutsetning for lønnsomhet ved transport av gass er at det er tilstrekkelig etterspørsel. Avstanden fra ilandføringsstedene til de potensielle markedene vil også være viktig for lønnsomhet i gassrør. I tillegg vil blant annet topografi spille en rolle.

I de tilfeller hvor markedene ikke er så store at det vil være aktuelt med transport i rør, vil LNG kunne benyttes. LNG kan da fraktes som bulk, på for eksempel skip, fra produksjonsstedet til kundene. Med en slik transportform kan utbygger sikte seg inn mot de kundene som lettest kan gå over fra olje eller kull til naturgass. Distribusjon av gass som LNG vil gjøre gass tilgjengelig og på denne måten er det mulig å utsette bygging av transmisjonsrør til lønnsomheten i slike rør er tilfredsstillende. Det vises til vedlegg 1 for en nærmere analyse av kostnader knyttet til transport av LNG.

Departementet legger til grunn at utbyggingen av distribusjonsnett vil komme gradvis dersom gassen blir gjort tilgjengelig. Normalt må det legges til grunn at distribusjonsnett utvikler seg på kommersielle vilkår. Utbygging av distribusjonssystem for naturgass har mye lavere kostnader enn store transmisjonsrør. Dette skyldes blant annet at rørene er av plast og at de er mindre i diameter. Videre er det vanlig at flere typer infrastruktur blir lagt i samme grøft. Dette vil kunne redusere kostnadene ved legging betydelig. Distribusjonsrørssystemer bygges også ofte ut gradvis, mens et transmisjonsrør er en stor engangsinvestering med høy risiko.

Tilgang på gass i et område vil kunne gi både brukere og myndigheter viktig erfaring. For eksempel er det nødvendig å øke kunnskapen i forhold til sikkerhet, hvilke tekniske løsninger som er mulige og lønnsomheten ved overgang til gass fra andre mer forurensende energibærere.

Ved etablering av gassnett og elektrisitetsnett har det i de fleste land normalt vært en form for organisert støtte eller beskyttelse mot konkurranse. Den har vært utformet som blant annet tilknytningsplikt- og rett, offentlig eide selskaper med ansvaret for hele verdikjeden fra import til sluttbruker og investeringstilskudd. I mange tilfeller har distribusjonsselskapene hatt monopol på gassleveransene innen et område. Videre har

samme selskap i mange områder hatt ansvaret for både gass og kraftforsyningen med muligheter for krysssubsidiert og prisdiskriminering. Også i Norge har det vært omfattende tilskuddsordninger ved utviklingen av elektrisitetssystemet.

I utgangspunktet er det ikke noe i veien for at markedet skal kunne ivareta utviklingen av infrastruktur, men i praksis kan det være vanskelig. Årsaken er i stor grad at det innebærer store irreversible investeringer. En tilfredsstillende finansiering krever sikkerhet for et visst nivå på kundegrunnlaget eller at tilstrekkelig mange kunder forplikter seg på forhånd. Det kan være vanskelig å reise privat kapital til utvikling av denne typen systemer fordi usikkerheten er stor og lønnsomheten ofte begrenset. Slike forhold kan tale for at det offentlige bør ha en aktiv rolle i en startfase.

Regjeringen ønsker derfor å videreføre dagens ordning med støtte til infrastrukturprosjekter for gass, jf. budsjettets kapittel 1825, post 74. Et viktig kriterium for tildeling av støtte er at den skal være utløsende for prosjektet. Det betyr at støtte kun skal gis til prosjekter som er avhengig av støtte for å realiseres. Det er etter departementets syn mest aktuelt å støtte bygging av transmisjonsrør eller anlegg knyttet til transport av LNG der formålet er å gjøre gassen tilgjengelig til nye områder og det oppnås en betydelig miljøgevinst. Støtte til distribusjonsrør vil falle utenfor disse rammene.

Departementet er av den oppfatning at det er viktig å bidra til at flere områder sikres tilgang på naturgass. Departementet ønsker å bidra til at det bygges et sikkert og effektivt transportsystem for gass til de mest lønnsomme områdene, og vil arbeide aktivt for en slik utvikling. I de nærmeste årene vil derfor utbygging av infrastruktur være en prioritert oppgave. Satsingen vil gi verdifull erfaring til å vurdere grunnlaget for videre introduksjon av naturgass i Norge. Støtten vil bli vurdert i de årlige statsbudsjettene og vil måtte være innenfor gjeldene budsjettammer.

10.6.2 Aktuelle områder

Noen steder peker seg ut som mer aktuelle enn andre i en oppstartsfase. Flere steder i Norge kan etterspørselen etter naturgass bli betydelig. Dette gjelder særlig større byer som Bergen, Stavanger og Trondheim. I Grenlandsområdet er det blant annet et betydelig potensial for overgang fra våtgass og olje til naturgass. I Østfold er det relativt små avstander mellom industrilokaliseringene og

det er potensiale for overgang til naturgass. Kostnadene ved å legge transmisjonsrør til disse områdene varierer.

Et mulig gassrør til Trondheimsområdet vil være avhengig av en stor bruker, for eksempel i form av et gasskraftverk i Skogn, for å få et tilstrekkelig stort volum og dermed lønnsomhet i røret. Rør inn Trondheimsfjorden er per i dag mindre sannsynlig på grunn av at forhandlingen om gass mellom Statoil og Industrikraft Midt-Norge er avsluttet uten at partene kom til enighet. Aktører i regionen vurderer imidlertid mulighetene for å transportere LNG til Trondheim.

Til Østlandsområdet, og da spesielt med industrien i Grenland som stor potensiell avtaker, har muligheten for legging av gassrør lenge vært diskutert i forbindelse med et gassrør til Polen. Dette prosjektet er i dag usikkert, men det vurderes også andre rørløsninger til området.

Et planlagt rør til Bergen er utsatt fordi Naturgass Vest først ønsker å bygge opp et tilstrekkelig marked i Bergensområdet. Gassen vil bli transportert til Bergen og andre brukere på Vestlandet i form av LNG.

Gasnor har begynt byggingen av et LNG-anlegg på Kårstø. Levering fra dette anlegget vil ta til tidlig i 2003. Lyse Gass har planer om rør til Stavanger (Rogass) og dette er i dag det mest konkrete prosjektet når det gjelder bygging av stor rørinfrastruktur i Norge.

Aktørene må selv vurdere lønnsomheten ved legging av gassrør opp mot en LNG-løsning. De løsningene som aktørene velger vil bli lagt til grunn ved behandling av søknaden.

I tillegg til de store byene og større industribedrifter, eksisterer det flere bedrifter langs kysten som i dag bruker olje eller kull til prosess- og energiformål. Mange av disse bedriftene kan gå over til naturgass. De fleste ligger isolert og langt fra hverandre. Det vil derfor være meget kostbart å bygge én rørløsning til hver enkelt bedrift. Transport av naturgass i form av LNG er derfor et alternativ til bygging av rør, jf. blant annet kapittel 4 om Naturgass Vest og Gasnor sine planer for distribusjon av LNG. En overgang fra olje eller kull til naturgass vil gi reduksjoner i utslipp av både klimagasser og andre miljøskadelige stoffer, jf. kapittel 8. Regjeringen kan bidra med finansiering der forholdene ligger til rette for det, slik at gass over tid kan gjøres tilgjengelig i flere sentrale områder i landet og hos enkelte større punktbrukere. Aktuelle eksempler kan være Midt-Norge og Grenland.

10.6.3 Forvaltning av støtteordningen

I Budsj. innst. S. nr. 9 (2001-2002) ba Energi- og miljøkomiteens flertall om at midlene under kapittel 1825, post 74 ble forvaltet av departementet inntil spørsmålet om innenlands bruk av naturgass er avklart i forbindelse med behandlingen av denne meldingen.

Hovedlinjene i energipolitikken er trukket opp gjennom St.meld. nr. 29 (1998-1999) og Innst. S. nr. 122 (1999-2000). I innstillingen var det relativt bred enighet om å få til en omlegging av energibruk og energiproduksjon. Omleggingen omfatter en satsing på å begrense energiforbruket mer enn om utviklingen overlates til seg selv, øke vindkraftproduksjonen og øke bruken av vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmpumper og spillvarme. Opprettelsen av Energifondet og Enova var et ledd i politikken for å nå disse målene. Stortinget gjorde det klart at også naturgass skulle omfattes av denne omleggingen. Det ble pekt på at rammene for produksjon innebærer at det må føres en aktiv politikk for å redusere avhengigheten av elektrisk oppvarming.

Som for vannbåren varme, varierer lønnsomheten ved direkte bruk av naturgass blant annet mellom ulike deler av landet og mellom ulike typer av bygg. Etter Olje- og energidepartementets vurdering vil det være hensiktsmessig å legge opp til den samme typen strategi for forvaltning av tilskudd til naturgass som for fornybar energi. Det kreves inngående kunnskaper om energisystemet, og satsingen på de ulike energikildene må koordineres. Regjeringen legger vekt på at naturgass og fornybare energikilder også kan bli konkurrerende løsninger noen steder. En god koordinering av statens satsing er derfor nødvendig for å sikre en effektiv utnyttelse av statens midler.

Enova ble opprettet for å sikre at det blir gjort helhetlige vurderinger i arbeidet med omleggingen. Enova skal arbeide markedsnært og møter energibrukere og småprodusenter over hele landet. Enova har gjennom sine kontakter og nettverk av operatører en kanal mot energibrukere og mindre produsenter som man vil kunne dra nytte av i arbeidet med naturgassinntroduksjon. Dersom en tar naturgass ut av Enovas portefølje må aktørene forholde seg til flere ulike forvaltningsinstitusjoner, jf. kapittel 8.3. Etter Regjeringens vurderinger er det derfor mest hensiktsmessig at Enova i fremtiden forvalter støttemidlene til infrastruktur for naturgass. Enovas kjerneoppgaver vil fortsatt være knyttet opp mot nye fornybare energikilder og energisparing.

Det har tidligere vært skilt mellom Enovas midler over Energifondet og midlene som bevilges over kapittel 1825, post 74, jf. Ot.prp. nr. 35 (2000-2001) og Innst. O. nr. 59 (2000-2001). Om Energifondets bruksområdet heter det i Innst. O. nr. 59 blant annet at :

«... det kan gis støtte til gassprosjekter innenfor rammen på 5 milliarder kroner over 10 år»,

videre at:

«... støtte til naturgassprosjekter må tildeles på grunnlag av at det kan dokumenteres en klar miljøgevinst både lokalt og i forhold til globale klimagassutslipp».

Komiteen var også enig i departementets presisering om at fondsmidlene ikke skal brukes til å støtte produksjon av elektrisitet basert på naturgass. Komiteen mente dessuten at store infrastrukturprosjekter knyttet til gass må finansieres over statsbudsjettet.

Regjeringens oppfatning er at gassmidlene nå i sin helhet bør legges til post 74 for å samle satsingen. Ved å legge forvaltningen av midlene til Enova vil helheten i energiomleggingen blir tilstrekkelig ivaretatt. Midlene til gass vil på denne måten være et særskilt oppdrag på siden av Ener-

gifondet, med egne retningslinjer for forvaltningen av disse.

Det er dermed nødvendig å utforme særskilte kriterier for tildeling av støtte til distribusjon av naturgass over kapittel 1825, post 74. Slik kan en sette klarere rammer for satsingen på naturgass. Videre kan prosjektene i mange tilfeller også være svært store og passe dårlig innenfor fondet.

Kriterier kan for eksempel være:

- krav om forpliktende samarbeid mellom parter som har interesse av infrastrukturen i en region
- krav til dokumentasjon av markedspotensialet
- krav til egenfinansiering
- krav om prosjektfinansiering av større prosjekter
- en vurdering av alternative energiløsninger og hvordan satsingen passer inn i energisystemet
- krav om dokumentasjon av miljøvirkninger og forholdet til fornybare energikilder
- en vurdering av kostnadene ved alternative transportløsninger.

Det eksisterer flere kompetente miljøer innenfor direkte bruk av naturgass. Det miljøet med lengst erfaring er lokalisert i Rogaland og da spesielt miljøet rundt Gasnor og GassSenteret på Karmøy.

Boks 10.1 Arbeidet for økt bruk av naturgass på Haugalandet

Denne regionen har lang erfaring med bruk av gass. Det gjelder både ilandføring og prosessering av gass på Kårstø, men også distribusjon i rør på Karmøy og Haugesund. Som en følge av dette har det etablert seg et kompetansemiljø knyttet til naturgass spesielt, og energi generelt i regionen. Representanter for både FoU-miljøene, næringslivet og kommunene er enige om at den kompetanse som finnes innen praktisk bruk av naturgass, prosjektering, bygging, service og drift av anlegg og annet gassforbrukende utstyr må samles og utvikles videre.

Rogaland fylkeskommune, GassSenteret og kommunene Haugesund, Karmøy, Tysvær og Bokn og Haugalandrådet, samt næringsliv og kompetansemiljøene i regionen har på bakgrunn av dette tatt initiativ til en tredelt modell for satsing på bruk av gass i Norge.

To av elementene i modellen er direkte knyttet til regionen og innbefatter oppretting av et

nasjonalt kompetansesenter for praktisk anvendelse av gass. Initiativtakerne foreslår at senteret opprettes på Haugalandet og at det skal bygge videre på allerede etablerte fagmiljøer. Videre foreslås det opprettet et investeringsselskap for bygging av infrastruktur til distribusjon av naturgass. Til slutt foreslås det at det opprettes et innovasjonscenter for forskning, utvikling, innovasjon og kommersialisering av ny teknologi for miljøvennlig bruk av naturgass til industri- og energiformål. Initiativtakerne foreslår at dette senteret skal etableres i et nettverk mellom miljøene på Kårstø/Rogaland og Grenland.

Initiativtakerne bak et nasjonalt kompetansesenter for gass mener fokus for senteret bør være praktisk anvendelse av gass rettet mot sluttbruker. Videre er målet at senteret skal medvirke til økt verdiskapning basert på gass og at dette skal skje gjennom kompetanseutvikling og utvikling av måter å anvende ny teknologi på.

Andre miljøer med erfaring fra direkte bruk av gass er lokalisert i Hordaland med Naturgass Vest og Hordaland Olje- og gassenter som de mest profilerte. Det er også tatt liknende initiativ både i Trøndelagsregionen, på Østlandet, i Nordland og i Stavanger. I tillegg eksisterer det flere teknologimiljøer med høy kompetanse. I Trondheim har det i tilknytning til teknologimiljøet vokst frem et sterkt gasskompetansemiljø. En vellykket satsing på bruk av gass i Norge betinger et samarbeid mellom de ulike aktørene. Det er derfor Regjeringens syn at Enova må søke å få etablert et konstruktivt samarbeid med disse miljøene. Et slikt samarbeid vil bety utveksling av ideer og erfaringer og vil kunne bidra til en kompetanseheving hos alle parter. Miljøer der private aktører har tatt initiativ til å etablere operative innovasjonsmiljøer vil være en viktig ressurs å utnytte for å få kraft i satsingen på økt bruk av gass.

Rogaland er den regionen som har mest erfaring med direkte bruk av gass. Et samlet gassmiljø på Haugalandet har tatt initiativ til opprettelsen av et nasjonalt kompetansesenter for praktisk anvendelse av gass. Videre foreslås det å opprette et investeringsselskap for infrastruktur og et innovasjonssenter for forskning og utvikling. En kort oppsummering av dette initiativet er gitt i boks 10.1

Regjeringen mener det er viktig å tilrettelegge for informasjon, rådgiving, opplæring og praktisk

anvendelse av gass rettet mot sluttbruker. Regjeringen støtter derfor opprettelsen av et eget nasjonalt kompetansesenter for slik virksomhet knyttet til det etablerte kompetansemiljøet på Haugalandet. Virksomheten i kompetansesenteret bør rettes både mot private husholdninger, offentlige etater, industrien og næringslivet for øvrig. Senteret bør i utgangspunktet være selvfinansiert, men med et statlig bidrag knyttet til utgiftene til oppgaver som senteret får et særskilt nasjonalt ansvar for.

Selv om et slikt senter på Haugalandet kan få et særskilt nasjonalt ansvar for å utvikle opplærings- og rådgivingsoppgaver overfor sluttbruker, er det viktig at også andre gassmiljøer kan trekkes aktivt inn i arbeidet med informasjons- og veiledningsoppgaver. Det kan gjelde bedriftsrådgiving, uttesting av nye produkter, produksjonskonsepter mv. Denne typen initiativ er verdifulle fordi de springer ut av et samarbeid mellom industri, energileverandører, forskningsmiljøer og lokale myndigheter. Vilje til satsing, og tro på mulighetene er nødvendig for å kunne utnytte noe av gassressursene til økt verdiskapning. Regjeringen foreslår at det åpnes for å gi støtte til etablering av slike miljøer over kapittel 1825, post 74.

Når det gjelder opprettelsen av et innovasjonsselskap for utvikling av miljøvennlig gasskraftteknologi, vises det til kapittel 11.

11 Miljøvennlig gassteknologi – gasskraftverk med CO₂-håndtering

11.1 Innledning

Satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering er et hovedelement i Regjeringens energipolitikk. Regjeringen har som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering. Opplegget for politikken på dette området ble gitt en bred omtale i Sem-erklæringen:

«Samarbeidsregjeringen har som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å etablere CO₂-frie gasskraftverk.

For å framskynde CO₂-frie gasskraftverk innføres det en tidsbegrenset støtteordning for produksjon av slike gasskraftverk tilsvarende refusjon av en hel elektrisitetsavgift på 2002-nivå. Det forutsettes at ordningen kan gjennomføres innenfor rammen av EØS-avtalen. På det tidspunkt CO₂-frie gasskraftverk realiseres, innføres samme vilkår for produsenter av nye fornybare energikilder (bioenergi, vindkraft mv.).

Bevilgningen via Norges forskningsråd til energiforskning økes med 100 mill. kr. over 2 år. Forskningsprogrammene skal blant annet omfatte renseteknologi, energieffektivitet og kommersiell anvendelse av CO₂.

Det etableres et samarbeidsprogram med industrien med sikte på å realisere CO₂-frie gasskraftverk. Ulike modeller for hvordan dette kan organiseres og finansieres vurderes.

Det foretas umiddelbart en nasjonal og internasjonal undersøkelse av den teknologiske og miljømessige status knyttet til etableringen av gasskraftverk, herunder best tilgjengelig miljøvennlig teknologi. Samarbeidsregjeringen vil på den bakgrunn foreta en løpende vurdering av kravene i utslippstillatelsene for Naturkraft AS og Industrikraft AS i forhold til forurensningslovens § 18. punkt 3. Vurderingen skal bygge på at ny teknologi er kommersielt tilgjengelig.»

Både for å kunne erstatte forurensende energi-produksjon og for å opprettholde en sikker og ren energitilgang, er det behov for å arbeide for miljø-

vennlig ny energiproduksjon. Et kvotesystem for klimagasser vil være et viktig virkemiddel for å legge rammer for energiproduksjonen, men det trengs i tillegg en kraftig innsats for å utvikle ny teknologi. Regjeringen har en målsetting om at en vesentlig del av utslippsreduksjonene som Norge må gjennomføre for å oppfylle sin utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen skal komme gjennom nasjonale tiltak.

Store deler av verdens energiforbruk dekkes av fossile brensler. På bakgrunn av dette kan det være store miljøgevinster ved utvikling av teknikker for å redusere eller fjerne utslippene av CO₂. Forskningen på dette området har pågått siden 1970-tallet, men det er først i de siste ti årene at den har vært av noe særlig omfang. I de senere årene er det presentert ulike teknologikonsepter for fjerning og deponering av CO₂ fra kraftproduksjon. CO₂ kan fjernes både ved utskillelse i forkant og i etterkant av kraftproduksjonen.

Det er en rekke årsaker til at det er viktig at det i Norge arbeides med å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering:

- De vil gi vesentlig lavere utslipp av klimagasser enn konvensjonelle gasskraftverk
- Det synes å være geologiske muligheter for lagring av CO₂ i reservoarer på kontinental-sokkelen, og på sikt også muligheter for salg av CO₂ til trykkstøtte offshore
- Å utvikle gasskraft med CO₂-håndtering, kan gi norsk elektrisitetsproduksjon et teknologisk forsprang
- Etablering av slik virksomhet og infrastruktur for CO₂ vil kunne gi synergieffekter og danne grunnlag for annen gassbasert virksomhet.

Konvensjonelle gasskraftverk vil være en betydelig kilde til utslipp av CO₂. For eksempel vil utslipp av CO₂ fra et gasskraftverk med en årlig produksjon på 3 TWh være i størrelsesorden 1,1 millioner tonn. I et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil en stor andel av CO₂-utslippene kunne tas hånd om. Rensegraden anslås ofte til 80-86 prosent sammenliknet med konvensjonell teknologi.

Boks 11.1 Status for norske aktiviteter

Statoil

Statoil har arbeidet med teknologier for reduksjon av CO₂-utslipp fra kraftproduksjon siden 1987. Statoil har blant annet gjennomført et 3-årig CO₂-program, der selskapet har utviklet og vurdert teknologi og løsninger for fjerning og deponering av CO₂ fra gasskraftverk, samt reduksjon av CO₂ fra eksisterende og nye anlegg på land og på sokkelen. I dette arbeidet er det dokumentert at separasjon og injeksjon av 1 millioner tonn CO₂ fra et 400 MW kraftverk er teknisk gjennomførbart. Teknologien innebærer at eksosen føres ut i et eget renseanlegg der CO₂ separeres ut i etterkant av kraftproduksjonsprosessen. CO₂-deponeringen er i dette prosjektet beregnet transportert offshore og injisert i den vannførende formasjonen Utsira.

Utredningen viser at totale kostnader for investering i separasjonsanlegg, rørledning og injeksjonsbrønn blir 3,1 milliarder kroner. Samlede investeringer i kraftverket øker fra 2 til 5 milliarder kroner for kraftverket, og tilsvarer en tiltakskostnad på 470 kroner /tonn.

Statoil vurderer planer for et demonstrasjonsanlegg for separering og deponering av CO₂ fra kraft/varmeproduksjon basert på naturgass på et av sine lokaliseringssteder, jf. kapittel 11.8.

Som eneste operatør i verden har også Statoil vunnet erfaring med deponering av CO₂ fra Sleipner-feltet i Utsira-formasjonen. CO₂ bli separert fra naturgassen for at denne skal møte markedskravene på kontinentet. Et eget FoU-program (SACS) med bred internasjonal deltakelse er etablert for å overvåke og lære av denne operasjonen.

Norsk Hydro

Hydros aktiviteter på gasskraft med CO₂-håndtering fikk stor oppmerksomhet med konseptet Hydrokraft, som ble presentert som konkrete planer våren 1999. Hydrokraft var basert på en teknologi for utskilling av CO₂ i forkant av produksjonsprosessen. Hydrokraft var tenkt med en kapasitet på 1200 MW. Kraftverket ville slippe ut om lag 0,47 millioner tonn CO₂. I tillegg ville kraftverket ha NO_x-utslipp på linje med eller lavere enn et konvensjonelt kraftverk. Lønnsomheten i prosjektet var knyttet til en mulig avsetning på CO₂-gassen som injeksjonsgass til Granefeltet.

Planene for Hydrokraft ble av flere årsaker lagt på is i 2000. I løpet av prosessen ble det imidlertid gjort utprøvinger av turbiner og brennkammer som har gitt viktige resultater for videre forskning og utvikling av teknologien.

Hydro har i de senere årene rettet oppmerksomheten mot et annet teknologikonsept for CO₂- og NO_x-fri gasskraft, Advanced Zero Emission Powerplant (AZEP). Det er et konsept for et oksygenfuel kraftverk. Hydro har allerede inngått en samarbeidsavtale med en turbinprodusent, Alstom Power. I samarbeid med blant annet

Alstom er det etablert et europeisk forskningsprosjekt som nylig har mottatt betydelig støtte fra EU. Prosjektets første fase som løper fra 2001-2004 vil bestå av testing av membranmodul og -fabrikasjon i liten skala. Dersom denne utviklingen er vellykket, ser en for seg et mulig demonstrasjonsanlegg i 2006-2008.

Aker Maritime

Aker Maritime har siden 1997 arbeidet med et gasskraftkonsept basert på brenning av oksygenrik føde (HiOx). Formålet med utviklingen var å utvikle et konsept uten utslipp til luft og uten kjemikaliebruk. Det ble gjort en evaluering av forskjellige løsninger med oksygenrik forbrenning og CO₂-fangst. Dette ble gjort i samarbeid med SINTEF, støttet av KLIMATEK. Som et resultat av dette definerte selskapet to hovedkonsepter med et interessant markedspotensiale. Konsept 1 er en HiOx dampløsning. Naturgass og ren oksygen forbrennes. Varmen produserer damp som går i en lukket dampkrets. Konsept 2 er en HiOx kombikraft løsning. Naturgass og ren oksygen forbrennes i en gassturbin. Deretter trekkes restvarme ut i en egen dampkrets. Elektrisitetsvirkningsgraden for dette konseptet er vesentlig høyere, om lag 48 prosent ved et 400 MW anlegg. For konsept 2 må det utvikles en ny gassturbinløsning.

Høsten 2000 startet fase 1 av et utviklingsprosjekt for en HiOx kombikraft løsning. Deltakere var RWE, BP, Fortum, SINTEF, Alstom og Aker Maritime. Prosjektet var støttet av KLIMATEK og ble avsluttet i mai 2001. Formålet var å evaluere et 20-70 MWe HiOx demonstrasjonsanlegg, med hovedvekt på å analysere fire hovedkraftprosesser. Det ble tatt utgangspunkt i en Alstom gassturbin

(Boks 11.1. forts.)

på 25 MW. Alle prosessene ble evaluert til å være teknisk mulige. Det ble gjort en komplett konseptdesign av et 40 MWedemonstrasjonsanlegg basert på den valgte turbinstørrelse og en av de fire prosessene. Hovedutfordringen ligger i utviklingen av en ny type gassturbin som passer inn i løsningen. En slik utvikling kan ta om lag 5-10 år, avhengig av prioritering. Teknologien ble vurdert til å ha et høyt potensial, men det internasjonale markedet er usikkert. Man var enige om at HiOx kombikraftløsningen burde utvikles videre.

Aker Maritime vurderer nå å starte fase 2 i HiOx prosjektet. Den vil ha en total ramme på om lag 35 millioner kroner og vil gå over 24 måneder.

Kværner

Kværner har utviklet en ny membranteknologi for fjerning av CO₂ fra eksosgass (PTFE membraner). Kværner har gjennom sine forsøk på membranteknologi skaffet seg en nisje internasjonalt. Teknologi for å skille ut CO₂ fra eksosgass er i utgangspunktet svært arealkrevende og gir betydelige mengder spesialavfall. Membraner benyttes ofte til separasjon/oppkonsentrering av gassblandinger. Membranteknologien vil kunne oppnå betydelig reduksjon i størrelse og avfall fra prosessanlegget ved at CO₂ fanges på en mer effektiv måte enn ved dagens aminbaserte eksosgassrensing. Kværner vurderer at dette også vil bidra til en reduksjon i investerings- og driftskostnader.

Kværners CO₂-fjerningsteknologi har blitt testet i et pilotanlegg på K-lab ved Statoils gass-terminal på Kårstø. Kværner er dermed så langt det eneste selskapet som har et pilotanlegg for gasskraft med CO₂-håndtering i Norge. Teknologien vurderes nå av Kværner å være moden for storskala demonstrasjonstester på 10-20 MW.

Teknologien med eksosrensing og membraner kan ettermonteres på eksisterende kraftverk. Selve membranteknologien kan også benyttes i andre gassbehandlingsprosesser.

Shell

Shell E&P Technology/Shell Hydrogen har sammen med Siemens Westinghouse videreutviklet et konsept for å produsere CO₂-fri kraft basert på brenselceller.

For høytemperatur-brenselceller er det et stort potensial for å kombinere cellene med gass- og

damppturbiner og dermed oppnå svært høy energi-effektivitet i kraftproduksjonen. Teknologien til Shell er videreutviklet slik at den produserte eksos- sen er ren CO₂ når naturgass benyttes som brensel. Siden CO₂ kommer ren ut fra brenselcellen, vil påfølgende CO₂-separasjon før deponering ikke være nødvendig. Det er utviklet en etterbrenner som vil være en integrert del av brenselcellen og som bidrar til fullstendig utnyttelse av drivstoffet. Etterbrenneren vil øke elektrisitetsutbyttet fra brenselcellen til over 50 prosent. Ved å utnytte spillvarmen kan effektiviteten komme opp i nærmere 85 prosent. Brenselcellen er ment benyttet til elektrisitetsproduksjon offshore, der CO₂ som skilles ut kan komprimeres og injiseres i reservoarer for lagring eller økt oljeutvinning. Shell Technology Norway skal demonstrere konseptet i Kollsnes næringspark utenfor Bergen. Anlegget er planlagt ferdig i løpet av 2004.

Forskningsinstitutter

De norske forskningsmiljøene har betydelig kompetanse og er i den internasjonale forskningsfronten innen sine områder. Foruten å være engasjert i de fleste industrielle prosjektene i KLIMATEK utfører miljøene egne forskningsprosjekter. SINTEF/NTNU har kompetanse innen en rekke tema/teknologier. Andre miljøer har komplementære kompetanseområder som for eksempel nye konsepter knyttet til hydrogenløsninger (IFE), brenselceller (CMR), havdeponering (UiB/NERSC) og membraner (UiO). På bakgrunn av den økte offentlige satsingen innen renseteknologi/CO₂-fri gasskraft fra og med 2001 pågår det en betydelig opptrapping av forskningsaktiviteten i flere av disse miljøene.

NTNU og SINTEF aktiviteter innen gasskraft med CO₂-innfangning

NTNU har i samarbeid med SINTEF bygd opp en betydelig forsknings- og utdanningsaktivitet innenfor energi- og miljøområdet. Sentralt i denne satsingen er grunnleggende forskning innen teknologi og kunnskap relatert til gasskraftteknologi med CO₂-innfangning og deponering. Forskningsarbeidet kan karakteriseres som grunnleggende og knyttet til forskjellige prinsipper for CO₂-håndtering.

I Norge spiller elektrisitet en svært sentral rolle i energiforsyningen og elektrisitetsnettet er godt utviklet. Å ta i bruk gasskraft vil generelt styrke elektrisitetsforsyningen og utfylle vannkraften på en god måte. Gasskraft med CO₂-håndtering vil i tillegg kunne erstatte forurensende kraftproduksjon.

CO₂ som skilles ut ved kraftproduksjon må enten brukes eller lagres. Utskilt CO₂ kan deponeres på land, i havdyp eller i underjordiske reservoarer eller formasjoner. I mange land vil det kunne by på problemer å finne hensiktsmessige lagringsalternativer. Norge kan ha gode muligheter for å lagre CO₂ på grunn av forekomster av naturlige reservoarer og tomme oljereservoarer utenfor norskekysten. Undersøkelser peker på store lagringsmuligheter i den geologiske formasjonen Utsira, som ligger på britisk og norsk kontinentsokkel. Det kan på sikt også være aktuelt å bruke CO₂ som trykkstøtte i oljeproduksjonen. Dette gir muligheter for inntekter fra salg av CO₂.

De samlede norske FoU-aktivitetene på gasskraft med CO₂-håndtering har i løpet av få år nådd et betydelig omfang og omfatter en rekke teknologier og forskningsområder. I internasjonal sammenheng setter dette Norge i en særstilling og gir samtidig et godt utgangspunkt for en langsiktig teknologiutvikling med et sterkt innslag av norske aktører.

Utviklingen av teknologi for gasskraftverk med CO₂-håndtering fram til lønnsomhet vil kreve en betydelig økonomisk innsats. Behovet for offentlig støtte vil imidlertid kunne bli redusert ved høye kvotepriser for CO₂, høye elektrisitetspriser og tidlige gjennombrudd for nye teknologier. Et viktig mål for Regjeringens strategi vil være å bidra til mer kostnadseffektive løsninger for gasskraftverk med CO₂-håndtering.

11.2 Arbeid med utvikling av gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge

Norske miljøer har i lang tid arbeidet med gasskraftløsninger som kan gi lavere utslipp av CO₂ enn dagens best tilgjengelige gasskraftteknologi. Statoil, Norsk Hydro, Kværner og Aker Maritime har arbeidet med å utvikle teknologi for miljøvennlig gasskraftproduksjon. Norge har også markert seg internasjonalt når det gjelder forskning på lagring av CO₂ og bruk av CO₂ i andre anvendelser. Utviklingen av de norske renseteknologikonseptene er tidligere blitt støttet gjennom Forskningsrådets KLIMATEK-program. Pro-

grammet ble etablert for å støtte utvikling og demonstrasjon av teknologi som kan bidra til å redusere klimagassutslipp.

I boks 11.1 er det gitt en oversikt over status for sentrale norske selskapers og forskningsinstitusjoners arbeid på dette området.

Den norske satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering må ses i sammenheng med det internasjonale arbeidet som pågår. Samarbeid med de store energi- og leverandørselskapene internasjonalt, som for eksempel gjennom CCP-prosjektet (CO₂ Capture Project), er prioritert fra norske selskapers side og er en viktig forutsetning for å komme videre i utviklingen av teknologi for å redusere CO₂-utslipp. At selskapene har utspring i ulike land og virksomheter, vil bidra til at samarbeidet gir bedre løsninger enn det selskapene tidligere har oppnådd hver for seg.

CCP-prosjektet er et av de viktigste initiativene internasjonalt. Dette prosjektet representerer det første felles program hvor de store selskapene med insentiver til å redusere CO₂-utslippene knyttet til egen virksomhet samler seg om et felles program, jf. boks 11.2 som gir en oversikt over ulike aktuelle internasjonale prosjekter. De store selskapene er også viktige kunder for den internasjonale leverandørindustrien. Dette kan sikre nødvendig samarbeid med denne industrien.

Foreløpige resultater fra CCP antyder blant annet at:

- I størrelsesorden 75 prosent av merkostnadene knyttet til gasskraft med CO₂-håndtering ligger i separasjons- og avgassrensingsstadiene. Det største potensialet for kostnadsreduksjoner vurderes å ligge her.
- Teknologi for kompresjon og transport av store kvantum av CO₂ er kommersielt tilgjengelig.
- Når det gjelder lagringsmulighetene for CO₂, tyder resultater på at lagring i undergrunnen i geologiske formasjoner har et stort potensial på kort og mellomlang sikt. Bruk av CO₂ til økt oljeutvinning har det største potensialet de neste tiårene dersom det blir lønnsomt å bruke CO₂ til å øke utvinningen.

11.3 Arbeid med utvikling av miljøvennlige gassteknologier internasjonalt

Et bredere marked enn det norske er viktig for en videre utvikling og en kommersialisering av gasskraft med CO₂-håndtering. Markedet for teknologier for gass betjenes av store internasjonale sel-

skaper. For disse selskapene er det utviklingen i markedet og andre rammebetingelser som vil være avgjørende for satsingen på videreutvikling av gasssteknologier. Utvikling, utprøving og kommersialisering av ny teknologi krever betydelige investeringer. Selskapene vil vurdere en satsing på framtidige teknologier opp mot forbedringer av konvensjonell teknologi.

Det er i dag stor etterspørsel etter utstyr til konvensjonell gasskraftteknologi, og leverandørselskapenes utviklingsarbeid er i stor grad konsentrert om bedret virkningsgrad og reduserte kostnader. Det internasjonale engasjementet knyttet til utvikling av nye miljøvennlige gasssteknologier begrenses av at det i mange land finnes rimeligere måter å redusere CO₂-utslippene på enn å rense CO₂ i gasskraftverk, og mange forventer lave priser på kvoter for CO₂-utslipp i et internasjonalt kvotesystem fra 2008.

Den videre utviklingen av klimaavtalene vil være viktig for den internasjonale innsatsen rundt nye gasskraftteknologier. USAs standpunkt til klimaavtalene er av stor betydning, og det er også viktig at flere av de store leverandørene og mulige brukere av ny, miljøvennlig energiteknologi er amerikanske. Regjeringen legger til grunn at klimaavtalene etter hvert blir mer effektive og utbygget i tråd med strengere utslippskrav enn i dag.

11.4 Gasskraftproduksjon med CO₂-håndtering

Gasskraft med CO₂-håndtering benyttes som betegnelse på gasskraftverk der CO₂ skilles ut, enten i forkant, underveis eller i etterkant av kraftproduksjonsprosessen. CO₂-håndteringen omfatter fire trinn:

- CO₂-fangning før, underveis i, eller etter kraftproduksjon
- Kompresjon av CO₂-gassen
- Transport
- Langtidslagring av CO₂ i form av enten injeksjon, deponering eller anvendelse.

De mest kjente alternativene for gasskraft med CO₂-håndtering er (jf. også boks 11.1):

- Eksosgassrensing etter forbrenning
- Separasjon av CO₂ fra naturgass før forbrenning
- Forbrenningen av naturgass med rent oksygen istedenfor luft.

Eksosgassrensing 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 mest kjente teknologien for å fjerne CO₂ fra eksosgass.

Ved separasjon av CO₂ før forbrenningen omdannes naturgassen til en gassblanding bestående av hydrogen og CO. I etterfølgende trinn omformes CO til CO₂ som deretter vaskes ut av gassblandingen. Hydros tidligere opplegg for gasskraft, «Hydrokraft», er et eksempel på bruk av denne teknologien.

«Oxyfuel» benyttes som en betegnelse på en type gasskraftverk der forbrenningen av naturgass skjer med konsentrert oksygen istedenfor luft. Det eksisterer to konsepter for teknologien, enten basert på at oksygen produseres i et luftseparasjonsanlegg (HiOx) eller ved at luftseparasjon og forbrenning integreres i en reaktor (AZEP).

En har begrenset erfaring med å skille ut CO₂ fra en gasskraftproduksjonsprosess. Enkelte løsninger er til en viss grad testet ut i andre anvendelser, og noen alternativer inneholder komponenter som hver for seg er utprøvd.

Eksosgassrensing er en forholdsvis kjent teknologi som er benyttet i andre sammenhenger enn elektrisitetsproduksjon, og de ulike komponentene i et hydrogenfyrt kraftverk er også kjente og testet ut allerede. Ingen av teknologiene er imidlertid prøvd ut i større skala, eller i forbindelse med et gasskraftverk av den typen som bygges i dag. For et eventuelt oksygenfyrt kraftverk er videre utviklingsbehov først og fremst knyttet til videreutvikling av en gassturbin som kan drives på oksygen.

Ved siden av kraftproduksjon ved hjelp av gassturbiner, kan brenselceller være et alternativ, jf. boks 11.1. Høytemperatur-brenselceller kan produsere elektrisitet fra naturgass uten forbrenning. Eksosen vil i all hovedsak bestå av CO₂ og vann, hvor vannet enkelt kan skilles fra CO₂.

11.5 Transport, deponering og bruk av CO₂

Etter utskillingen må CO₂ håndteres på en forsvarlig måte. Utskilt CO₂ kan i prinsippet brukes som innsatsfaktor i annen industriell virksomhet, injiseres i produserende petroleumsreservoarer eller lagres i undergrunnen eller direkte i havet. Miljøverndepartementet av slo i august 2002 Norsk institutt for vannforskning (NIVA) sin søk-

Boks 11.2 Aktuelle internasjonale prosjekter

CO₂ Capture project

Det største industrielle initiativet internasjonalt for å videreutvikle teknologi med CO₂-fangst og -deponering fra ulike store punktkilder, er CO₂ Capture Project (CCP). En viktig del av prosjektet omhandler gasskraftverk med CO₂-håndtering. CCP startet opp våren 2000, og prosjektet består i dag av til sammen ni oljeselskaper. Fra norsk side deltar Hydro og Statoil. I tillegg til finansiering fra de deltagende selskapene, gis det også midler fra flere lands myndigheter. I dag er dette Norge, USA og EU. I prosjektsamarbeidet skal selskapene sammen forske og videreutvikle avanserte CO₂ separasjons- og deponeringsteknologier for å redusere utslipp av klimagasser.

CCP har en tidsramme på ti år. Første del av prosjektet løper til 2003, med en økonomisk ramme på 175 millioner kroner. Målet for denne perioden er å oppnå en reduksjon av kostnadene ved eksisterende og nye teknologier med henholdsvis 50 og 75 prosent. Frem til 2003 er arbeidet i hovedsak todelt. Den ene delen går på å identifisere og evaluere et stort antall teknologier, mens den andre delen går på å videreutvikle de mest lovende teknologiene til pilottesting.

I tillegg skal det utvikles en modell for å evaluere de totale kostnadene ved teknologiene, samt frembringe metoder for vurdering av sikkerhetsmessige og miljømessige aspekter ved lagring av CO₂ i undergrunnen. I neste fase (2004-2006) tar en sikte på å bygge prototyper, og demonstrere teknologier i pilotskala.

Andre prosjekter

Siden 1978 er det bygget omlag 10 store anlegg for separasjon av CO₂ fra eksosgass, hvor CO₂ blir brukt industrielt. På begynnelsen av 1980-tallet ble det bygget et gasskraftverk med CO₂-fjerning i Lubbock i Texas, hvor CO₂ ble brukt til meroljeproduksjon.

Både Kværner og Kansai-Mitsubishi Heavy Industries (Kansai-MHI) har jobbet med å utvikle teknologier for avgassrensing siden begynnelsen av 1990-tallet. Blant annet har det i flere år vært drevet et pilotanlegg for CO₂-fjerning ved ett av Kansai Electric Company sine kraftverk, Nanko Power Station.

Mitsubishi Heavy Industries og Nissho Iwai Corporation har annonsert planer om å bygge et CO₂-fjerningsanlegg i Indonesia. Planen er å kunne fjerne CO₂-utslipp fra LNG- og kraftproduksjon. Fjernet CO₂ skal kunne brukes til meroljeproduksjon.

Den danske kullkraftverkoperatøren Elsam AS er i ferd med å undersøke om teknologi for CO₂-håndtering kan gjøre det økonomisk mulig å fange CO₂ fra selskapets kullkraftverk. Undersøkelsene foregår i samarbeid med Kinder Morgan CO₂ Company. Undersøkelsene sees i sammenheng med eventuelle muligheter for å utnytte CO₂ til økt oljeutvinning i Nordsjøen.

Clean Energy Systems i California har utviklet en direkte dampgenereringssyklus for høytrykk- og høy temperaturforbrenning av naturgass og oksygen. Lyse Energi vurderer blant annet muligheten for å etablere et slikt anlegg i Energiparken Stavanger.

Kilde: CO₂ Capture Project, Elsam AS, Kansai Electric Power Company, Kinder Morgan CO₂ Company, Nissho Iwai Corporation

nad om tillatelse til å slippe ut 5,4 tonn CO₂ i Norskehavet som del av forskning på CO₂-deponering i havet som klimatiltak.

Fra et gasskraftverk med en produksjon på 3 TWh/år vil utskilt mengde CO₂ være om lag 1,1 millioner tonn pr. år. Det synes først og fremst å være ved en eller annen form for lagring at en kan ta hånd om så store CO₂-utslipp. Oljedirektoratet arbeider blant annet med en utredning om ulike sider ved denne problemstillingen, som det tas sikte på å legge fram i løpet av høsten 2002. Det er to hovedalternativer for lagring av CO₂ på kontinentalsokkelen:

- Rene deponeringsløsninger
- Bruk av CO₂ på eksisterende felt for økt utvinning.

Internasjonale studier anslår kostnadene til kompresjon, transport og injeksjon av CO₂ til å være 30-40 prosent av merkostnaden ved CO₂-håndteringen. Ved beregning av dette anslaget er det ikke tatt hensyn til en eventuell økt verdiskaping fra økt oljeutvinning. Muligheter for salg av naturgass, som i dag brukes til trykkstøtte, er heller ikke inkludert i dette anslaget.

Dersom en del av dagens gassinjeksjon erstat-

tes av CO₂, kan dette frigjøre gass for annen bruk. Mulighetene for å kunne spare naturgass kan være et viktig insentiv for selskapene til å vurdere injeksjon av CO₂. For å erstatte naturgass til dette formålet, vil det imidlertid være behov for meget store volumer av CO₂. De nødvendige volumer vil være langt større enn utskilt CO₂ fra demonstrasjonsanlegg eller et gasskraftverk av tradisjonell størrelse, og vil kreve tilførsel av CO₂ fra andre kilder.

11.5.1 Rene deponeringsløsninger

Det kan tenkes ulike deponeringsløsninger for utskilt CO₂. Mulige alternativer er lagring i vannførende formasjoner, i ikke-produserende eller produserende petroleumsreservoarer, i kullformasjoner eller direkte i havet. En rekke forutsetninger må være til stede for at et reservoar eller en formasjon skal være velegnet til deponering av CO₂. Det er derfor viktig å skille mellom deponeringskapasitet som begrep, og hvilke strukturer som faktisk er egnet reservoarmessig til langtidslagring av CO₂.

I Norge tyder ulike studier på at modenheten og den geologiske sikkerheten er størst i petroleumsfelt som har avsluttet produksjonen, og i den allerede etablerte løsningen på Utsiraformasjonen, der det i dag separeres og injiseres CO₂ fra Sleipner-feltet. Totalt finnes det betydelig deponeringskapasitet for CO₂ på norsk kontinentalsokkel for rene deponeringsløsninger.

For å få et bilde av nivået på eventuelle investeringskostnader, er det mulig å tenke seg følgende minimumsløsning: CO₂ transporteres i rør fra to punktkilder, eksempelvis fra Vestlandet, til Sleipner-feltet eller Heimdal-feltet eller til en vannfylt, boret struktur nærmere land. For en slik minimumsløsning anslås investeringskostnadene til å være i størrelsesorden 1,5-2,0 milliarder kroner. I dette anslaget er det blant annet forutsatt at den eksisterende brønnen på Heimdal benyttes, det vil si at eventuelt behov for en ekstra lagringsbrønn på Sleipner ikke er inkludert. Driftskostnadene ved deponeringen er heller ikke inkludert.

Det er fortsatt behov for å dokumentere hvorvidt ulike løsninger for lagring av CO₂ er miljømessig forsvarlig i et langsiktig perspektiv. Det gjelder uavhengig av hvilke muligheter som måtte finnes i Norge. Videre er det viktig at det arbeides videre nasjonalt og internasjonalt med å få etablert en akseptabel metodikk for godkjenning av sikre deponeringsløsninger som kan aksepteres

av alle parter. Norske myndigheter vil delta aktivt i dette arbeidet.

Regjeringen ønsker at de juridiske sidene ved deponering av CO₂ skal være avklart på internasjonalt nivå før en fra norsk side tar endelig stilling til de skisserte alternativene for CO₂-deponering. Kommisjonen under Konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (OSPAR-konvensjonen) har foreløpig ikke kommet frem til noen endelig avklaring av om deponering av CO₂ i havet eller i undersjøiske reservoarer eller formasjoner vil være forenlig med OSPAR-konvensjonen slik den lyder i dag. En nærmere vurdering av de juridiske problemstillingene som deponering av CO₂ reiser, vil bli foretatt i OSPAR-regi i løpet av første halvår 2003.

11.5.2 Bruk av CO₂ på eksisterende felt for økt oljeutvinning

Dersom forholdene ligger til rette for det, kan CO₂ erstatte eller supplere injeksjon av naturgass og vann for trykkstøtte i produserende oljefelt for å øke utvinningsgraden av olje og/eller kondensat i feltet. En slik metode synes i utgangspunktet å være mest egnet etter vannflømming i store oljefelt, såkalt tertiær utvinning.

SINTEF har beregnet det tekniske potensialet for meroljeutvinning ved massiv CO₂-flømming til mellom 1 og 2 milliarder Sm³ olje¹. Dette vil kreve omlag 150 millioner tonn CO₂ per år over en 30-års periode, og tilsvarer om lag en sjudel av EUs årlige utslipp fra kraftproduksjon. Det er ikke foretatt noen beregninger av hvor store deler av dette tekniske potensialet som er økonomisk realiserbart. For å realisere en omfattende CO₂-flømming, vil det uansett kreves betydelige investeringer i nye brønner, rørledninger og prosessutstyr. Spesielle forhåndsregler må tas for å møte nye krav med hensyn til vann- og gassproduksjon og korrosjon.

Man står overfor mange av de samme utfordringene, enten man vurderer å deponere CO₂ for lagring, eller man vurderer å injisere den for å øke utvinningsgraden i et olje- og/eller kondensatfelt. Eventuell bruk av CO₂ for økt utvinning på et felt vil innebære en total omlegging av feltets utvinningsstrategi. Dette medfører behov for en fullstendig gjennomgang av både reservoarmessige, innretningsmessige og kommersielle forhold. Det er også store forskjeller på de enkelte felt og

¹ SINTEF Energiforskning (2000), Status for gasskraft i Norge med CO₂-fjerning og deponering – teknologi og kostnader.

reservoarer. En eventuell CO₂-injeksjon gir en rekke tilleggsutfordringer i forhold til de vanlige investeringene som ethvert prosjekt rettet mot økt utvinning medfører. Noen av disse er:

- Det må transporteres CO₂ til feltet. Mangel på infrastruktur betyr at et eventuelt prosjekt for økt oljeutvinning må ta store investeringer i rørledninger og andre transportanlegg. Eksempelvis vil en transportløsning fra Kårstø til Tampen kunne innebære investeringskostnader på om lag 1,65 milliarder kroner.
- Det er store kostnader forbundet med nye investeringer for å hindre eller redusere økt korrosjon knyttet til CO₂-injeksjon.
- Formålet med injeksjon av CO₂, er at den blander seg med oljen. Dette vil nødvendigvis bety at feltet også vil produsere CO₂ etter en viss tid. Er først CO₂ brutt igjennom til produksjonsbrønnen, vil mengden stige over tid. Denne CO₂ må separeres fra prosesstrømmen, og reinjiseres, eventuelt reinjiseres sammen med naturgass hvis det er lite assosiert gass på feltet. Det er gjort store teknologiske fremskritt innen CO₂-utskillelse fra hydrokarbonstrømmen ved hjelp av membranteknologi, men kostnadene vil imidlertid fortsatt være betydelige.
- I tillegg til investeringer i transport- og kompresjonsleddet, vil det være behov for investeringer i injeksjonsløsning, nødvendige modifikasjoner på produksjonsanlegg og brønner i tillegg til anlegg for CO₂-utskillelse. Investeringsomfanget vil være svært avhengig av feltspesifikke forhold. Det er derfor vanskelig å gi en generell vurdering av kostnadsomfanget.
- Det vil være et varierende behov for injeksjons-gass over et felts levetid. Etter som injisert CO₂ blir tilbakeprodusert, blir behovet for tilførsel av «ny» CO₂ på feltet mindre. Dette betyr at en leveransekilde med konstant avsetningsbehov for CO₂ må knyttes opp mot flere felt.

- Selv om rent tekniske forhold kan muliggjøre CO₂-injeksjon, vil det fra et prosjektøkonomisk synspunkt være usikkert om injeksjon av CO₂ for å øke utvinningsgraden i et olje- og/eller kondensatfelt er lønnsomt. Bruk av CO₂ fra gasskraftverk med CO₂-håndtering til økt olje-produksjon vil imidlertid kunne gi ekstra inntekter til gasskraftproduksjonen, og derved kan økonomien til gasskraftverket bli styrket.

Det utføres nå studier i tre utvinningstillatelser (Gullfaks, Ekofisk og Brage) for å vurdere det geologiske, økonomiske og teknologiske potensialet for økt oljeutvinning ved CO₂-injeksjon. Dersom resultatene fra disse studiene er positive, vil arbeidet videreføres. Videreføringen vil kunne bestå av blant annet å vurdere tekniske løsninger, samt å estimere kostnader. Det vil være behov for å få frem anslag på CO₂-behov og eventuell betalingsvilje for CO₂. I tillegg bør det utredes hvorvidt resultatene fra disse feltstudiene kan brukes for andre felt. Det bør dessuten vurderes hvorvidt andre oljefelt også kan være aktuelle i de områdene som feltstudiene eventuelt indikerer å være interessante, for på denne måten å vurdere mulige synergi- og samordningseffekter.

Regjeringen ser det som viktig og nødvendig å arbeide videre med å kartlegge mulighetene for og kostnadene forbundet med å lagre CO₂ på norsk sokkel, og vil prioritere dette arbeidet. Regjeringen vil også prioritere arbeidet med å kartlegge nærmere mulighetene og utfordringene ved injisering og eventuell annen bruk av CO₂.

11.6 Kostnader ved gasskraftverk med CO₂-håndtering

Det finnes i dag teknologier som gjør det mulig å skille ut CO₂ i forbindelse med produksjon av gasskraft. Men slike teknologiløsninger gir store merkostnader sammenlignet med konvensjonelle

Tabell 11.1 Anslag på økte kostnader ved gasskraft med CO₂-håndtering i forhold til konvensjonelle gasskraftverk. Forutsatt kraftverk med en størrelse på 400 MW. Øre/kWh

	International Energy Agency	MIT ¹	US Dep. of Energy	CCP ²	SFA Pacific	AkerKværner	SINTEF
Merkostnad	13-15	13-15	14-16	12-16	16-18	10-15	9-16

¹ Massachusetts Institute of Technology

² CO₂ Capture Project, jf. boks 12.2

Kilde: NOU 2002:7

Tabell 11.2 Anslag på økninger i produksjonskostnadene for gasskraft med ulike teknologier for CO₂-håndtering

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

Kilde: CO₂ Capture Project, 2002

gasskraftverk. De teknologier som i dag synes aktuelle for eventuelle gasskraftverk med CO₂-håndtering, finnes foreløpig ikke i bruk i noe kraftverk. Men de ulike enkeltelementer benyttes i annen produksjonsvirksomhet. Det er særlig fire forhold som bidrar til at slike kraftverk blir dyrere enn konvensjonelle gasskraftverk:

- investeringskostnadene knyttet til rensing og utskilling av CO₂
- investeringskostnadene knyttet til transport og deponering
- driftskostnader for renseanlegg og transportsystem
- inntektstap knyttet til redusert produksjon av elektrisitet (lavere virkningsgrad).

Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til hvor store kostnadene for utbygging av et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil være. Usikkerheten er dels knyttet til kostnadene for selve gasskraftverket. Dels er den også knyttet til kostnadene ved transport og deponering. Hvis det vil være mulig å bruke CO₂ til trykkstøtte, så kan inntektene ved salg av CO₂ bedre økonomien i prosjektet. Merkostnadene ved selve gasskraftverket er blant annet avhengig av hvilken teknologisk løsning som velges og hvordan man kommer fram til at en løsning basert på den aktuelle teknologien mer konkret bør utformes. Transport- og deponeringskostnadene vil blant annet være avhengig av lokaliseringen av kraftverket og valget av deponeringssted. I tillegg vil kostnadene avhenge av gasspris, anleggets størrelse, levetid og rentevilkår.

Det er likevel et relativt omforent variasjonsområde for størrelsen på de ekstra kostnadene i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk. Tabell 11.1 viser ulike anslag på merkostnader ved å ta i bruk gasskraft med CO₂-håndtering sammenliknet med dagens best tilgjengelige teknologi.

Tabell 11.2 viser noen foreløpige konklusjoner fra CCP-prosjektet (jf. kapittel 11.2) med hensyn til ulike teknologikonsepter som har vært vurdert av prosjektet.

Med utgangspunkt i anslagene som finnes på kostnader ved de ulike teknologikonseptene, synes det klart at gasskraft med CO₂-håndtering representerer en betydelig økning både i investerings- og driftskostnader sammenliknet med kostnadene for et konvensjonelt gasskraftverk.

Med bakgrunn i Regjeringens tiltredelseserklæring, har Naturkraft tilkjennegitt sin interesse for å delta i et samarbeidsprogram med myndighetene med sikte på realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Videre har Naturkraft, blant annet på bakgrunn av et ønske om å vurdere ytterligere integrasjon med de eksisterende gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og Kårstø, fått innvilget utsettelse av tidspunkt for idriftsettelse av selskapets konsesjonsgitte kraftverk, jf. boks 11.3. I denne sammenhengen har Naturkraft i første halvår 2002 innhentet forpliktende kostnadsanslag fra ulike leverandører av gasskraftteknologi, samt forespurt oljeselskaper om kostnader knyttet til transport og deponering og reinjisering av CO₂.

11.7 Regjeringens strategi for gasskraftverk med CO₂-håndtering

Sem-erklæringen slår fast at

«Samarbeidsregjeringen har som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere CO₂-frie gasskraftverk».

Erklæringen peker på ulike tiltak ut fra en strategi om å fremskynde CO₂-frie gasskraftverk:

- «For å fremskynde CO₂-frie gasskraftverk inn-

føres det en tidsbegrenset støtteordning for produksjon av slik gasskraft tilsvarende refusjon av hel elektrisitetsavgift på 2002-nivå.»

- «Bevilgningen via Norges forskningsråd til energiforskning økes med 100 mill kr over 2 år.»
- «Det etableres et eget samarbeidsprogram med industrien med sikte på å realisere CO₂-frie gasskraftverk.»

Gassteknologiutvalget la frem sin innstilling i NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskapning, jf. vedlegg 3. Utvalget anbefalte i innstillingen at det legges en langsiktig strategi til grunn for utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering. Utvalget tilrådte en utviklingsprosess med tre ulike, men overlappende stadier: Bred satsing (flere konsepter – fokus på FoU; 2-5 år), demofase (3-10 år), tidlig kommersiell fase (fullskala kraftverk; 10-15 år).

Gassteknologiutvalget gikk videre inn for en sterk økning i den offentlige satsingen for å fremme forskning, utvikling og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser og -teknologier. Utvalget mente det må ha høy prioritet å få fram teknologier som kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering. Utvalget vektla at en statlig satsing må følge alle leddene i teknologiutviklingen. Utvalget anbefalte at det ble etablert et statlig innovasjonsselskap for å oppnå en bedre og mer sammenhengende virkemiddelbruk. Utvalget foreslo at selskapet ble gitt en solid kapitalbase i form av et fond. Utvalget forutsatte videre at organiseringen av innovasjonsselskapet ble nærmere utredet. Det vises for øvrig til nærmere omtale i vedlegg 3.

Regjeringen deler utvalgets synspunkt på hovedstrategi i forhold til gasskraftverk med CO₂-håndtering. Merknadene ved en utbygging av gasskraftverk med CO₂-håndtering er i dag høye. En avgjørende forutsetning for at slik gassteknologi skal få en sentral plass i energiproduksjonen er at kostnadene reduseres.

Ytterligere forskning og utprøvinger er nødvendig for å bringe kostnadene ned. Både kompetanseoppbygging og satsing på teknologiutvikling i forskningsinstitusjoner og næringsliv krever tid og ressurser. Samarbeid med de store energi- og leverandørselskapene internasjonalt er avgjørende for framdrift i teknologiutviklingen. Den internasjonale innsatsen for å utvikle gasskraftverk med CO₂-håndtering har så langt vært moderat. Interessen for dette synes imidlertid å være økende. Det er derfor grunn til å tro at videre

Boks 11.3 Planlagte gasskraftprosjekter i Norge

Naturkraft AS hadde i utgangspunktet lagt opp til at selskapet skulle kunne fatte en investeringsbeslutning i løpet av mars/april 2002 og igangsette utbyggingen høsten 2002. Blant annet som et resultat av kontakt med myndighetene arbeider imidlertid selskapet for tiden med en omfattende utredning for de to konkrete gasskraftplasseringene, jf. også selskapets søknad om forlengelse av de gitte konsesjonene.

Naturkrafts planlagte anlegg ligger på henholdsvis Kårstø og Kollsnes. I henhold til de gitte konsesjoner er det for begge disse anleggene lagt opp til en produksjon på ca. 3 TWh pr. år. Investeringskostnadene (i selve anleggene) har vært anslått til ca. 2 milliarder kroner for hvert av anleggene basert på konvensjonell teknologi. Utbyggingstiden har vært angitt til noe i overkant av 2 år.

Industrikraft Midt-Norge AS (IMN) sitt planlagte anlegg ligger i Skogn. Det har vært lagt opp til en produksjon på 6 TWh pr. år. Planene er imidlertid forskjøvet på ubestemt tid.

I forbindelse med utbyggingen av Snøhvit LNG er det planlagt at energibehovet skal dekkes av et integrert energianlegg. Det er lagt opp til en årlig produksjon på om lag 1,45 TWh. Anlegget planlegges ferdigstilt til produksjonsstart ved Snøhvit LNG i 2006.

forskning og utvikling kan redusere energitapene i produksjonsprosessen og de økonomiske kostnadene.

Gassteknologiutvalgets hovedkonklusjoner er i store trekk lagt til grunn for utformingen av en strategi for realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen ser det imidlertid som svært viktig med en raskere framdrift når det gjelder realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering enn det Gassteknologiutvalget la til grunn. Regjeringen ser satsingen på gasskraft med CO₂-håndtering som et hovedelement i en tilrettelegging for miljøvennlig bruk av gass i Norge. Regjeringen vil derfor prioritere en satsing på dette området høyt gjennom et bredt og omfattende engasjement.

Det er viktig og nødvendig å arbeide videre med å klarlegge mulighetene for og kostnadene

forbundet ved å lagre CO₂ på norsk sokkel, og Olje- og energidepartementet vil prioritere dette arbeidet. Kommersiell verdi av utskilt CO₂ vil kunne øke lønnsomheten i prosjektene. Olje- og energidepartementet vil derfor også prioritere arbeidet med å kartlegge nærmere mulighetene og utfordringene ved injisering og eventuell annen bruk av CO₂.

Regjeringen vil basere en strategi for realisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering på følgende elementer:

- a) Statlig tilskudd til teknologi- og produktutvikling.
- b) Investeringsstøtte til gasskraftverk med CO₂-håndtering.
- c) Etablering av et statlig innovasjonsselskap.
- d) Utredning av statlig deltakelse i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂, samt tilrettelegging for å bruke CO₂ til trykkstøtte, eventuelt deponering.

Støtten til gasskraftverk med CO₂-håndtering vil bli utformet innenfor rammen av EØS-avtalen, jf. omtale av reglene om offentlig støtte i kapittel 10.5.4 og vedlegg 5. Med dette utgangspunktet synes det å være anledning til relativt omfattende støtte til slike prosjekter. I forhold til forskning og utvikling inneholder statstøttereguleringen få reelle begrensninger for statens engasjement. I investeringsfasen er det særlig anledning til å gi støtte så lenge utskilt CO₂ ikke selges eller har markedsmessig verdi. Olje- og energidepartementet legger opp til at støtten til fullskala kraftverk skal gis som investeringsstøtte. Som et ledd i arbeidet med satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering er det blant annet gjennomført en juridisk utredning om EØS-avtalens regler om offentlig støtte sett i forhold til en satsing på dette området. Departementet vil drøfte den nærmere utformingen av støtteordningene med ESA.

Nedenfor følger en nærmere beskrivelse av de ulike elementene i strategien.

a) Statlig tilskudd til teknologi- og produktutvikling

Gassteknologiutvalget har gått inn for en sterk økning i satsingen for å fremme forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser og -teknologier. Utvalget mener at det må ha høy prioritet å få fram teknologier som raskest mulig kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Regjeringen har lagt til rette for en offensiv

satsing på teknologiutvikling både gjennom å øke bevilgningene til energiforskning via Norges forskningsråd med 100 millioner kroner over to år, og gjennom statlig tilskudd til teknologi- og produktutvikling. I tillegg ble det i forbindelse med St.prp. nr. 63 (2001-2002) Tilleggsbevilgninger og omprioriteringer i statsbudsjettet medregnet folketrygden 2002 bevilget 25 millioner kroner til utvikling av en framtidrettet teknologi for gasskraftverk med CO₂-håndtering og pilotprosjekt i samarbeid med bransjen.

FoU og pilottesting vil bli prioritert videre i årene framover. Når det foreligger en konkret prosjektsøknad som Regjeringen ønsker å støtte, vil Regjeringen fremme forslag om bevilgning til å gjennomføre et slikt prosjekt. Det må imidlertid være en forutsetning at også industrien selv skal bære deler av kostnadene. I tråd med Gassteknologiutvalgets anbefalinger bør det stimuleres til videreutvikling av ulike konsepter og teknologiske løsninger.

b) Investeringsstøtte til gasskraftverk med CO₂-håndtering

Regjeringen vil legge til rette for en ordning med sikte på å gi investeringsstøtte til fullskala gasskraftverk med CO₂-håndtering fra 2006. En forutsetning for dette må likevel være at et prosjekt som støttes ville vært bedriftsøkonomisk lønnsomt uten CO₂-håndtering.

Gassteknologiutvalget foreslo at det ble opprettet et fond for å prioritere støtte til gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen legger i stedet opp til årlige bevilgninger over statsbudsjettet.

Ved behandlingen av tilleggsmeldingen om klimapolitikken, støttet et flertall i Energi- og miljøkomitéen regjeringspartienes opplegg i Semerklæringen, hvor det innføres en tidsbegrenset støtteordning for produksjon av gasskraft med CO₂-håndtering tilsvarende refusjon av hel elektrisitetsavgift på 2002-nivå. El-avgiften tilsvarer 9,3 øre/kWh, og støtteordningen kan eksempelvis beregnes til om lag 1,2 milliarder kroner pr. år for de tre konsesjonene som er gitt. Ordningen er forutsatt å skulle være tidsbegrenset. Dette innebærer at en neddiskontering til investeringsstøtte nødvendigvis må ta utgangspunkt i et mindre antall år enn hele prosjektets levetid.

For et 400 MW gasskraftanlegg med CO₂-håndtering anslo Gassteknologiutvalget at det samlet over levetiden kan påløpe økte kostnader i størrelsesorden 3-5 milliarder kroner sammenlik-

net med et konvensjonelt anlegg. En støtte tilsvarende en hel elektrisitetsavgift på 2002-nivå over 5 år til ett slikt anlegg, vil gi en investeringsstøtte på anslagsvis 1,5 milliarder kroner. For større anlegg kan det oppstå stordriftsfordeler som modererer økningen i merkostnadene noe.

c) Etablering av et statlig innovasjonsselskap

Gassteknologiutvalget går inn for at en egnet organisasjonsform må kunne koordinere og samordne arbeidet for miljøvennlige gasskraftteknologier. I tråd med utvalgets anbefaling, vil Regjeringen opprette et statlig innovasjonsselskap for å bidra til en vellykket satsing på dette området. Innovasjonsselskapet skal ivareta statens forvaltningsoppgaver knyttet til satsingen på miljøvennlig gasskraftteknologi. Selskapet vil bli sikret fullmakter som gjør at det kan inngå forpliktende avtaler om støtte til aktuelle prosjekter innen avtalte rammer. Innovasjonsselskapet må påse at samspillet mellom forskningsinstitusjoner, leverandører, energiselskaper, annen industri og sluttbrukere fungerer godt. Det forutsettes også et tett samarbeid med Norges forskningsråd. Innovasjonsselskapet, som forutsettes å bli en liten organisasjon, vil bli lokalisert til Grenland. Selskapet etableres fra 01.01.2005

Økt bruk av naturgass og teknologiutvikling skapes imidlertid ikke bare gjennom at staten stiller forskningsmidler og et innovasjonsselskap til disposisjon. Det kreves også kommersielle insentiver og industriengasjement. Denne typen engasjement fungerer best når industrien selv tar initiativet til nettverksbygging og samarbeid. Regjeringen ser det derfor som svært positivt at private aktører har tatt initiativ til å etablere operative innovasjonssentre med deltagelse fra forskningsmiljøene. Dette bidrar til å samle kompetanse, og møtet mellom forskningsmiljøer og industri legger et viktig grunnlag for innovative prosesser. I Trondheim finnes kompetente teknologimiljøer med lang erfaring og bred kontakflate mot næringslivet. Hydros arbeid for et innovasjonssenter i Grenland bygger på forutsetninger om industrielt samarbeid ved forpliktende nettverk kombinert med langsiktig statlig støtte til teknologiutvikling. Senteret, som forutsettes eid hovedsaklig av bransjen, skal sikre sin inntjening ved salg av tjenester. Slike miljøer kan bli nyttige medspillere for innovasjonsselskapet.

d) Utredning av statlig deltakelse i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂, samt tilrettelegging for å bruke CO₂ til trykkstøtte, eventuelt deponering

I tillegg til investeringsstøtten, kan strategiens ledd d) bidra til å gi utskilt CO₂ en kommersiell verdi. Dette vil kunne bedre lønnsomheten i prosjektene.

Oljedirektoratet har igangsatt studier i tre felt for å avdekke potensialet for økt oljeutvinning ved bruk av CO₂ til trykkstøtte, jf. kapittel 11.5. Forutsatt positive resultater, vil tekniske løsninger samt estimering av kostnader og betalingsvilje bli vurdert. Direktoratet har også gjort vurderinger av potensialet for deponering av CO₂ i strukturer på sokkelen.

Regjeringen vil gi arbeidet med å fullføre kartleggingen av potensialet for økt oljeutvinning samt mulighetene for deponering høy prioritet. Med forbehold om resultatene av kartleggingen, vil en snarest utrede statlig engasjement i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂ og tilrettelegging for deponering samt økt oljeutvinning gjennom bruk av CO₂ til trykkstøtte.

Utvikling av infrastruktur er nødvendig for å kunne deponere utskilt CO₂, men den vil fremfor alt være et viktig ledd i å legge til rette for at CO₂ kan gis en verdi som trykkstøtte. Dette kan føre til bedre utnyttelse av oljeressursene og muligheter for salg av naturgass som i dag brukes som trykkstøtte. Det er en fordel for statlig engasjement at en CO₂-infrastruktur er teknologinøytral. Samordning vil dessuten kunne sikre fleksibilitet og forenkle håndteringen av komplekse avtaler innenfor og mellom felt.

11.8 Nærmere om arbeidet med pilotanlegg

FoU og demonstrasjonsanlegg eller pilotprosjekter vil være viktig i årene fremover. En realisering av slike prosjekter vil trolig være sentralt i en videreføring av teknologiene til neste fase.

For å oppnå gode, framtidsrettede løsninger for gasskraftverk med CO₂-håndtering, er det viktig at ulike teknologier kan testes ut på en hensiktsmessig måte. I Regjeringens strategi for gasskraftverk med CO₂-håndtering ligger det inne insentiver for utprøving av nye teknologier gjennom pilot/demonstrasjonsanlegg, jf. kap. 11.7. Det er imidlertid forskningsinstitusjoner, leverandører og brukere av teknologien som selv må vurdere hvilke teknologier og løsninger det er mest hen-

Boks 11.4 Kostnadsskisser for demonstrasjonsanlegg

Investeringskostnadene ved ulike demonstrasjonsanlegg kan illustreres som følger:

- Investeringskostnadene ved et frittstående demonstrasjonsanlegg for CO₂-fjerning fra avgasser anslås å være i størrelsesorden 0,5 milliarder kroner. Dette gjelder et anlegg hvor CO₂ fanges fra avgassen fra en gassturbin, men slippes til atmosfæren etter gjenvinning.
- Et tilsvarende anlegg, men med rørledning til et egnet sted på sokkelen og en brønn ned i et permanent lagringssted i en geologisk formasjon vil ha et totalt investeringsnivå på om lag 2,0 milliarder kroner. Det vil da kunne være kapasitet i rørledning og brønn for en senere betydelig utvidelse av transportvolumet.
- CO₂ fra et tilsvarende anlegg som i det første eksemplet kan gjøres flytende ved en kombinasjon av nedkjøling og trykk, lagres i en spesialtank for deretter å skipes ut i spesialskip til industrielle kunder. Investeringsnivået ved en slik «gjenbruk» av CO₂ vil ligge mellom de to eksemplene over, anslagsvis 1,2 milliarder kroner avhengig av hvor stor del av den totale kjede som inkluderes

Eksemplene overfor er typiske, men på langt nær utfyllende for hvilke CO₂-kjeder som kan demonstreres. Tallene gjelder håndtering av om lag 200 000 tonn CO₂ pr. år fra ett til to demonstrasjonsprosjekter lokalisert på samme driftssted.

Kilde: Statoil, 2002

siktsmessig og satse på. Hensikten med et pilot/demonstrasjonsanlegg er at de på best mulig måte bidrar til en utvikling som fører til en robust og framtidsrettet teknologi for CO₂-håndtering som kan tas i bruk i fullskala anlegg.

Investerings- og driftskostnadene for demonstrasjon av CO₂-reduserende teknologier er usikre. I boks 11.4 er det imidlertid gitt noen hovedtall for å gi en illustrasjon av behovet for finansiering. Statoil har på oppdrag av Olje- og energidepartementet utarbeidet en plan for CO₂-reduserende teknologier, jf. vedtak i Stortinget i forbindelse

med behandlingen av Innst. S. nr. 100 (2001-2002) fra energi og miljøkomiteen om utbygging, anlegg og drift av Snøhvit LNG. Stortinget fattet i denne saken følgende vedtak:

«Stortinget ber Regjeringen sørge for at Statoil og rettighetshaverne utarbeider en tidsatt plan for å utprøve CO₂-reduserende teknologier og at Regjeringen kommer tilbake med en orientering om framdriften, kostnadsoverslag og hvordan et pilotanlegg kan finansieres – i forbindelse med fremleggelse av gassmeldingen.»

På denne bakgrunn har Statoil, på veiene av rettighetshaverne for Snøhvit LNG, gitt Olje- og energidepartementet informasjon om eksisterende prosjekter som har bidratt til å kvalifisere CO₂-reduserende teknologier, og informasjon om hvilke teknologielementer som bør kvalifiseres i framtiden. Statusrapporten er gjengitt i vedlegg 4 til meldingen. Statoil vil legge fram selskapets plan for arbeid med CO₂-reduserende teknologier i løpet av høsten 2002.

Det er Statoils erfaring at de beste demonstrasjonsprosjektene har en god kopling til løpende virksomhet. Statoils vurdering når det gjelder stedsvalg for et demonstrasjonsanlegg, er at Kårstø peker seg ut for et anlegg for utprøving av fjerning av CO₂ fra eksosgass fra et gasskraftverk. Selskapets vurdering er derfor at Kårstø på en god måte kan oppfylle Stortingets forutsetning om et anlegg for utprøving av CO₂-reduserende teknologier. Statoil mener at Melkøya/Snøhvit ikke er et tjenlig sted for et slikt demonstrasjonsanlegg. Det legges vekt på kompleksiteten av det samlede Snøhvitprosjektet, og på en vesentlig utsatt oppstart av demonstrasjonsanlegget ved lokalisering til Melkøya.

Statoil har for øvrig siden statusrapporten ble fremlagt, ført samtaler med flere industripartnere om å gjøre demonstrasjon av CO₂-reduserende tiltak til et nasjonalt program. Dette forslaget har blitt godt mottatt og vil stå sentralt i selskapets plan. I denne sammenheng peker Tjeldbergodden seg ut for en senere demonstrasjon av en hydrogenfyrt gassturbin. På Tjeldbergodden kan også andre CO₂-reduserende teknologier eventuelt utprøves.

Andre selskaper arbeider også med, eller planlegger utprøving av sine teknologikonsepter i demonstrasjonsanlegg. Felles for prosjektene er imidlertid at de har en relativt lang tidshorison, og at det fortsatt er knyttet usikkerhet til planene.

12 Bruk av hydrogen til energiformål

12.1 Hydrogen i et framtidig energisystem

Hydrogen kan bli en av fremtidens viktigste energibærere. Hydrogen kan produseres både på grunnlag av fornybare energikilder og fossile brensler. Ved bruk har hydrogen ingen miljøskadelige utslipp. På jorden finnes ikke hydrogen fritt i naturen, bare i forbindelser med andre grunnstoffer. Vann er en uutømmelig kilde for hydrogenproduksjon. Hydrogen kan fremstilles fra vann ved elektrolyse, og forbrenningsproduktet fra hydrogen er vann. Alle fossile energikilder – hydrokarboner – består av hydrogen og karbon. CO₂ vil være et biprodukt ved produksjon av hydrogen fra fossile energikilder.

Hydrogen er ikke en primær energikilde, men en energibærer. Når hydrogen framstilles fra en hydrogenholdig forbindelse, som for eksempel vann eller naturgass, dannes hydrogengass. Hydrogengassen kan transporteres i egne gassrør, eller komprimert under trykk, eventuelt nedkjølt til flytende form, i tanker eller containere til forbruker. Bruken av hydrogen til energiformål i dag er primært knyttet til forsknings- og utviklingsprosjekter.

Dagens kommersielle hydrogenproduksjon er til industriformål, og i Norge har industriell fremstilling av hydrogen for ammoniakkproduksjon foregått i lang tid. Her ble hydrogen tidligere fremstilt ved vannelektrolyse der elektrisitet benyttes til å spalte vann til hydrogen og oksygen, men i de senere årene er naturgass tatt i bruk for hydrogenproduksjon, jf. kapittel 7.1. Rundt 90 prosent av produksjonen av hydrogen i verden er basert på naturgass. Noe produseres på basis av kull og olje.

Hydrogen som energibærer kan bli et miljøvennlig og bærekraftig element i et framtidig energisystem fordi:

- bruken av hydrogen medfører ikke miljøskadelige utslipp til luft, og forbrenningsproduktet fra hydrogen er primært vann
- hydrogen kan brukes på samme måten som konvensjonelle brensler (brennes i kjeler eller motorer for å skaffe varme eller kraft)

- hydrogen kan omdannes til elektrisk energi i en brenselcelle der hydrogen reagerer elektrokjemisk med oksygen.

I et langsiktig perspektiv kan hydrogen bli fremstilt kommersielt i stor skala fra vann ved hjelp av fornybar energi som solenergi, vannkraft, vindkraft eller fra biomasse. I et kortere tidsperspektiv vil fossile energikilder fortsatt være den dominerende kilden til sentralisert storskala hydrogenproduksjon.

En visjon for det framtidige energisystemet er at hydrogen blir en vesentlig energibærer. Hydrogen kan benyttes både som drivstoff i transportsektoren, til storskala kraft- og varmeproduksjon, og til lokal energiproduksjon – såkalt distribuert energiforsyning. Slik småskala kraft- og varmeproduksjon vil være særlig aktuelt i land og områder med dårlig utbygget infrastruktur for energiforsyning.

For å utvikle en omfattende bruk av hydrogen er det viktig at hydrogen blir akseptert av næringsliv og husholdninger som en sikker energibærer samtidig som det må finnes pålitelig utstyr for anvendelse av hydrogen hos brukeren.

En bredere omtale av perspektivene for bruken av hydrogen er gitt i Gassteknologiutvalgets rapport.

12.2 Videre utvikling i bruken av hydrogen

Hydrogen som energibærer er foreløpig i en ikke-kommersiell fase, og flere forutsetninger må oppfylles før hydrogen for alvor kan forventes å bli brukt direkte i større skala. Gassteknologiutvalget har anslått at kostnadene ved sentral storskala produksjon fra naturgass trolig vil ligge i størrelsesorden 25-40 NOK/GJ eller 10-15 øre/kWh. Det er da ikke medregnet kostnader til oppsamling og deponering av CO₂. Det er videre ikke medregnet kostnader knyttet til lagring og distribusjon av hydrogen fram til forbruker. Ved lokal småskala produksjon av hydrogen nær forbruksstedet anslår Gassteknologiutvalget at kostnadene vil

være vesentlig høyere enn ved storskalaproduksjon. Både ved elektrolyse og ved reformering av naturgass i liten skala vil produksjonskostnadene ligge i størrelsesorden 100 NOK/GJ eller 35-40 øre/kWh.

Den videre utviklingen i bruken av hydrogen vil blant annet være avhengig av:

- tilfredsstillende løsninger for lagring og distribusjon av hydrogen
- endelig gjennombrudd for brenselcelleteknologi for elektrisitetsproduksjon.

Internasjonal forskning og satsingen til de store energi- og transportselskapene er viktig for utviklingen i bruken av hydrogen til energiformål. Dette innebærer at den videre utvikling i retning av bruk av hydrogen vil være svært avhengig av utviklingen i internasjonale energimarkeder og hva som forventes av internasjonale rammebetingelser. Utviklingen mot større bruk av hydrogen som energibærer drives i dag fram av internasjonale selskaper innen energi- og transportsektoren. Land som USA, Canada, Japan og Tyskland er teknologiledende og myndighetene i disse landene satser betydelig på å støtte forskning, utvikling og kommersialisering av hydrogen- og brenselcelleteknologier. En viktig drivkraft for introduksjon av hydrogen i transportsektoren har vært kravet som den amerikanske delstaten California har satt om at en viss andel av bilene som selges i 2003 skal være nullutslippsbiler.

I et framtidig hydrogensamfunn vil det være behov for storskala produksjon og lagring av hydrogen. Energitettheten for hydrogen er imidlertid lav ved normaltilstand. Både for lagring og transport må derfor energitettheten økes. Det foreligger ulike muligheter for lagring av hydrogen:

- lagring som komprimert gass under trykk
- lagring som væske (kondensering til flytende hydrogen)
- lagring i faste stoffer (for eksempel metallhydrid eller karbonmaterialer).

Lagring av store kvanta hydrogen i flytende form vil generelt være billigere enn tilsvarende lagring under høyt trykk. Lagring av hydrogen i grunnen under høyt trykk vil imidlertid kunne være det mest gunstige. Lagring av hydrogen i metallhydrid og karbonmaterialer er blant annet utviklet og utprøvd i fartøyer og kjøretøyer.

Når det gjelder transport og distribusjon, kan hydrogen i større mengder fraktes som komprimert gass i rørledninger der gassen blir distribu-

ert direkte til den enkelte forbruker, eller gassen kan distribueres komprimert eller i flytende form i tanker eller containere. Hvor mye hydrogen som skal distribueres, hvilken form hydrogenet distribueres i og til hvilket formål det skal anvendes vil være avgjørende for distribusjonsmåten. I likhet med naturgass kan hydrogen transporteres i rør, men rørtransport har forholdsvis høye investerings- og driftskostnader, og slike investeringer vil kreve betydelige behov for transport. Dagens naturgassnett er ikke uten videre egnet til transport av hydrogen i fremtiden. Det regnes som lite sannsynlig at rørledninger blir fremtidens transport- og distribusjonssystem for hydrogen. For distribusjonen helt fram til forbrukerne finnes det andre alternativer. Transport i for eksempel standard mobile containere gjør distribusjonen mer fleksibel, og tankene kan enkelt transporteres fra produksjonssted til anvendelsessted uten omlasting og energitap.

Industrilandenes elektrisitetsforsyning er i stor grad basert på store kraftverk. Spredt kraft- og varmeproduksjon (kogenerering) kan i en del sammenhenger være mer energieffektivt og miljøvennlig enn sentral produksjon. Slike anlegg er i framvekst i mange industriland. Hydrogen kan bli aktuelt som brensel i slike små kraftverk basert på brenselceller eller mikroturbiner. Flere selskaper i USA og Europa utvikler nå små brenselceller for forsyning av strøm og varme til husholdninger. Deregulering og internasjonalisering av kraftmarkedene kan bidra til en slik desentralisering.

I isolerte kraftforsyningsanlegg uten tilknytning til større elektrisitetsnett (også kalt SAPS for Stand-Alone Power Systems) kan bruk av hydrogen bli en mulig løsning, jf. boks 12.2 om SAPS i Norge. Her kan hydrogen som energibærer bidra til en effektiv utnyttelse av fornybare energikilder. Innstrålingen fra sola og vindhastigheten varierer fra time til time og over døgnet og året, og energiproduksjonen er sjelden i takt med etterspørselen. For å kunne utnytte energikilden fullt ut, må energien lagres. Hydrogen produsert ved hjelp av overskuddsenergi kan utgjøre et slikt energilager. Hydrogen kan deretter konverteres til elektrisitet i en brenselcelle eller forbrennes som drivstoff når sol- eller vindenergien ikke kan dekke forbruket på stedet. Slik kan hydrogen som energilager øke den praktiske anvendelsen av de variable fornybare energikildene, særlig i områder av verden hvor omfanget av andre aktuelle energilagere er begrenset. Hydrogen kan på denne måten bidra til elektrisitetsforsyning til isolerte områder, og særlig på steder hvor det av økonomiske eller mil-

jømessige grunner ikke er hensiktsmessig å bruke diesellaggregater.

Transportsektoren peker seg ut som den sektoren hvor det først synes å kunne være aktuelt med mer omfattende bruk av hydrogen. Økte miljøkrav har akselerert arbeidet med å utvikle mer miljøvennlige kjøretøyer og renere drivstoffer. Det gjennomføres internasjonalt en omfattende forskning både på direkte bruk av hydrogen som brennstoff og direkte omdanning til elektrisitet i brenselceller, jf. boks 12.1 som gir en oversikt over arbeid med å tilrettelegge for økt bruk av hydrogen.

Brenselcellekjøretøy vil være kommersielt tilgjengelige om kort tid, men produksjonen av slike kjøretøy vil trolig ha relativt høye kostnader sammenlignet med annen kjøretøyproduksjon. Infrastruktur kan dels baseres på teknologi som er utviklet, dels på teknologi som er under utvikling. For hydrogen som drivstoff i kjøretøyer er lagring trolig den største usikkerhetsfaktoren mht. et kommersielt gjennombrudd.

Kombinasjonen hydrogen, brenselceller og elektrisk drift peker seg kanskje ut som det mest lovende alternativ for fremtidige kjøretøyer, først og fremst fordi en slik løsning ikke gir miljøskadelige utslipp (kun rent vann), og dernest fordi brenselceller isolert sett vil gi vesentlig høyere virkningsgrad enn dagens bilmotorer. Biler med slike drivsystemer kan dessuten få kjøreegenskaper og rekkevidde på høyde med dagens kjøretøyer, i motsetning til dagens batteridrevne elbiler.

I løpet av de siste årene har alle større bilprodusenter laget og demonstrert prototyper med brenselceller. Flere selskaper planlegger å starte serieproduksjon i løpet av de nærmeste par årene.

Det er også demonstrert en rekke prototyper på hydrogen-brenselcellebusser, og flere internasjonale demonstrasjonsprosjekter er nå igangsatt.

12.3 Økt bruk av hydrogen i Norge

Forholdene ligger godt til rette for økt bruk av hydrogen i Norge. Blant annet er det:

- god tilgang på naturgass og fornybar energi som kilde for hydrogenproduksjon
- muligheter for deponering av CO₂
- lang erfaring fra storskala produksjon av hydrogen i industrien
- kompetanse innen hydrogenteknologier, både i industrien og i FoU-miljøer.

I Norge representerer naturgassen i årene framover en naturlig kilde for storskala hydrogenproduksjon. Miljøvennlig hydrogenproduksjon basert på naturgass vil kunne bidra til ytterligere å styrke Norges posisjon som betydelig energileverandør. Innenlandsk foredling av naturgass til hydrogen vil kunne gi et verdifullt bidrag til norsk verdiskapning. Det samme kan aktiviteter knyttet til lagring, transport og distribusjon av hydrogen. Dette forutsetter imidlertid at det blir mer lønnsomt å produsere hydrogen for eksport fremfor å eksportere naturgassen direkte. Hydrogen kan også på sikt gi et verdifullt bidrag til den norske energiforsyningen.

Norge har solid erfaring i produksjon av hydrogen, både på basis av fornybar energi og fossile råstoffer, og har etablert industri innenfor ulike hydrogenområder. Det fins forskningskompetanse av høy kvalitet innenfor viktige nisjeområder som for eksempel lagring av hydrogen og materialteknologi. Norske aktører har derfor et godt utgangspunkt og gode muligheter til å hevde seg internasjonalt på dette området.

Miljøgevinstene ved satsingen på gasskraftverk med CO₂-håndtering vil gjøre det mer attraktivt å investere i hydrogenbaserte energisystemer.

Et hydrogenmarked i Norge vil måtte bygges opp over tid. Det vil være flere barrierer knyttet til økt bruk av hydrogen til energiformål som må overvinnes, og en satsing på hydrogen i Norge bør ha et langsiktig perspektiv.

Det mest nærliggende innsatsområdet kan være å legge til rette for å ta i bruk hydrogen tidlig i transportsektoren. Flåtekjøretøyer som for eksempel busser, har gode muligheter for hydrogenlagring om bord, og krever ikke omfattende infrastruktur for drivstofftilførsel selv om det vil være behov for egne fyllestasjoner. Andre tidlige bruksområder kan være lokal småskala kraft- og varmeproduksjon ved brenselceller.

I løpet av de siste årene er det blitt gjennomført og igangsatt flere prosjekter som har til hensikt å introdusere hydrogen som energibærer i Norge, og flere nye prosjekter er under planlegging. For eksempel er det flere prosjekter innenfor stasjonær energiforsyning som ser på hydrogenproduksjon ved hjelp av elektrolyse av vann, og elektrisitet fra vindkraft, jf. boks 12.2.

Innenfor transportsektoren er det blitt gjennomført et forsøksprosjekt der en prototyp hydrogendrevet brenselcellebus i en kortere tidsperiode gikk i regulær rutetrafikk i Oslo. Erfaringene var meget positive når det gjaldt drift av bussen,

tanking av hydrogen og respons fra publikum. Samferdselsdepartementet har gjennom sin forsøksordning støttet dette prosjektet, og har nylig vedtatt å støtte videreføring av det. Et annet pro-

sjekt som også har fått støtte i 2002, skal utrede muligheter for hydrogenforsyning, tilpasset lokale forhold, til transportsektoren i Norge. Formålet med Samferdselsdepartementets forsøks-

Boks 12.1 Arbeid med å tilrettelegge for økt bruk av hydrogen

Det er fullt mulig å drive vanlige forbrenningsmotorer med hydrogen. Faktisk var noen av verdens første motorer hydrogendrevne. Som drivstoff i forbrenningsmotorer gir hydrogen små mengder NO_x, men vesentlig mindre enn det man får med konvensjonelt drivstoff. Også i dag satser noen bilprodusenter, først og fremst BMW, på forbrenningsmotorer med hydrogen som drivstoff. For eksempel har BMW lansert en serieprodusert hydrogenbil der hydrogen forbrennes i en vanlig motor. Bilen har en rekkevidde på 350 km, og utgiftene til drivstoff er om lag som for en vanlig bil.

DaimlerChrysler (tidligere Daimler Benz) har vært en pionér på utvikling av hydrogendrevne kjøretøyer. I samarbeid med brenselcelleprodusenten Ballard har de blant annet utviklet hydrogendrevne demobiler med PEM brenselceller. For eksempel ble NECAR 4 (New Electric Car) lansert i 1999. Dette er en Mercedes A-modell, utstyrt med en 70 kW PEM brenselcelle og en 100 liters tank med flytende hydrogen som drivstoff. Bilen har en rekkevidde på 450 km og en topphastighet på 145 km/t. Serieproduksjon kan komme i 2004. Toyota har også vært tidlig ute, og demonstrerte sin første brenselcellebil i Osaka allerede i 1996.

DaimlerChrysler, Ford og Ballard har sammen etablert bedriften XCELLSIS, som skal stå for innbygging av Ballards brenselcellestacker i kjøretøyer. De tre selskapene har planer om å satse mer enn 3 milliarder kroner på fremtidig serieproduksjon av brenselceller for kjøretøyer, med antydning av produksjonsstart år 2004-2005.

Konkurrentene til brenselcellebilene blir i første rekke batteridrevne elbiler, biler med nye, forbedrede forbrenningsmotorer og hybride kjøretøyer som er utstyrt med både forbrenningsmotor og batterier (for eksempel Toyota Prius) med bensin eller diesel og naturgass som drivstoff (kombinerte systemer). BMW har som eneste bilprodusent utviklet en personbil som har en forbrenningsmotor som kan drives med

bensin og hydrogen, samt en hydrogendreven PEM-brenselcelle for å dekke behovet for elektrisitet i kjøretøyet. En SOFC-brenselcelle er under utvikling for å erstatte PEM-cellen. Denne enheten vil kunne mates med reformert bensin, slik at behovet for hydrogen faller bort. Det er også demonstrert en rekke prototyper på hydrogen-brenselcelledrevne busser, og flere internasjonale demonstrasjonsprosjekter er nå igangsatt. Blant annet er det planlagt demonstrasjon av et 30-talls brenselcelledrevne busser i California, og et tilsvarende antall i Europa.

Hydrogen som drivstoff har imidlertid også sine begrensninger. Selv om brenselceller er mer effektive enn forbrenningsmotorer, og en viss mengde energi (drivstoff) vil gi lengre rekkevidde i et brenselcellekjøretøy enn i et konvensjonelt kjøretøy, kreves det store volumer for å bringe med seg tilstrekkelig energi i et kjøretøy. Et nøkkelproblem er derfor hvordan man skal kunne forsyne en brenselcellemotor i et kjøretøy med tilstrekkelig hydrogen.

Det er flere måter å forsyne en brenselcellemotor med hydrogen på. Det kan skje ved lagring av hydrogen ombord, eller ved reformering ombord av drivstoffer som metanol eller hydrokarboner (LNG/CNG, propan, bensin, diesel etc.). Ved lagring ombord må hydrogen være fortettet, enten som komprimert gass eller som nedkjølt væske eller bundet i et fast lagringsmedium, og det må benyttes spesialtanker.

Hydrogenet må også være tilgjengelig ved fyllestasjoner. Disse kan forsynes med komprimert eller flytende hydrogen fra sentrale produsenter, eller de kan produsere hydrogen lokalt ved vannelektrolyse eller småskala reformering av hydrokarboner. Det er mange mulige systemløsninger i transportsektoren, som hver for seg vil medføre forskjellige krav til drivstoff-forsyning og infrastruktur. Det er da også stor aktivitet på gang internasjonalt med å analysere og vurdere de forskjellige systemløsningene.

ordning er å fremme erfaringer og kunnskap om bruk av alternative drivstoff innen transportsektoren.

Hydrogen og brenselceller kan også være et alternativ for bruk i den norske nærskipstrafikken. De regionale og lokale miljøgevinstene vil i tilfelle kunne bli enda større enn ved bruk av naturgass. En ulempe med brenselceller med dagens teknologier er at de gir betydelig mindre kraft og vil kreve langt større plass enn dieselmotorer og gassturbiner. Utvikling av kompakte brenselcellesystemer vil derfor være viktig, spesielt for bruk i mindre passasjerbåter, og særlig for hurtiggående båter, der kravet til plassbegrensning er særlig stort. Flere norske miljøer har sammen gjennomført en studie som første fase i et prosjekt som skal demonstrere bruk av hydrogen og brenselceller til fremdrift av skip. Prosjektet skal se på mulighetene for utslippsreduksjoner når det gjelder NO_x og CO_2 fra skip, demonstrere ny teknologi om bord i skip, og skaffe erfaringer med drift, økonomi, miljø- og sikkerhetsaspekter knyttet til bruk av hydrogen og brenselceller i skip.

Kostnadene ved å gjennomføre slike prosjekter i Norge må vurderes ut fra nytte for norske teknologi- og industrimiljøer. Demonstrasjonsprosjekter for bruk av hydrogendrevne brenselcellebusser representerer en betydelig kostnad ettersom slike kjøretøy er svært dyre i innkjøp. Gevinsten ved slike prosjekter vil i hovedsak være knyttet til teknologiutvikling i nisjer hvor norsk næringsliv har interesser og spesielle fortrinn, særlig knyttet til produksjon og lagring av hydrogen.

Regjeringen vil øke satsingen på hydrogen og vil legge til rette for etablering av et større nasjonalt hydrogenprogram. En slik satsing skal bidra til kompetansebygging for en videre utvikling av

Boks 12.2 Enkeltstående stasjonære energisystemer (SAPS) i Norge

Mange av Norges bebodde øyer har gode vindressurser, og med vindturbiner kan de bli selvforsynte med energi. For å kunne være uavhengig av energitilførsel fra land i perioder uten vind, kan overskuddsstrømmen lagres som hydrogen. Hydrogenet kan deretter brukes for strømproduksjon i brenselceller (eller motorer) når behovet er tilstede, og hydrogen kan brukes som drivstoff i kjøretøy. På Utsira som får strømmen via en sjøkabel fra fastlandet, arbeider Norsk Hydro, Haugaland Kraft og Enercon med planer om et vind/hydrogenprosjekt. Planene omfatter et demonstrasjonsanlegg, der en 600 kW vindturbin skal forsyne kraft til øysamfunnet, og lagret hydrogen skal benyttes sammen med en brenselcelle for å sikre kraftforsyningen. Hydrogen skal produseres med overskuddskraft fra vindturbinen ved hjelp av en vannelektrolyser. Et slikt energisystem kan være aktuelt for flere områder av Norge.

Kilde: Norsk Hydro

hydrogenteknologier i Norge, og til å skape aksept for hydrogen som en sikker og miljøvennlig energibærer.

Det er viktig å følge med på den internasjonale utviklingen på området. Deltakelse i internasjonal forskning og utvikling vil være særlig viktig. For å komme i direkte kontakt med sentrale industriaktører, vil det være hensiktsmessig å etablere seg i felles forsknings- og industriprosjekter. Deltakelse i EU-prosjekter bør stå sentralt.

13 Kraftoverføring fra land til petroleumsvirksomheten

13.1 Bakgrunn

I forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 41 (1994-95) Om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, jf. Innst. S. nr. 114 (1995-96), vedtok Stortinget at:

«Regjeringen må utarbeide en oversikt over energimengden og kostnaden ved å elektrifisere olje- og gassfelt på norsk sokkel.»

«Ved utarbeidelse av Plan for utbygging og drift (PUD) skal oljeselskapene pålegges å legge fram en vurdering av elektrifisering av installasjonene framfor å bruke gassturbiner.»

I forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 54 (2000-01) Norsk klimapolitikk og St.meld. nr. 15 (2001-02) Tilleggsmelding til norsk klimapolitikk fattet Stortinget, i tråd med Innst. S. nr. 250 (2001-02), følgende vedtak:

«Stortinget ber Regjeringen i forbindelse med Gassmeldingen om å vurdere tiltak for sterkere grad av elektrifisering av sokkelen.»

Regjeringen legger stor vekt på at Norge skal oppfylle sine klimaforpliktelser. Etter Regjeringens vurdering vil de virkemidlene som ble foreslått i St.meld. nr. 15 (2001-02) legge til rette for investeringer som er nødvendige for at produksjon og bruk av energi skal bli mindre utslippsintensive. Sentralt i denne forbindelse er forslaget om et nasjonalt kvotesystem fra 2005.

Regjeringen la i tilleggsmeldingen til Klimameldingen i tillegg opp til at en rekke andre tiltak gjennomføres. Blant annet ble det også gitt en kortfattet vurdering av krafttilførsel fra land til petroleumssektoren. I dette kapitlet utdypes denne vurderingen med utgangspunkt i Stortingets vedtak.

13.2 Kraftforsyning fra land må sees i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering

Regjeringen mener det er viktig med en mer effektiv og miljøvennlig energiforsyning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. I denne sammenheng vil en sterkere grad av kraftoverføring fra land være sentralt. Regjeringen er derfor innstilt på å vurdere muligheten for å bidra til å realisere kraftoverføringsprosjekter. En sterkere grad av krafttilførsel fra land til kontinentalsokkelen må imidlertid vurderes i forhold til miljøeffekten og den samlede krafttilgangen.

Regjeringen legger vekt på at en mer omfattende kraftforsyning fra land må sees i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering, jf. kapittel 11. Gasskraftverk med CO₂-håndtering vil både ivareta sikkerheten i kraftforsyningen, og bidra til at miljøeffektene kan bli større enn ved alternativ kraftproduksjon i det nordiske og europeiske kraftmarkedet. Miljøeffektene ved kraftoverføring fra land til virksomheten på sokkelen vil være avhengig av hvordan slik kraftforsyning påvirker kraftmarkedet. For at kraftforsyning fra land skal slå positivt ut i et samlet miljøregnskap, er det viktig at elektrisiteten produseres på en mer miljøvennlig måte enn det som er tilfelle for dagens kraftproduksjon på sokkelen. Realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering vil derfor være viktig i forhold til miljøvirkninger av leveranser av elektrisitet til sokkelen.

Petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen er fremover avhengig av betydelig og sikker energitilførsel. Oljedirektoratet anslår det samlede energibehovet til i dag å være om lag 14 TWh/år. Dette anslås videre til å øke til om lag 18 TWh/år i 2005. Av det samlede energibehovet, står i dag elektrisitet for om lag 8 TWh/år. Dette tilsvarer 6-7 prosent 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. Dette illustrerer at petroleumsvirksomheten vil kunne bli en sen-

tral faktor i den norske kraftteterspørselen ved sterkere tilknytning til det innenlandske kraftnettet.

I dag dominerer bruk av offshore gassturbiner kraftforsyningen på sokkelen. Gassturbiner brukes både til direkte drift av kompressorer og pumper og til produksjon av elektrisitet. Kraftproduksjon er, ved siden av faking av gass, hovedkilden til CO₂-utslippene på kontinentalsokkelen. Petroleumssektoren står i dag for om lag 19 prosent av de nasjonale klimagassutslippene.

Det har i de senere årene vært liten kapasitetsøkning i norsk elektrisitetsforsyning. Dette gjelder både for kraftverk og overføringsnett. Samtidig med at det har vært liten tilvekst i produksjonskapasiteten, har veksten i forbruket av elektrisitet fortsatt. Dette har ført til at Norge har gått over fra å være krafteksportør til å være kraftimportør i år med normale nedbør- og temperaturforhold. I dag trengs en vesentlig del av importkapasiteten fra utlandet til å dekke forbruket av elektrisitet i år med normal nedbør og temperatur. Utviklingen gjennom de senere årene har ført til at energiforsyningen har blitt mer sårbar for tørrår. En omfattende kraftoverføring fra land til kontinentalsokkelen vil i dagens situasjon forsterke presset på kraftforsyningen.

Det er videre grunn til å regne med at evnen til å mestre en svikt i elektrisitetsproduksjonen vil bli dårligere i de nærmeste årene framover. Utbyggingstiden i elektrisitetssektoren er lang, og de prosjektene som vil bli fullført de nærmeste årene vil gi liten produksjonstilvekst. Samtidig er det grunn til å regne med fortsatt vekst i bruken av elektrisitet til tross for en sterk satsing på omlegging av energibruk og -produksjon. Situasjonen blir i tillegg forverret av at de andre nordiske landene også har en svak vekst i produksjonen i forhold til forbruket.

13.3 Rammebetingelser for levering av kraft fra land

Levering av elektrisitet fra land til sokkelen vil måtte skje til de samme betingelser som til andre kunder i energiforsyningen. Tilknytning av sokkelen til det innenlandske overføringsnettet og markedet innebærer at aktørene må forholde seg til det regelverk som gjelder for det norske kraftsystemet som er fastsatt gjennom energiloven med tilhørende forskrifter. Virkeområdet for energiloven er ut til grunnlinjen.

Aktører tilknyttet overføringsnettet skal i hen-

hold til energiloven og forskrifter tilbys netttjenester på ikke-diskriminerende og objektive punkt-tariffer og vilkår. Dette gjelder også for aktører på norsk sokkel som blir tilknyttet det innenlandske overføringsnettet og markedet.

Ved kjøp av kraft må aktører på sokkelen tilkoble det innenlandske overføringsnettet, i likhet med alle andre aktører, forholde seg til den risiko som er knyttet til utviklingen av markedsprisen på elektrisitet.

Ved kjøp av netttjenester i det innenlandske nettet dekker brukerne alle kostnadene knyttet til investeringer og drift av nettet. Dette gir adgang til overføringsnettet og dermed kraftmarkedet i sin helhet. Aktører på sokkelen vil som andre kjøpere av elektrisitet måtte betale på ordinære vilkår til den som tarifferer i tilknytningspunktet til det innenlandske nettet.

Tilknytning til et sentralnettspunkt vil oftest være naturlig for en kabel til sokkelen, men også tilknytning til et regionalnett kan være aktuelt.

En kabel til sokkelen med innenlandsk nettoppkobling, vil på samme måte som på land være å betrakte som en forbruksradial. Uavhengig av hvilken organisasjonsform den enkelte aktør velger, viser Olje- og energidepartementet til hovedregelen om at en slik kabel bekostes av den aktuelle forbruker.

Tilknytning av sokkelen til det innenlandske nettet vil få konsekvenser for driften av overføringsnettet og utøvelsen av systemansvaret.

Tilkobling til det innenlandske nettet medfører også at aktørene må forholde seg til den leveringskvalitet og leveringssikkerhet som normalt må påregnes, og den risiko som til enhver tid er knyttet til utviklingen i den nasjonale effekt- og energibalansen. Dersom virksomheten på sokkelen stiller bestemte krav til leveringskvalitet eller leveringssikkerhet utover det som normalt må forventes i det innenlandske nettet, må aktørene selv bære risikoen og eventuelt bekoste tiltak som sikrer virksomheten mot uønskede konsekvenser.

13.4 Utviklingen på norsk sokkel

I løpet av 30 år med petroleumsproduksjon på norsk kontinentalsokkel har vi 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.

Mange felt og områder på norsk kontinentalsokkel er i en moden fase der produksjonen avtar og driftskostnadene stiger. Produksjonen fra disse feltene vil om noen år bli faset ut dersom ikke omfattende tiltak iverksettes for å effektivisere driften. Dette gjelder også flere av de største feltene på norsk sokkel som for eksempel Statfjord og Gullfaks og helt sentrale petroleum provinser som Sørlige Nordsjø og Tampen. Dette stiller alle impliserte aktører overfor store utfordringer for å forlenge feltenes levetid.

Hvilke tiltak som er påkrevet kan variere mellom ulike felt, men en fellesnevner er at omstrukturering og effektivisering av driften vil være nødvendig. I mange tilfeller må en også vurdere helt nye måter å drive feltene på. Det er i første rekke rettighetshaverne, og især operatørselskapene, som må gå foran og gjennomføre de nødvendige tiltak for å forlenge feltenes levetid. For staten som ressurseier er det imidlertid svært viktig å påse at ressursene utnyttes på en best mulig måte slik at verdiskapingen for det norske samfunnet opprettholdes.

Energieffektivisering og vurdering av krafttilførsel fra land vil inngå som ett av flere mulige verdiskapende og utslippsreducerende elementer i forbindelse med slike omstruktureringer. Det er imidlertid knyttet betydelige kostnader til å legge om kraftgenereringen og -tilførselen etter at et felt er bygget ut. Rettighetshaverne må derfor foreta en kost-nytte-vurdering av slike tiltak. En vesentlig forutsetning for at en omlegging av krafttilførselen skal vise seg hensiktsmessig, er at feltene har en forholdsvis lang gjenværende levetid. Dette gjør det igjen viktig at rettighetshaverne lykkes med å gjennomføre andre tiltak som forlenger feltenes levetid. Kort feltlevetid gjør at de positive miljøvirkninger vil være begrensede samtidig som inntjeningsperioden blir kort. Effektivisering av kraftproduksjon og -tilførsel må derfor sees i sammenheng med andre tiltak for å øke feltenes levetid.

Omstruktureringer som innebærer ombygginger av eksisterende installasjoner eller utplassering av nye installasjoner vil i likhet med nye utbygginger kreve at en plan for utbygging og drift (PUD) leveres myndighetene for behandling. Siden 1996 har oljeselskapene vært pålagt å vur-

dere elektrifisering av installasjoner i forbindelse med fremleggelse av PUD for myndighetene. Dette kravet sikrer at en vurdering av kraft fra land er en integrert del av selskapenes beslutningsprosesser både i forbindelse med nye utbygginger og ved større omstruktureringer i områder på norsk sokkel.

Selv om kraftforsyning fra land har vært pålagt utredet ved utbygginger siden 1996, er det kun for Troll A kraftleveranse fra land er gjennomført. En hovedgrunn til at kraft fra land ble valgt for Troll A, er den korte avstanden til land. Dette medfører blant annet at investeringskostnadene knyttet til krafttilførsel fra land blir mindre enn for andre felt. Operatøren, Statoil, er nå i gang med et prosjekt som skal sikre Troll A økt kraftforsyning fra land. Bakgrunnen er at Troll A om få år vil ha behov for langt mer strøm enn det som er tilgjengelig på plattformen i dag for å opprettholde gassproduksjonen. Prosjektet på Troll A er beregnet til å ville koste om lag 3 milliarder kroner.

BP har over en lengre periode arbeidet med ulike planer for å forsyne offshore installasjoner sør på norsk kontinentalsokkel med kraft fra land. Aktuelle plattformer finnes på feltene Ula, Gyda, Valhall og Ekofisk. Det er anslått at disse plattformene vil ha et årlig energiforbruk på 1 TWh. Kraftproduksjonen på de nevnte plattformene er i dag basert på gass. Noen av anleggene har lav virkningsgrad, og krafttilførsel fra land vil bidra til en mer effektiv kraftproduksjon og lavere utslipp til luft på kontinentalsokkelen. Hva som blir den totale miljøeffekten når man tar hensyn til eventuelle utslipp forbundet med produksjon av den kraften som skal eksporteres fra land, er ikke utredet ennå. For at prosjektet skal kunne gjennomføres, er det ifølge BP behov for tilskudd på i størrelsesorden 500 millioner kroner.

Selv om kraft fra land hittil kun har blitt gjennomført i forbindelse med utbygging av Troll A, forventer Regjeringen at selskapene i fremtiden i ennå større grad enn i dag vurderer kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger og omstruktureringer av eksisterende felt og områder på norsk sokkel. Dette vil bli ekstra viktig når gasskraftverk med CO₂-håndtering er blitt et aktuelt alternativ for kraftforsyning fra land.

Anvendelse av ny teknologi og en forsterket teknologisk utvikling er avgjørende for at vi skal oppnå en fortsatt gradvis reduksjon i utslipp til miljø fra sektoren. Erstatning av gassturbiner vil også kunne representere en forbedring både i sikkerhet og arbeidsmiljø på sokkelen.

I de senere årene har det vært en utvikling

mot en stadig mer energieffektiv drift av petroleumsvirksomheten til havs. Dette har vært mulig gjennom ulike tiltak for å forbedre driften i form av blant annet modifisering av utstyr, bedre vedlikeholdsrutiner osv, men også gjennom stadige teknologiforbedringer. Ved nye utbygginger vil kraftproduksjonen bli mer energieffektiv enn på eksisterende innretninger, blant annet som følge av valg av energisystem med høyere virkningsgrad, nyere turbinteknologi og bedre utnyttelse av spillvarme. Dersom flere felt går sammen om å samle kraftproduksjonen på enkelte installasjoner, vil dette også kunne bidra til en ytterligere forbedring av energieffektiviteten. Videre effektivisering av energiproduksjonen offshore vil være et aktuelt alternativ til å overføre kraft fra land. Det er videre et potensial for store utslippsreduksjoner ved utvikling og implementering av teknologi som reduserer behovet for energi ved olje- og gassproduksjon. Dette kan for eksempel oppnås ved å redusere vannproduksjon og uønsket gassproduksjon. Energioptimale prosesser, bedre effektivitet ved kraftgenerering og gjennvinning av varmen i eksosgassen er utslippsreducerende teknologier som må tas i bruk ved nye utbygginger og også vurderes for felt i drift.

Det er Regjeringens klare ambisjon å øke innsatsen for å se på om en i større grad kan forsyne feltene på sokkelen med elektrisitet basert på gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen vil derfor forfølge disse problemstillingene på to arenaer:

- OG₂₁
- KonKraft.

For å samle olje- og gassindustrien om en felles nasjonal teknologistrategi, har Olje- og energidepartementet initiert et samarbeidsprosjekt mellom industri, forskningsmiljø og myndigheter, OG₂₁ (Oil and Gas in the 21st Century). Utviklingen av mer miljøvennlig teknologi er ett av fem hovedsatsningsområder for OG₂₁.

Under KonKraft arbeider olje-, gass- og leverandørindustrien med å svare på de mange utfordringene næringen og myndighetene står overfor. En sentral del av arbeidet i KonKraft er å skape en langsiktig visjon for næringen, samt å styrke norsk sokkels konkurransekraft. Både OG₂₁ og KonKraft er prosesser hvor det vil være viktig å styrke fokuset på mulighetene for krafttilførsel fra land, både som et verdiskapende element og som et utslippsreducerende tiltak.

I 1997 utarbeidet NVE og OD en rapport om elektrisitet fra land til petroleumsvirksomheten på

sokkelen. Rapporten konkluderte med at kostnadene knyttet til kraftforsyning fra land er svært høye i forhold til miljøgevinsten som kan oppnås. Unntaket som ble fremholdt i rapporten var Trollområdet. Siden denne studien ble utført, har det funnet sted en utvikling innenfor kabelteknologi for elektrisitetsoverføring. Blant annet er det blitt utviklet et nytt konsept innen likestrømsteknologi som vil redusere vekt og arealbehov på oljeinstallasjonene. Olje- og energidepartementet ba derfor NVE og OD i februar 2002 om å utarbeide en oppdatert rapport om krafttilførsel til petroleumsvirksomheten fra land.

13.5 Styrket innsats for å legge til rette for sterkere grad av kraftoverføring fra land

I regi av KonKraft vil det bli initiert en langsiktig strategi for å videreutvikle mulighetene for krafttilførsel fra land til kontinentalsokkelen. KonKraft ledes av olje- og energiministeren, med deltakelse fra olje-, gass- og leverandørindustrien.

Regjeringen vil videre forfølge spørsmål knyttet til kraftoverføring fra land i OG₂₁ sin prioritering av utvikling av mer miljøvennlig teknologi.

For videre å bidra til økte muligheter for miljøvennlig kraftforsyning til petroleumsvirksomheten, mener Regjeringen det er viktig at relevante aktører i sine beslutninger gir disse mulighetene høy prioritet. Det er viktig å skape økt forståelse for at energieffektivisering, og krafttilførsel fra land, må sees i sammenheng med de omstrukturingsprosesser mange felt på kontinentalsokkelen vil stå overfor.

Regjeringen ser positivt på at aktørene på kontinentalsokkelen arbeider aktivt med konkrete prosjekter for overføring av kraft fra land. Regjeringen viser til at hovedregelen for finansiering av slike prosjekter fortsatt må være at forbruksradialer først og fremst bekostes av den aktuelle forbruker.

En mer omfattende kraftoverføring fra land må også sees i lys av andre forhold, som en sikker energiforsyning og de samlede miljøkonsekvenser. Regjeringen gir høy prioritet til arbeidet med å opprettholde en sikker og bærekraftig energiforsyning. Regjeringen ser derfor en mer omfattende kraftforsyning fra land til kontinentalsokkelen i sammenheng med realiseringen av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Regjeringen vil legge til rette for en ordning med sikte på å gi investeringsstøtte til gasskraftverk med CO₂-

håndtering fra 2006. Dette bidrar også til at miljøgevinstene ved kraftforsyning fra land kan bli best mulig.

Det bør være en felles målsetting for både myndigheter og industri å oppnå en mer effektiv

og miljøvennlig energiforsyning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. I denne forbindelse er det viktig at man realiserer mulighetene for økt krafttilførsel fra land.

Del II
Grønne sertifikater

14 Et grønt sertifikatmarked

14.1 Bakgrunn

Stortinget har bedt Regjeringen om å utrede et system med grønne sertifikater tilpasset norske og nordiske forhold, jf. merknad i Budsjettinnst. S.nr. 9 (2000-2001):

«Flertallet vil i denne sammenheng vise til arbeidet med et pliktig grønt sertifikatmarked som er under utvikling i EU, der det settes krav til leveranser av en viss andel fornybar energi til sluttbruker. Flertallet vil be Regjeringen utrede et tilsvarende system med grønne sertifikater tilpasset norske og nordiske forhold.»

Et pliktig grønt sertifikatmarked er et virkemiddel som skal stimulere til økt bruk av utvalgte typer fornybar energi (grønn energi). I et pliktig grønt sertifikatmarked blir produsenter av grønn energi tildelt sertifikater for den mengde grønn energi de leverer inn i markedet. Tilstrekkelig etterspørsel etter sertifikater skapes ved å pålegge forbrukere å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av sin energibruk. Salg av sertifikatene gir produsentene en ekstra inntekt i tillegg til inntekten de får gjennom det ordinære energisalg. En nærmere beskrivelse av grønne sertifikater er gitt i boks 14.1. Internasjonalt er grønne sertifikatmarkeder i hovedsak avgrenset til utvalgte typer fornybar elektrisitet.

I denne meldingen legger departementet fram sine anbefalinger. Disse må blant annet ses i sammenheng med EUs direktiv 2001/77/EF om fremme av elektrisitet basert på fornybare energikilder i det indre elektrisitetsmarked.

Som et ledd i arbeidet har Olje- og energidepartementet hatt kontaktmøter med representanter for Bellona, Energibedriftens landsforening, Forbrukerrådet, Nord Pool ASA, Norsk Bioenergiforening, Norsk Fjernvarmeforening, Norsk Petroleumsinstitutt, Norsk solenergiforening, Norsk Vindkraft Forum og Prosessindustriens Landsforening. Departementet har i denne forbindelse også mottatt skriftlige synspunkter fra medlemmene i kontaktgruppen på utformingen av et pliktig grønt sertifikatmarked i Norge, jf. boks

15.3. I tillegg har departementet fått gjennomført en rekke utredninger av ulike problemstillinger knyttet til grønne sertifikater.

14.2 Regjeringens politikk

Omleggingen av energibruk og energiproduksjon

Ny energiproduksjon må i større grad baseres på nye fornybare energikilder. Det er nødvendig å begrense energiforbruket og redusere avhengigheten av elektrisk energi til oppvarming. I St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken, la den forrige Bondevikregjeringen fram en strategi for omlegging av energibruk og -produksjon, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Målene og strategiene for omleggingen er videreført i Sem-erklæringen.

Mulighetene innen omlegging av energibruk og -produksjon er mange og sammensatte. Å begrense forbruket er viktig fordi det reduserer behovet for ny produksjon. Norges store naturressurser gir oss gode muligheter til å benytte nye fornybare energikilder. Noen av ressursene er egnet til elproduksjon, som vindkraft og tidevannsenergi. Noen er særlig egnet til varmeproduksjon som bioenergi og avfall. I tillegg kan bruk av varmepumper og spillvarme bidra til å begrense bruken av elektrisitet til oppvarming. Hva som er den rimeligste og best egnede løsningen varierer over landet med klimatiske forhold, mellom ulike typer bygninger og mellom ulike industriprosesser.

Regjeringen legger vekt på at de virkemidlene som benyttes skal ta vare på alle mulighetene innen omleggingen. Dagens politikk legger opp til dette gjennom en bred satsing framfor særskilte satsinger rettet mot spesielle teknologier. Elavgiften og avgiftene på fyringsolje ligger i dag på et betydelig høyere nivå enn før. Det legges større vekt på betydningen av energiplanlegging i nettselskaper og i kommuner. Byggforskriftene blir gjennomgått i lys av målene for omlegging. Den viktigste nysatsingen er imidlertid etableringen av Enova SF og energifondet.

Boks 14.1 Hva er grønne sertifikater?

Et grønt sertifikat er et bevis på at det er produsert en viss mengde energi, vanligvis elektrisitet, basert på fornybare energikilder. Grønne sertifikater er verdipapirer som produsenter av fornybar energi kan selge til aktører som ønsker eller som blir pålagt å dokumentere sin bruk av slik energi. Gjennom sertifikatene får forbrukerne ingen garanti for at den elektrisiteten de selv mottar har en bestemt miljøvennlig opprinnelse. Forbrukerne får derimot en garanti for at en pålydende mengde fornybar elektrisitet er levert inn i elektrisitetssystemet.

Ved å selge grønne sertifikater får produsenten inntekter fra to markeder. Produsenter av fornybar el får inntekter fra salg av elektrisitet i kraftmarkedet på lik linje med elprodusenter som ikke har produksjon som gir grunnlag for grønne sertifikater. I tillegg vil produsenten få inntekter fra salg av elektrisitet i et finansielt marked for grønne sertifikater. Salg av grønne sertifikater gir altså produsenten av fornybar energi et tillegg til den inntekten han får gjennom salget av den fysiske produksjonen.

Kjøp av grønne sertifikater kan være frivillig eller pliktig. Ved frivillig etterspørsel vil betalingsviljen for sertifikatene avhenge av individuelt miljøengasjement. Erfaringer fra andre land synes å peke i retning av at en del forbrukere er villig til å betale litt ekstra for energi som er fremstilt på en miljøvennlig måte. Det er imidlertid

grunn til å regne med at sertifikatmarkeder basert på frivillig etterspørsel ikke vil være tilstrekkelig til å få dekket merkostnadene ved en betydelig utbygging av fornybar energi.

Et pliktig marked for grønne sertifikater innebærer at en bestemt gruppe aktører i energimarkedet får et pålegg om å kjøpe et visst antall sertifikater. En slik kvoteplikt kan i prinsippet knyttes til produksjonen, overføringen eller til forbruket. I flertallet av de systemer som er gjennomført, eller under implementering i ulike land, er kvoteplikten lagt på forbrukerne. Omfanget av forpliktelsen fastlegges i forhold til et kontrollerbart kriterium og kan defineres på ulike vis. Det som synes mest nærliggende er å utforme kravet som et forholdstall knyttet til for eksempel eget forbruk eller egen omsetning av energi. Det betyr at forbrukerne vil få et nytt element på strømregningen som er det pålagte kjøpet av sertifikater i tillegg til selve strømprisen og avgifter.

Det vil danne seg en markedspris på grønne sertifikater. Markedsprisen påvirkes først og fremst av hvilke energikilder som gis rett til å selge sertifikater og hvor stor andel av forbruket forbrukerne må dekke opp med sertifikater. Også andre forhold som usikkerhet for investorene og om markedet er internasjonalt vil påvirke prisen. Dette er drøftet i kapittel 15.3.6 og 15.1.1.

Enova SF har ansvaret for statens arbeid knyttet til omleggingen og forvaltningen av energifondet. Enova SF har høy kompetanse og har etablert et bredt kontaktnett. Foretaket har derfor gode muligheter til å foreta en helhetlig vurdering av disponeringen av energifondet. Gjennom individuelle prosjektvurderinger skal Enova SF bidra til å sikre at de til enhver tid beste mulighetene innenfor omleggingen velges, enten det er tiltak rettet mot energisparing, ny miljøvennlig energiproduksjon eller fremme av nye teknologiske løsninger som bygger opp under energiomleggingen på lang sikt. Det er et mål å få mest mulig energiomlegging for den økonomiske støtten som stilles til disposisjon for selskapet.

Grønt sertifikatmarked

Et pliktig grønt sertifikatmarked vil være en form for tilskuddsordning som er prinsipielt forskjellig fra dagens tilskuddsordninger. Det vil gi dårlig oversikt og unødvendige kostnader å etablere to ulike ordninger for fremme av de samme teknologier. Et pliktig grønt sertifikatmarked må derfor anses for å være et alternativ til dagens virkemiddelbruk.

Departementet legger vekt på at Stortinget, så sent som våren 2001, sluttet seg til opprettelsen av Enova SF og energifondet, gjennom sin behandling av Ot.prp. nr. 35 (2000-2001). Enova SF har vært i drift siden 1. januar 2002. En viktig bakgrunn for opprettelsen av Enova SF og energifondet var å skape stabile og langsiktige rammebetingelser for aktører i energisektoren. Departe-

mentet legger vekt på at det vil være uheldig å skape usikkerhet omkring Enovas oppgaver allerede før foretaket har hatt ett års drift. Stabile rammevilkår er viktig for aktørene i energisektoren der investeringskostnadene er høye og produksjon vanskelig kan legges om når den først er etablert.

Etter departementets vurdering vil et sertifikatmarked for elektrisitet neppe kunne fungere etter hensikten dersom det legges opp til kun et nasjonalt sertifikatmarked i Norge. Departementet frykter blant annet at det i et slikt marked ville blitt store prissvingninger og liten forutsigbarhet for aktørene. Dette må særlig ses i sammenheng med at en i Norge i mange år vil ha et lite volum i omsetningen av de typene elproduksjon som eventuelt ville inngått i et slikt marked. Lange overgangsordninger vil trolig også være nødvendig. Dette vil redusere effektivitetsegenkapene til sertifikatmarkedet.

Fordi satsingen på varme basert på nye fornybare energikilder, varmpumper og spillvarme er en viktig del av satsingen i Norge på omlegging av energibruk og energiproduksjon, har departementet fått utredet mulighetene for å lage et felles sertifikatmarked for varme og el. Det vil være mulig å etablere et sertifikatmarked som også omfatter varme. Men departementet vil fremheve at varmemarkedet er vesentlig mer sammensatt enn elektrisitetsmarkedet. Det vil være betydelige måle- og kontrollproblemer knyttet til en sertifikatorordning for varme. Det gjør at det ikke er mulig å etablere et like kostnadseffektivt og enkelt system som for elektrisitet. Utredningene konkluderer med at måle- og kontrollproblemene i varmemarkedet kan håndteres ved å ta i bruk sjablonmessige løsninger. Slike løsninger kan imidlertid føre til at en mister viktige effektivitetsgevinster ved et sertifikatmarked. I tillegg vil kun en liten del av varmemarkedet i praksis kunne omfattes av et grønt sertifikatmarked. Mye varmeproduksjon anses for å være lønnsom og mye er allerede omfattet av andre virkemidler.

Departementet legger også vekt på at et sertifikatsystem som omfatter varme ikke vil være forenlig med et fremtidig internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el i Europa. Departementet anser et separat nasjonalt sertifikatmarked for grønn varme som uaktuelt.

Departementet legger vekt på at de viktigste effektivitetsgevinstene først vil bli realisert når det er etablert en bredere internasjonal handel med grønne sertifikater. En omlegging av virkemiddelbruken nå, med etablering av et nasjonalt

pliktig sertifikatmarked, ville ha betydd tre omfattende endringer i rammebetingelsene i løpet av få år. Først etableringen av Enova SF, deretter et nasjonalt marked, og til slutt en større tilpasning til et mulig internasjonalt marked. Dette ville gitt liten forutsigbarhet for aktørene som skal investere.

Departementet vil ikke gå inn for at det blir etablert et nasjonalt marked for grønne sertifikater. I stedet mener departementet at en bør holde fast ved at politikken for å nå målene for omlegging av energibruk og energiproduksjon baseres på støtte via energifondet og Enova SF.

Internasjonal utvikling

Det vil være store effektivitetsgevinster i et grønt sertifikatmarked, dersom sertifikatene blir gjort internasjonalt omsettbare. I et internasjonalt marked vil en også raskere kunne oppnå et visst volum som kan bidra til å sikre en stabil prisdannelse.

Flere land i Europa arbeider med å etablere sertifikatmarkeder for fornybar el. Dette arbeidet er til en viss grad knyttet opp mot EUs direktiv om fremme av elektrisitet basert på fornybare energikilder i det indre elektrisitetsmarkedet som ble vedtatt 27. september 2001. I direktivet er det satt et mål om en andel forbruk av fornybar el på 22,1 prosent i 2010 for EU-landene samlet sett. Bakgrunnen for direktivet er EUs klimaforpliktelser og en målsetting om at 12 prosent av EU-landenes totale energikonsum skal komme fra fornybare energikilder i 2010. I henhold til direktivet skal medlemslandene fastsette nasjonale indikative andelsmål for fornybar el. Det skal også innføres et system med opprinnelsesgarantier for produksjon av el basert på fornybare energikilder fra 2003.

For Kommisjonen var det opprinnelig et mål at direktivet skulle lede til etableringen av et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el, men denne ambisjonen ble forlatt tidlig. Flere land har likevel etablert, eller er i ferd med å etablere, nasjonale pliktige markeder for grønne sertifikater. Noen få land har også åpnet for import av sertifikater. Det kan ligge en innebygget dynamikk i direktivet som tilsier at denne prosessen på sikt vil lede til et internasjonalt pliktig sertifikatmarked. Land som eksporterer sertifikater vil måtte finne metoder for å sikre at de oppnår det kvantitative målet for konsum av fornybar el som de forplikter seg til i henhold til direktivet. Et pliktig sertifikatmarked vil da være et nærliggende

virkemiddel. Landene står i dag fritt til å utforme økonomiske støtteordninger for fornybar energi-produksjon innenfor rammen av EUs statsstøtte-regler og retningslinjene for miljøstøtte.

Mange land har i dag svært sammensatte mål bak sin satsing på fornybar energi. Dette er til dels mål som innebærer at man i det enkelte land ønsker å nå bestemte nivåer for produksjon av ulike former for fornybar el. Innføringen av et felles sertifikatmarked vil imidlertid bety at investeringer i større grad vil komme i land med de beste naturgitte forutsetningene for fornybar elproduksjon. Internasjonal handel med sertifikater vil derfor kunne skape problemer i forhold til det enkelte lands mål for fornybar elproduksjon. Investeringer som foretas i andre land vil for eksempel ikke uten videre bidra til å styrke forsyningssikkerheten eller til å oppfylle klimaforpliktelsene for land som importerer sertifikater.

Departementet har vurdert muligheten for å etablere et system med grønn sertifikathandel tilpasset nordiske forhold. Det må imidlertid legges til grunn at det er samarbeidet gjennom medlemskapet i EU som vil være avgjørende for utviklingen i Danmark, Finland og Sverige. Departementet har vurdert EUs direktiv 2001/77/EF om fremme av elektrisitet basert på fornybare energikilder i det indre elektrisitetsmarked i en slik sammenheng. En implementering av dette direktivet innebærer at vi må forplikte oss til å fastsette nasjonale mål for forbruk av fornybar el i henhold til direktivet. Et slikt nasjonalt mål må være i tråd med en forsvarlig forvaltning av naturressursene. Det kreves derfor avklaringer med EU-kommisjonen før Regjeringen kan ta endelig stilling til direktivet og dermed også spørsmålet om deltakelse i et eventuelt internasjonalt sertifikatmarked.

Det er stor usikkerhet knyttet til den videre politikktutformingen i EU-landene og i utviklingen av direktivet. Gjennom det siste ti-året har EU utviklet en energipolitikk basert på økt integrasjon. Felles regler er blant annet utviklet på områdene naturgass og elektrisitet. EUs mål synes å være felles mål og virkemidler også for fornybar elproduksjon.

Konklusjon

Regjeringen har store forventninger til at politikken for omlegging av energibruk og energiproduksjon skal gi resultater. Regjeringen har gjennom etableringen av Enova SF nylig endret virkemiddelbruken for omleggingen. Det er viktig å stå fast på de etablerte målene og strategiene for omleggingen for å skape forutsigbarhet for aktørene. Det vil være uheldig å skape usikkerhet for aktørene omkring det nye virkemiddelapparatet før foretaket har hatt ett års drift.

Departementet er positiv til etableringen av et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el og mener at Norge bør delta i et slikt marked. Et internasjonalt sertifikatmarked vil føre til like rammer for fornybar elproduksjon i et konkurranseutsatt kraftmarked. Departementet vil derfor arbeide videre for å etablere et sertifikatsystem som kan tilpasses et pliktig internasjonalt sertifikatmarked. Det vil være en prioritert oppgave å bidra til å fremskynde etableringen av et internasjonalt marked og søke å påvirke rammene for dette. Hensynet til miljø, forsyningssikkerhet og en fornuftig forvaltning av norske naturressurser vil stå sentralt i dette arbeidet.

15 Nærmere om et grønt sertifikatmarked

15.1 Nærmere om den internasjonale utviklingen

15.1.1 Utviklingen i EU

Det er viktig å vurdere et eventuelt grønt sertifikatmarked i Norge i lys av den internasjonale utviklingen. Noe av sertifikatmarkedenes fordeler framfor nasjonale subsidieordninger ligger nettopp i mulighetene for å skape internasjonal handel. Samtidig er ikke utviklingen i Europa entydig når det gjelder mulighetene for at det vil bli utviklet internasjonal handel i det pliktige sertifikatmarkedet.

På ulike hold arbeides det for å få etablert et internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el. Kraftbransjen er svært positiv til utviklingen av et slikt marked. EUs direktiv 2001/77/EF om fremme av elektrisitet basert på fornybare energikilder i det indre elektrisitetsmarked, som ble vedtatt 27. september 2001, kan på sikt bidra til at et slikt marked vil bli etablert.

I direktivet er det satt som mål å øke andelen forbruk av fornybar elektrisitet i EU til 22,1 prosent innen 2010. I 1997, var andelen fornybar elektrisitet 13,9 prosent. Innen oktober 2002 skal hvert enkelt medlemsland sette nasjonale andelsmål for anvendelse av fornybar elektrisitet fram mot 2010. Andelsmålene skal være indikative. Medlemslandene er forpliktet til å utarbeide rapporter om måloppnåelse og virkemiddelbruken jevnlig. All fornybar elektrisitet skal videre få utstedt bevis i form av såkalte opprinnelsesgarantier. Garantiene skal angi hvilken kilde som er tatt i bruk, dato for produksjon og produksjonssted. Når det gjelder vannkraft skal også anleggets effektkapasitet oppgis. Et system med opprinnelsesgarantier skal være operativt fra høsten 2003. Garantiene i hvert enkelt medlemsland skal aksepteres og være gyldig i alle medlemslandene.

Målet om å øke andelen fornybar elektrisitet til 22,1 prosent innen 2010 er svært krevende for EU. Det har vært motstridende interesser knyttet til direktivet på to sentrale punkter:

- Om målet skal være bindende eller indikativt

- Om det skal legges opp til internasjonal handel med sertifikater for fornybar elproduksjon, der forbrukerne er pålagt å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av sitt totale elforbruk (grønt sertifikatmarked).

EU-parlamentet, Ministerrådet, EU-kommisjonen og medlemslandene har inngått kompromisser på disse områdene. Andelsmålene for EU-landene er gjort indikative, men Parlamentet har bedt Kommisjonen komme tilbake med forslag om bindende mål dersom landene ikke prioriterer arbeid for å nå målene. Det skal utstedes opprinnelsesgarantier for fornybar elproduksjon, men det ble tidlig avklart at det ikke skulle legges opp til et internasjonalt grønt sertifikatmarked.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til den videre utviklingen, og hvilke konsekvenser direktivet kan få for politikken overfor fornybare energikilder i EU-landene. En mulig utvikling er at målene blir gjort bindende.

Utviklingen kan gå i retning av at det utvikles et internasjonalt pliktig sertifikatmarked for grønn el. Landene skal rapportere til EU-kommisjonen om hvordan de ligger an i forhold til sine konsummål. Det kan tenkes at et land som innehar opprinnelsesgarantier for vannkraft eller vindkraft fra Norge får påberope seg denne fornybare produksjonen i rapporteringen til Kommisjonen om hvor høy andel forbruk av fornybar el de har. Dersom Kommisjonen godtar dette, må opprinnelsesgarantiene i tilfelle komme til fratrekk i Norges rapportering. Hvis Norge forplikter seg i henhold til direktivet, og norske kraftprodusenter eksporterer opprinnelsesgarantier eller sertifikater, må det etableres ordninger som kompenserer for dette. Det kan tenkes flere tilnærminger til en slik problemstilling. En metode vil være å etablere et tilsvarende pliktig sertifikatmarked i Norge slik at norske forbrukere kjøper opprinnelsesgarantier eller sertifikater.

Per i dag har Nederland etablert insentiver til import av RECS-sertifikater. En nærmere omtale av RECS-sertifikater gis i boks 15.1. Dette illustrerer at ett enkelt land kan sette i gang en prosess

som vil kunne lede til at det blir etablert et internasjonalt pliktig sertifikatmarked for grønn el.

Dersom Norge innlemmer direktivet i EØS-avtalen må det etableres virkemidler som sikrer at andelen konsum av fornybar el blir i henhold til det målet som blir satt. Interessen fra EU-land for kjøp av opprinnelsesgarantier eller sertifikater fra Norge kan bety at virkemiddelbruken i norsk energipolitikk må endres. En løsning kan være å etablere et pliktig sertifikatmarked der norske forbrukere deltar på samme vilkår som andre land. Norge må i så fall tilpasse regelverket for sertifikatmarkedet til den internasjonale utviklingen. Blant annet må vi benytte de samme definisjoner av grønn elektrisitet som de landene som er interessert i å importere sertifikater fra Norge.

Ikke all fornybar elproduksjon som tildeles opprinnelsesgarantier vil kunne få sertifikatrett i et pliktig grønt sertifikatmarked. Et eventuelt internasjonalt pliktig grønt sertifikatmarked vil trolig være rettet mot ny, ikke kommersiell fornybar el. Den samlede forpliktelsen som pålegges forbrukerne til kjøp av sertifikater i et land vil da ikke samsvare med det nasjonale målet for fornybar elektrisitet.

15.1.2 Nasjonale gjennomføringer

De store effektivitetsgevinstene ved et grønt sertifikatmarked vil bli realisert gjennom internasjonal handel. Internasjonal handel vil bidra til et mer velfungerende marked fordi volumet vil bli større og det blir mindre markedsmakt. Det gir også muligheter for å få inn flere fornybare energikilder. Dette er viktig for prisdannelsen på sertifikatene. Men den viktigste gevinsten ved internasjonal handel følger av at de naturgitte forutsetningene for fornybar energiproduksjon er ulike i forskjellige regioner av Europa. Land med fortrinn for produksjon av fornybar energi kan bli nettoeksportør av sertifikater, mens land der det ligger dårlig til rette for fornybar energiproduksjon vil kunne bli nettoimportører.

Landene kan ikke ha nasjonale mål knyttet til produksjon av fornybar elektrisitet dersom de deltar i et internasjonalt sertifikatmarked. Målene knyttes normalt til en andel av elforbruket som må dekkes opp med grønne sertifikater. Slik må alle land som deltar i et internasjonalt grønt sertifikatmarked være med på å finansiere satsingen på fornybar energi, mens investeringene og produksjonen i betydelig grad kan bli konsentrert til land med særlige fortrinn for slik produksjon.

Landene har i dag svært sammensatte målset-

ninger bak sin satsing på fornybar energi. Dette er til dels mål som innebærer at man i det enkelte land ønsker å nå et bestemt mål for ulike former for fornybar energiproduksjon. Bakgrunnen for dette er blant annet:

- De fleste land har mål om høy forsyningssikkerhet
- Hvert land har individuelle klimamål
- Flere land har mål om sysselsetting, distriktsutvikling, næringsutvikling og lignende
- Landene har flere miljøhensyn, for eksempel et ønske om en mer distribuert kraftproduksjon for å redusere overføringstap og omfanget av kontroversielle utbygginger av overføringslinjer.

Det er mange mål for satsingen på fornybar energi, men det viktigste er målet om å redusere utslippene av klimagasser som er knyttet til bruken av fossilt brensel. I den grad det er målkonflikter mellom denne satsingen og andre mål forutsettes det at det håndteres gjennom andre virkemidler. Eksempelvis kan det være konflikter mellom bruk av bioenergi og lokal luftkvalitet, og mellom vindkraft og naturvern.

Internasjonal handel med sertifikater vil kunne skape utfordringer i forhold til det enkelte lands ønske om å nå bestemte mål for produksjonen av ulike former for fornybar el. Investeringer i andre land vil i varierende grad styrke forsyningssikkerheten i et land som importerer sertifikater. Virkningen på landets behov for fossil elproduksjon og klimagassutslipp vil også variere.

Per i dag er det ingen land som fullt ut har lagt til rette for å utvikle handel med sertifikater over landegrensene. Definisjonen av grønn el og organiseringen av markedene varierer betydelig. Markedene er derfor også i begrenset grad sammenlignbare. Flere land vil imidlertid vurdere utviklingen i rammeverket hos handelspartnere og en kan se for seg at det utvikles bilaterale handelsavtaler som kan videreutvikles til handelsområder.

Dersom det skal etableres felles markeder, så må markedene harmoniseres på flere måter. Alle nødvendige rammer for markedet, som er drøftet i kapittel 15.4, må vurderes. Blant annet må det være enighet om hvilken type energiproduksjon som kan tildeles sertifikater. Det må også forhandles om hvilken andel fornybar energi forbrukerne i det enkelte land skal være pliktig til å kjøpe. Dette vil påvirke hvor stor eksportør eller importør et land vil være.

De problemstillingene som er aktuelle for andre land vil også være aktuelle for Norge.

Boks 15.1 RECS – en frivillig sertifikatordning for fornybar energi i Europa

RECS står for Renewable Energy Certificate System, og ble etablert i begynnelsen av 1999. RECS er en sammenslutning av europeiske kraftselskaper, og andre som interesserer seg for fornybar energi. Formålet er å utarbeide en felles europeisk plattform for sertifisering og handel med energi fra fornybare energikilder. Slik er RECS-sertifikatet i realiteten en opprinnelsesgaranti for all fornybar energi, som i RECS er definert å være all energi utenom det som kommer fra fossile brensel og atomkraft. Presidiet, som er det styrende organet for RECS, har en representant fra hvert av landene som har medlemmer i RECS. Energibedriftenes Landsforening er for tiden representant i Presidiet fra norsk side.

«Basic Commitment» er utgangspunktet for samarbeidet, og beskriver hovedelementene i systemet, som alle medlemmene må si seg enig i å følge. Videre er det utarbeidet domene-protokoller for en mer utførlig beskrivelse av hvordan systemet ser ut, og hvordan sertifikatet behandles «fra vugge til grav» i det enkelte domene/land. Medlemsområdet er altså delt i «domener», som normalt sett vil være skilt av geografiske landegrenser. I hvert domene hvor det utstedes og handles med RECS sertifikater, må det utpekes en «Issuing body» – eller et såkalt utstedelsesorgan. Dette organet har bl.a. ansvar for å vedlikeholde domenets regelverk, «Domain Protocol», godkjenne produksjonsanlegg for deltagelse i RECS og utstede RECS sertifikater basert på faktisk produsert energi fra de godkjente anleggene. I tillegg skal «Issuing Body» tilrettelegge en sentral registreringsdatabase (CRD) for administrasjon og håndtering av sertifikatene. I Norge er Statnett utpekt som «Issuing

Body» av de norske deltakerne. Systemoperatørene i Danmark, Finland og Sverige er også utnevnt som «Issuing Body» i sine respektive domener. De nordiske systemoperatørene har sammen utviklet en CRD-applikasjon. Dette systemet er også tatt i bruk av Italia og Østerrike. Alle utstederne i RECS-samarbeidet har dannet «Association of Issuing Bodies» for å koordinere sitt arbeid.

I begynnelsen av 2001 ble en testfase satt i gang for utprøving av RECS-systemet med fokus på elektrisitet. Testen har fått prosjektmidler fra EU-kommisjonen, og intensjonen er å vise hvordan et slikt system kan fungere i praksis. På den måten har RECS-initiativet vært et utgangspunkt for dialog mellom alle som har interesse for utviklingen av fornybare energikilder. Testfasen avsluttes ved utgangen av 2002.

RECS hadde per 1. mai 2002 til sammen 168 medlemmer i 14 europeiske land. I tillegg deltar til sammen 6 medlemmer fra Japan, Australia, New Zealand og USA. Fra de nordiske landene er det p.t. 20 medlemmer fra Norge, 13 fra Danmark, 18 fra Finland og 12 fra Sverige. Medlemmene i det enkelte land utgjør en nasjonal RECS gruppe.

I testfasen har det til nå vært en betydelig eksport av RECS-sertifikater fra Norge, Sverige og Finland spesielt. Nederlandske konsumenter har vært den desidert største kjøpergruppen. Nederlandske myndigheter gir i dag insentiver til sine innbyggere, slik at de finner det lønnsomt å importere RECS-sertifikater. Norske RECS-sertifikater som eksporteres til Nederland er hovedsaklig fra småskala vannkraftanlegg og fra nye vindkraftanlegg.

Målene for satsingen på fornybar energi er sammensatt. En problemstilling som er særlig spesiell for Norge er at en vesentlig del av satsingen på omlegging av energiproduksjonen er knyttet opp mot vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme. Dersom vi etablerer et felles marked for fornybar elektrisitet og varme vil dette være et nytt system som ikke tilsvare noen andre lands systemer. I de europeiske landene som har innført, eller planlegger å innføre, pliktige grønne sertifikatmarkeder er systemet begrenset til elektrisitetsproduksjon. Der-

som vi deltar i et eventuelt internasjonalt sertifikatmarked for fornybar el, betyr det at varmemarkedet vanskelig kan inkluderes. Vi kan eventuelt etablere et eget pliktig sertifikatmarked for grønn varme i Norge, men prisene i de to sertifikatmarkedene vil normalt være forskjellige.

EU-landene står i dag fritt i utformingen av virkemiddelbruken for å fremme fornybar elproduksjon. Virkemidlene må være i tråd med EUs statsstøtteregler, jf. kapittel 10.5.4. I 1999 kartla EU-kommisjonen hvilke virkemidler EU-landene og Norge benyttet for å stimulere til fornybar energi-

produksjon. Hovedinntrykket fra studien er at de fleste land benytter en kombinasjon av flere virkemidler for å nå sine mål på området. Produksjonsstøtte og investeringsstøtte brukes mest. I tillegg benyttes blant annet FoU-tilskudd, skatteinsitamenter, støtte til demonstrasjonsprogrammer, informasjonsspredning, normative virkemidler og opplæring.

I 1990-årene var faste innmatningstariffer (feed-in tariff) et viktig virkemiddel i flere EU-land. Denne ordningen gir produsentene en garantert tariff for sin produksjon og dette finansieres gjennom overføringstariffen som nettkunder er med å betale. Produsenten får ofte denne tariffen i et begrenset antall år, og den kan eventuelt trappes ned gjennom en forutbestemt plan.

Anbudskonkurranser er blitt praktisert blant annet i Storbritannia. Konkurransen går i korthet ut på at staten legger ut kontrakter om langsiktige leveranser av grønn el på anbud. Utbyggeren som byr lavest pris vinner. En fordel med dette systemet er at det blir konkurranse mellom ulike teknologier og lavere administrasjonskostnader enn ved individuell vurdering av enkeltprosjekter. Det har vært et problem med denne ordningen at kun en mindre andel av prosjektene er blitt realisert. Dette har gjort at myndighetene har måttet gå inn å vurdere hvor realistisk prosjektene har vært. Dette har medført at de administrative kostnadene har blitt høyere enn først antatt. En slik ordning finansieres over statlige budsjetter.

Sertifikatmarkeder er blitt mer aktuelle som virkemiddel. Det finnes flere land i Europa som har innført eller som planlegger å innføre et marked for grønne sertifikater. Belgia, Nederland, Italia, Storbritannia, Sverige og Østerrike har besluttet å innføre markeder for grønne sertifikater. Planen for gjennomføring varierer og systemene det legges opp til er forskjellige. Systemene er nasjonale, med unntak av Nederland og Italia, som har åpnet for import av sertifikater. Det vil si at produksjonen av ny fornybar energi ikke trenger å foregå i landet. Systemene er også rettet mot elproduksjon, det vil si at varmedelen av energiforsyningen ikke er med. Systemene er også supplert med andre virkemidler for å styrke konkurransesituasjonen til særlig umodne teknologier som ikke blir lønnsomme selv med et sertifikatssystem. Det pågår en debatt i Nederland om en videreutvikling av det nederlandske sertifikat- og støttesystemet til fornybar elproduksjon. I Sverige er planene om å innføre et pliktig sertifikatmarked utsatt til 1. mai 2003.

I elreformavtalen fra mars 1999, mellom den

daværende regjeringen i Danmark og et flertall av Folketingets partier, var det forutsatt at det skulle være et velfungerende sertifikatmarked i Danmark fra 1. januar 2003. På denne bakgrunn er det utformet et sertifikatsystem. Folketinget besluttet i juni 2002 at systemet skal utsettes. I forbindelse med det videre arbeidet med liberalisering av energimarkedene i Danmark, foreslår den danske regjeringen blant annet å fjerne den faste innmatningstariffen til vindkraftproduksjon og erstatte denne med en tilskuddsordning.

Frankrike, Spania og Tyskland har valgt å videreføre faste innmatningstariffer som virkemiddel for å fremme fornybar elproduksjon.

15.2 Mål og virkemidler i Norge

Nye fornybare energikilder har vært et satsingsområde i energipolitikken i mange år. Gjennom Stortingets behandling av St.meld. nr. 29 (1998-1999) Om energipolitikken, ble det etablert en politikk for omlegging av energibruk og -produksjon, der nye fornybare energikilder fikk en viktig rolle. Det er flere grunner til dette:

- Den norske kraftbalansen er blitt stadig strammere
- Økt bruk av vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme vil bidra til å redusere elavhengigheten og øke fleksibiliteten i energiforsyningen
- Nye fornybare energikilder har viktige miljøvennlige egenskaper i forhold til ikke-fornybare energikilder.

Regjeringens mål om 4 TWh vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme og 3 TWh vindkraft årlig innen 2010 skal bidra til den nødvendige omleggingen i energibruk og energiproduksjon. I tillegg er det et sentralt mål å begrense forbruket mer enn om utviklingen overlates til seg selv.

I Norge har investeringsstøtte, produksjonsstøtte og ulike fritak for avgifter vært viktige virkemidler for å stimulere til produksjon av fornybar energi.

Fra 2002 er alle økonomiske virkemidler knyttet til omleggingen av energibruk og energiproduksjon samlet og overført til det nyopprettede statsforetaket Enova SF. Enova ble etablert for å styrke arbeidet med en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Enova skal ta initiativ til å fremme mer effektiv energibruk, produksjon av ny fornybar energi og miljøvennlig

Boks 15.2 Nasjonal sertifikatordning for fornybar el i Sverige

Riksdagen besluttet i november 2000 at det skal innføres en nasjonal pliktig sertifikatordning for fornybar el i Sverige 1. januar 2003. På denne bakgrunn har et regjeringsnedsatt utvalg vurdert hvordan et slikt system kan utformes. Utvalgets rapport (SOU 2001:77) ble lagt frem 31. oktober 2001. Hovedtrekkene ved et svensk sertifikatsystem er skissert i Regjeringens energiproposisjon 2001/02:143 som ble lagt fram for Riksdagen i mars 2002. Denne energiproposisjonen ble behandlet av Riksdagen i juni 2002. Innføringen er senere forskjøvet til 1. mai 2003.

Forbruket av el fra fornybare energikilder skal øke med i alt 10 TWh fra 2002 til 2010. Målet skal vurderes i 2004, og hvis det er forutsetninger for å øke produksjonen ytterligere skal målet økes til 15 TWh fra 2002 til 2012. Målet om å øke forbruk av fornybar el med 10 TWh fra 2002 til 2010 skal legges til grunn for utformingen av kvoteplikten i den planlagte sertifikatordningen.

Sertifikatordningen skal bygge på at produsenter av el fra fornybare energikilder tildeles sertifikater av staten. Sluttbrukere skal pålegges å kjøpe en viss mengde sertifikater i forhold til sitt totale elforbruk. Dersom sluttbrukerne ikke selv aktivt ivaretar kvoteoppfyllelsen, vil den lokale elleverandøren ivareta kvotehandelen på sluttbrukernes vegne. Kraftintensiv industri med uttak større enn 10 MW vil bli fritatt fra kvoteplikten. Det legges opp til at en sanksjonsavgift må betales til staten dersom kvoteplikten ikke overholdes. Sanksjonsavgiften vil fungere som et pristak på sertifikatene. For å sikre stabilitet i systemet skal det også innføres en minstepris på sertifikatene. Sertifikatene vil få uendelig levetid og kvoteplikten skal gjelde for et kalenderår.

Sertifikater skal gis til innehavere av elproduksjon basert på vindkraft, solenergi, geotermisk energi, vannkraft og bølgeenergi samt biobrensler. Den delen av elektrisiteten som produseres med fornybare energikilder i kraftverk som også anvender andre energikilder skal også gis sertifikatrett. All ny vannkraft skal inngå i sertifikatordningen. Regjeringen viser til proposisjonen Svenska miljömål (prop. 2000/01:30), der det fremgår at utbygging av ny vannkraft ikke skal skade verdifulle vassdrag. I proposisjonen fremgår det også at utbygging av vannkraft og andre inngrep i vassdrag som i hovedsak er urørt, ikke bør skje.

Det planlagte sertifikatsystemet skal på sikt erstatte eksisterende støtteordninger. Mesteparten av disse utløper 31. desember 2002. Eksisterende støtteordninger er rettet mot vindkraft, småskala vannkraft og biobasert kraftproduksjon.

I tillegg til et sertifikatsystem innføres særskilte tiltak for vindkraft. Disse tiltakene består av tre deler; støtte til teknologiutvikling og markedsintroduksjon, et nasjonalt planleggingsmål for vindkraft og en produksjonsstøtte i form av en miljøbonus som skal trappes ned over tid. Dette forutsetter EU-kommisjonens godkjenning. Nåværende støtteordningen for solvarmeteknologi vil bli videreført i to år.

Den svenske regjeringen er positiv til internasjonal handel med sertifikater og ser ingen hinder for at svenske sertifikater kan selges utenlands. Det er foreløpig ikke tatt stilling til hvordan utenlandske sertifikater skal behandles i det svenske sertifikatsystemet.

bruk av naturgass. Foretaket skal ha en markedsnær pådriverrolle i utviklingen av tjenester og produkter knyttet til energibruk og tilgang på miljøvennlig energi.

Enovas virksomhet finansieres gjennom energifondet. Fondet får sine inntekter fra et obligatorisk påslag på nettariffen, og fra ordinære bevilgninger over statsbudsjettet. Påslaget på nettariffen er i dag på 0,3 øre/kWh. For inneværende år er de samlede bevilgningene til energifondet om lag 480 millioner kroner, hvorav 279 millioner er bevilgninger over statsbudsjettet og resten av

beløpet er fra påslag på nettariffen. For 2003 er det foreslått å overføre samme beløp fra statsbudsjettet til fondet. Påslaget er også uendret, jf. Olje- og energidepartementets budsjettforslag for 2003.

Departementet og Enova SF inngikk 19. juni 2002 en fireårig avtale om forvaltning av energifondet. Partene er enige om at Enova SF skal nå et samlet mål for energisparing og ny miljøvennlig energi på 10 TWh innen utgangen av 2010. Målene om 3 TWh vindkraft og 4 TWh varme inngår som minimumsmål. I avtalen har Enova også forpliktet seg til å drive informasjon, fremme tek-

nologi mv. Enova SF skal selv velge strategi og utforme virkemidler slik at de overordnede målene i avtalen blir nådd på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Departementet legger opp til en grundig evaluering av Enovas forvaltning av fondet i 2006. Resultatene av evalueringen vil bli lagt fram for Stortinget, og vil danne grunnlag for eventuelle endringer i forvaltningen av energifondet. Avtalen skal fremme en overordnet og resultatrettet styring av virksomheten, men vil ikke være til hinder for at departementet kan utøve eierstyring etter det rammeverk som til enhver tid gjelder for statens eierskap.

Produksjonsrettede tiltak er et sentralt virkemiddel i arbeidet med omleggingen av energibruk og energiproduksjon. Formålet med de ulike produksjonsrettede tiltakene er å øke produksjonen av fornybar energi som miljøvennlig varme og vindkraft. Lav lønnsomhet er den viktigste barrieren for økt utnyttelse av de nye fornybare energikildene. Ved å yte investerings- og produksjonsstøtte, samt støtte til introduksjon av ny energiteknologi og andre markedsrelaterte tiltak, bedres lønnsomheten slik at aktørene finner det interessant å investere i slike anlegg.

Det er primært to støtteordninger; en for vindkraftanlegg og en for varmeanlegg basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme. Ved tildeling av midler ses ordningene i sammenheng, slik at en samlet sett støtter de beste anleggene. Virkemidler rettet mot reduksjon av kostnader ved vindkraftanlegg og varmeanlegg er støtte til teknologianvendelse.

Investeringsstøtte gis til anlegg for uttak, produksjon og distribusjon av varme fra bioenergi, solenergi, geovarme, spillvarme og varmepumper. Videre støttes anlegg for produksjon av biobrensel og samproduksjon av elektrisitet og varme (kogenereringsanlegg). Støtten skal også bidra til utvikling av lokale markeder og infrastruktur for varme, blant annet utbygging av fjern- og nærvarmenett. Departementet vurderer om dagens regulering av fjernvarme kan endres for å lette etablering av slike anlegg.

Støtte gis til de prosjektene som gir størst mengde energiutbytte per støttekrone. Det kan også gis støtte til produksjon av elektrisitet i varmeanlegg. Prosjektene skal føre til varig produksjon av energi. Det blir i tillegg lagt vekt på å utvikle markeder for brensel og utbygging av infrastruktur for vannbåren varme. Støtten skal være utløsende for prosjektet.

Av nye fornybare energikilder er det per i dag vindkraft som gir den mest lønnsomme elektrisi-

tetsproduksjonen. Med dagens kraftpriser er det imidlertid fortsatt nødvendig med offentlig støtte for å utløse nye utbygginger. Det viktigste virkemidlet for å stimulere vindkraftutbyggingen er investeringsstøtten. De prosjekter som gir høyest energiproduksjon per støttekrone vil bli prioritert. Støtten skal ha en utløsende effekt og føre til varig produksjon av elektrisitet. Investeringsstøtte til vindkraftanlegg forutsetter at anleggene er gitt konsesjon. I tillegg stiller plan- og bygningsloven under visse betingelser krav om melding og konsekvensutredning.

Teknologianvendelse

Nye produkter møter ofte skepsis eller problemet kan være høye kostnader ved introduksjon. Gjennom økonomisk støtte til teknologianvendelse kan de første barrierene overvinnes. Her kan det dreie seg om støtte til produsenter og leverandører som introduserer energieffektive teknologier, produkter eller tjenester samt teknologier for nye fornybare energikilder i markedet. Innenfor hovedprogrammene for produksjon av ny fornybar energi vil en gi incitament til at ny kostnadseffektiv teknologi anvendes. Dette for å frembringe mer økonomisk robuste løsninger som kan bringe produksjon av fornybar energi over til et kostnadsnivå som ikke krever investeringsstøtte eller reduserer støttebehovet.

Produksjonsstøtte til vindkraft

I tillegg til investeringsstøtte gis det også produksjonsstøtte til vindkraft. Ordningen ble innført 1. januar 1999. Det gis støtte tilsvarende halv el-avgift per produsert kWh vindkraft. I budsjettet for 2003 er det satt av 14 millioner kroner til denne støtten.

15.3 Om egenskaper ved et obligatorisk grønt sertifikatmarked

15.3.1 Innledning

Ulike virkemidler for å fremme fornybar energiproduksjon har forskjellige egenskaper, som for eksempel hvordan de påvirker:

- markedspriser og omsatt mengde energi
- at de rimeligste ressursene blir tatt i bruk (kostnadseffektivitet)

- treffsikkerheten i forhold til å nå bestemte kvantitative mål
- muligheter til å kontrollere samfunnets kostnader ved ordningen
- administrasjonskostnader
- usikkerhet for investorene
- fordeling av kostnader mellom forbrukere og produsenter.

I dette kapitlet er det gitt en vurdering av hvordan et pliktig grønt sertifikatmarked vil fungere i forhold til andre virkemidler. Effektivitet, fordelingsmessige konsekvenser, virkning på kraftmarkedet og usikkerhet er de forholdene som er særlig drøftet. Alle virkemidler har fordeler og ulemper. Drøftingene her fokuserer på fornybar elektrisitet, men de prinsipielle sidene vil langt på vei være lik for et sertifikatmarked for fornybar varme. I kapittel 15.5 drøftes særtrekkene ved et sertifikatmarked for fornybar varme nærmere.

15.3.2 Noen effektivitetsegenskaper og fordelingsvirkninger

Hvilke virkemidler som blir valgt for å støtte fornybar energi påvirker hvor mye ny produksjon en kan få per krone. Noen virkemidler gir god kontroll med at målet blir nådd, mens andre i større grad sikrer kontroll med utgiftene til satsingen.

Ved etableringen av et grønt sertifikatmarked må myndighetene avklare hvilke typer fornybar energiproduksjon som skal kvalifisere til å få selge sertifikater, jf kapittel 15.4.2. Sertifikatrett gir produsenten en ekstra inntektsmulighet som vil avhenge av sertifikatprisen. Denne inntekten kommer i tillegg til inntekten fra salg av elektrisitet. Det skjer ingen individuell vurdering av belønningen for å produsere grønn el, og alle produsenter står overfor like inntektsmuligheter. Den eneste individuelle vurderingen er knyttet til om anlegget skal få konsesjon eller ikke. Det blir opp til investorene, som kjenner kostnadene, å vurdere lønnsomheten. Dette bidrar til at de rimeligste prosjektene vil kunne bli realisert.

I et internasjonalt sertifikatmarked vil en kunne utnytte ulike lands naturgitte forutsetninger for fornybar elproduksjon. Dette vil gi betydelig større effektivitetsgevinster enn i nasjonale markeder.

Dersom kriteriene for tildeling av støtte er like forutsigbare og generelle som i et grønt sertifikatmarked, vil en tilskuddsordning gi kostnadseffektivitet på samme måte som et sertifikatmarked for grønn energi. En kan også tenke seg generelle

avgifter og avgiftsfritak som vil gi kostnadseffektivitet. Den norske ordningen med tilskudd til vindkraft tilsvarende halv elavgift er et eksempel på en slik generell ordning der det ikke skjer individuelle vurderinger.

En høy prioritering av kostnadseffektivitet gjennom et pliktig sertifikatmarked eller en generell støtteordning kan være ordninger som gir høyere tilskudd til enkelte prosjekter enn det som er tilstrekkelig for å få utløst investeringen. Fornybar elproduksjon er basert på utnyttelse av fornybare naturressurser og kostnadene ved å utnytte ulike ressurser vil variere. Det er for eksempel stor forskjell på utbyggingskostnadene for vindkraft på ulike steder. En høy prioritering av kostnadseffektivitet betyr at man må akseptere store overskudd hos produsenter med lave produksjonskostnader. Disse fordelingsmessige virkningene er en viktig grunn til at myndighetene ofte ønsker å gjøre en individuell vurdering av enkeltprosjekter, der en søker å justere for denne typen utslag.

Avgifter og generelle tilskuddsordninger er ikke like treffsikre som et pliktig sertifikatmarked dersom en skal nå bestemte kvantitative mål. Bare en anbudsordning har i teorien noe av den samme evnen til å realisere et bestemt kvantitativt mål som et sertifikatmarked. På den annen side vil en miste kontrollen over de totale utgiftene når et kvantitativt mål er førende.

I mange tilskuddsordninger blir det gjort individuelle vurderinger av hvilke anlegg som skal få støtte og hvor mye støtte de skal få. Det er et slikt investeringstilskudd som har vært praktisert i Norge, og som fortsatt praktiseres av Enova SF. Det gir god kontroll med utgiftene til satsingen, og det gir muligheter for å tilpasse støtten til hvor god lønnsomheten er i prosjektet.

Forbrukere og elprodusenter som ikke får tildelt sertifikater, må dekke kostnadene ved å nå målet i et pliktig sertifikatmarked. Hvor stor del av kostnadene som må dekkes av ulike aktører er avhengig av hvor kvoteplikten blir lagt, og hvor mye forbruk og produksjon reagerer på prisendringer, jf. kapittel 15.3.3. Kostnadene ved å nå målet belastes ikke statens budsjetter og dette er trolig en viktig årsak til at mange land har valgt å ta i bruk dette virkemiddelet.

Når et kvantitativt mål er førende for satsingen på fornybar energi, vil kostnadene ved satsingen bestemmes av markedet når en velger et grønt sertifikatmarked. Prisen som blir dannet på sertifikatene vil, sammen med markedsprisen på energi, reflektere kostnadene ved å bygge ut det

dyreste anlegget. Teknisk framgang, stordriftsfordeler eller læringseffekter, trekker i retning av at prisen på sertifikatene vil synke, jf. kapittel 15.3.4. Dette bidrar til en utvikling over tid som senker de samlede kostnadene ved fornybar el.

15.3.3 Virkninger i kraftmarkedet

Virkninger i kraftmarkedet av å innføre et sertifikatmarked vil avhenge av hvor kvoteplikten legges, tilbuds- og etterspørselsforholdene og av handelsmulighetene.

I et grønt sertifikatmarked kan plikten til å kjøpe sertifikater legges på produsenter eller forbrukere. De fleste land som har innført, eller vurderer å innføre, et pliktig grønt sertifikatmarked har lagt plikten på forbruksleddet. Italia er det eneste landet i EU som til nå har lagt plikten på produsentene. For å redusere konkurransevriddinger har de også lagt et krav på all import av kraft.

Dersom plikten til å ha en viss oppdekning av sertifikater legges på produsentene i alle land (internasjonalt sertifikatmarked) som deltar i et internasjonalt kraftmarked, kan ordningen sammenlignes med tilfellet der det legges en særlig avgift på kraftproduksjon som ikke regnes som grønn. I begge tilfellene styrkes konkurransedyktigheten til grønn el og en kan få kostnadseffektive løsninger ved at de billigste anleggene blir bygget. Sertifikatene vil bidra til høyere kraftpris og lavere forbruk enn i en situasjon uten sertifikatmarked.

Hvis et land som deltar i et internasjonalt kraftmarked alene legger kvoteplikten på produsentene (nasjonalt sertifikatmarked) eller produktionsavgift på elektrisitet som ikke er grønn, vil virkningen vesentlig være at overskuddet til de tradisjonelle kraftprodusentene blir redusert. Virkningen vil også være at importen av kraft vil øke eller eksporten av kraft vil synke. Virkningen vil påvirkes av flaskehals i nettet. Hensynet til kraftbransjens konkurransesituasjon er årsaken til at de fleste landene som vurderer, eller som har innført, pliktig grønt sertifikatmarked har valgt å legge kvoteplikten på distributørene eller forbrukerne.

Virkningene på kraftmarkedet vil være mer komplekse i tilfellet der kvoteplikten legges på forbrukerne enn i tilfellet der kvoteplikten legges på produsentene. Ordningen kan sammenlignes med en situasjon med forbruksavgift på elektrisitet og driftsstøtte til grønn elproduksjon.

I departementets utredning «Grønne sertifika-

ter – design og funksjon» drøftes hvordan et system med et internasjonalt sertifikatmarked der kvoteplikten er lagt på forbrukerne vil virke inn på kraftprisen, sluttbrukerprisen og omsatt volum. Kvoteplikten vil sikre at det blir produsert en gitt mengde ny fornybar el. Det økte tilbudet av fornybar el vil trekke i retning av at kraftprisen synker og at en del av de tradisjonelle kraftprodusenter tvinges ut av markedet. Beregninger fra utredningen peker i retning av at omsetningen av kraft samlet vil være høyere enn om en ikke innfører et sertifikatmarked. Beregningene peker også i retning av at prisen på sertifikatene ikke vil bli så høy at den oppveier fallet i kraftpris for forbrukerne. Forbrukerne kommer bedre ut, med lavere priser og høyere forbruk. De tradisjonelle kraftprodusentene må bære kostnaden gjennom lavere priser og volum i det tradisjonelle kraftmarkedet. Dette resultatet er avhengig av tilbuds- og etterspørselastisitetene i markedet.

Virkningene vil være en annen dersom Norge alene innfører et pliktig grønt sertifikatmarked. I en situasjon uten flaskehals i nettet vil virkningen på kraftprisen være uendret fordi denne bestemmes i det internasjonale markedet. Forbrukerne i Norge må bære kostnadene gjennom sertifikatprisen.

15.3.4 Lærekurver

Departementet har fått gjennomført en utredning om grønne sertifikater og læring. Empiriske studier gir klare signaler om at kostnadene ved nye energiteknologier faller når produksjonen øker. En forklaring på dette kan være at man får erfaring med faktisk produksjon og bedrer sine ferdigheter og kompetanse. Men det er normalt flere forklaringer på at enhetskostnadene faller når produksjonen øker. Viktige momenter er stordriftsfordeler i produksjonen, teknologiske gjennombrudd og generell teknologisk framgang i samfunnet. Det vil normalt være vanskelig å vurdere hvor mye av en gitt kostnadsreduksjon som kan tilskrives ulike faktorer.

Ulike virkemidler vil kunne stimulere til kostnadsreduksjoner. De fleste modeller forutsetter at det er et samspill mellom forskning og utvikling (FoU) og læring. FoU er viktig for å utvikle en teknologienhet. Når enheten er utviklet, blir den som oftest utprøvd i mindre skala. Samspillet mellom læring og FoU er særlig viktig i de første fasene, men kan også være viktig etter at produksjonen får større skala.

Læringseffektene kan gå på tvers av bedrifter.

Da kan ikke en enkelt bedrift investere for å høste gevinsten ved en framtidig kostnadsreduksjon. Dette kan være et argument for å støtte fornybar energiproduksjon. Etablering av sertifikatmarkeder, bruk av avgifter og subsidieordninger er eksempler på virkemidler som kan benyttes for å øke volumet og realisere læringseffekter og stordriftsfordeler. FoU-innsats kan i tillegg bidra til å realisere teknologisk framgang.

Det er vanskelig å vurdere hvilke virkemidler som vil være mest effektive for å få fram kostnadsreduksjoner ved fornybar energi. I utredningen «Grønne sertifikater og læring» konkluderes det med at man ved stimulans av produksjonen, for eksempel gjennom sertifikatordninger eller subsidier, kan forvente læringsprosesser og kostnadsreduksjoner for disse teknologiene. For ukjente, eller svært umodne teknologier vil ikke slik stimulans ha noen effekt, og man kan risikere at lovende teknologier ikke blir videreutviklet med mindre FoU- støtte også iverksettes. Det er ikke mulig å konkludere på generelt grunnlag med at pliktige sertifikatmarkeder vil gi bedre lærings-effekter eller realisere større stordriftsfordeler enn bruk av avgifter og subsidieordninger.

15.3.5 Behov for supplerende virkemidler

I et pliktig grønt sertifikatmarked, der alle de grønne teknologiene sidestilles, vil markedet velge de teknologiene og prosjektene med lavest enhetskostnader. I prinsippet kan en tenke seg at alle investeringene kanaliseres mot en teknologi. Enkelte lovende teknologier med en høy læringsrate og stort potensiale, men som fortsatt har for høye enhetskostnader, vil kunne tape i konkurransen med de mer modne teknologiene. Dette vil kunne forsinke en teknologiutvikling som over tid vil redusere kostnadene og gjøre teknologiene mer konkurransedyktige. Det kan derfor være nødvendig å ta i bruk supplerende støttetiltak for å sikre en diversifisering av investeringer i grønne teknologier.

De landene som etablerer sertifikatmarkeder supplerer gjerne med andre virkemidler, som for eksempel tilleggsstøtte, for å ivareta hensynet til mer umodne teknologier. I Sverige skal den planlagte sertifikatordningen suppleres med en tilskuddsordning for å få initiert konkrete fjell- og havbaserte vindkraftprosjekter. Det er også blitt foreslått at den statlige investeringsstøtten til solvarmeteknologier, som ble innført i juni 2000, skal videreføres i to år etter innføringen av sertifikatordningen.

Enkelte grønne teknologier er ikke egnet til å bli omfattet av et sertifikatmarked selv om myndighetene ønsker å kanalisere støtte til disse. En viktig grunn kan være at det er store kostnader knyttet til måling og kontroll ved sertifisering av grønn energiproduksjon. Dette gjelder særlig varmemarkedet. I kapittel 15.5 er det gitt en nærmere vurdering av dette. Uansett vil noe av varmemarkedet falle utenfor en sertifikatordning på lik linje med tiltak for å spare energi. Et sertifikatmarked vil derfor måtte kombineres med bruk av andre virkemidler hvis en skal redusere konkurransevidninger mellom teknologier og energikilder som kan føre til en omlegging av energibruk og -produksjon.

Alle støtteordninger må være i tråd med EØS-avtalens statsstøtteregler og retningslinjer for miljøstøtte, jf. kapittel 10.5.4 og vedlegg 5.

15.3.6 Usikkerhet for investoren

Det har vært fremhevet i diskusjonen om et pliktig grønt sertifikatmarked at det er stor politisk usikkerhet knyttet til avgifter og tilskuddsordninger.

For fornybar energi er investeringskostnadene en stor andel av kostnadene. Inntektene kommer over anleggets levetid og er avhengig av framtidige priser på energi. Investeringene er irreversible, noe som betyr at driften vil fortsette på grunn av lave driftskostnader selv om inntektene svikter, men investor kan bli påført store tap. Produksjonen kan bli større eller mindre enn forventet, og prisene kan svinge betydelig over tid. Normalt blir det derfor lagt til grunn at det er risiko i kraftmarkedet. Dette gjør at investorene vil kreve en viss ekstra avkastning før de er villige til å satse på produksjonen.

For ny fornybar energi, som er avhengig av statlige tilskudd for at noen skal være villige til å investere, vil de politiske rammene for fornybar energi bli en ytterligere usikkerhetsfaktor. Inntjeningen vil da være avhengig av stabiliteten i de politiske rammene. Investeringstilskudd vil gi en lavere risiko enn driftstilskudd fordi driftstilskudd kan opphøre eller blir redusert. Avgifter som gir konkurransefortrinn for ny fornybar energi kan endres. Innretningen av støtteordninger kan altså få betydning for hvor høy forventet avkastning investorene krever, og dermed hvor mye støtte det er nødvendig å gi for å utløse investeringer.

Den politiske risikoen kan reduseres ved blant annet investeringsstøtte og ved kontrakts-

bestemte rammevilkår med innebygd langsiktig forpliktelse.

I et sertifikatsystem må produsenten forholde seg til usikkerhet i sertifikatprisen. Usikkerheten kan ikke elimineres, men den kan reduseres dersom markedet er godt organisert fra starten av og det er høy troverdighet i forhold til at rammene vil ligge fast. For myndighetene kan dette være en utfordring. Et eksempel er tilfellet der det er effektivitetsgevinster ved økt produksjon (lærekurver, stordriftsfordeler mv jf. kapittel 15.3.4). Det kan bety at en energikilde som tidligere var ulønnsom blir kommersielt lønnsom. Gitt at resurstilgangen er begrenset, vil det fortsatt være inntekter å hente på salg av sertifikater. En kan også tenke seg tilfeller der noen anlegg er kommersielt lønnsomme, mens andre vil ha behov for tilskudd. Politisk kan det da bli vanskelig å argumentere for at eierne av lønnsomme anlegg skal kunne selge sertifikater.

Rammene for markedet gir grunnlag for å kunne danne forventninger om framtidige priser på grønne sertifikater. En visshet om at disse rammene vil ligge fast over tid, og at markedet er arrangert på en måte som kan fungere, er viktig for å begrense aktørenes risiko ved investeringer. I kapittel 15.4 drøftes sentrale sider ved organiseringen av markedet.

15.4 Om organiseringen av et pliktig marked for grønne sertifikater

15.4.1 Sentrale forhold ved et sertifikatmarked

Et pliktig sertifikatmarked er et effektivt virkemiddel for å nå et bestemt mål om produksjon av fornybar energi. Det er imidlertid en utfordring å ivareta de gode egenskapene som et slikt marked vil ha i teorien. De fleste land som har kommet til implementeringsfasen har erkjent at en pliktig sertifikatorrdning som støttekonsept er vesentlig mer komplekst enn det hovedprinsippene kan gi inntrykk av. En står overfor en rekke vanskelige avveininger. Et pålitelig sertifiseringssystem, institusjoner som kan organisere handelen, regler for markedet og forutsigbarhet i rammebetingelsene er nødvendig.

De utredningene som departementet har fått gjennomført til nå, gir et grunnlag for å vurdere hvilke områder en må være særlig oppmerksom på. Utredningene gir ikke et godt nok grunnlag for å ta stilling til detaljer ved utformingen av en

pliktig sertifikatorrdning. Fram til i dag er det liten erfaring med bruk av pliktige sertifikatmarkeder og det vil sannsynligvis gå noen år før noen land kan bidra med praktiske erfaringer.

For at markedet skal fungere godt er det viktig at myndighetene tar stilling til hvilke spilleregler som skal gjelde for markedet allerede fra den dagen det blir etablert. Sentrale forhold vil være å:

- bestemme hvilken type energiproduksjon som oppfyller kravene til å få omsettbare sertifikater
- bestemme hvem som skal få plikten til å kjøpe sertifikater
- etablere et register over anlegg som tilfredsstiller kravene, og utstede sertifikater i henhold til den løpende produksjon
- bestemme hvor lenge eiere av et anlegg skal få tildelt sertifikater
- bestemme om sertifikater skal kunne spares eller lånes
- fastsette straffeavgift
- bestemme størrelsen på kvoteplikten og hvordan denne skal økes over tid
- etablere nødvendige overgangsordninger
- sørge for at det blir etablert markedsinstitusjoner, og at disse har tilstrekkelig informasjon og myndighet til at markedet skal kunne fungere
- sørge for at det blir etablert en markeds plass
- etablere et kontrollsystem for blant annet å sikre at kjøpforpliktelsene overholdes og at brukte sertifikater inndras.

En avklaring av disse sentrale forholdene er viktig informasjon til aktørene i markedet. Det gir en basis for å kunne lage kvalifiserte forventninger om prisen på sertifikater, og om usikkerhet.

Det vil være i Norges interesse å spille inn synspunkter på flere av de ovennevnte forholdene i forbindelse med at det utvikles internasjonale sertifikatmarkeder. Særlig sentralt vil det være å søke å påvirke hvilken type energiproduksjon som vil få tildelt sertifikater. Det er uklart om utviklingen vil følge av en prosess der noen land gjør bilaterale avtaler og at nye land slutter seg til etter hvert, eller om EU vil spille en sentral rolle, jf. kapittel 15.1.1. Norges rolle må tilpasses dette.

I dette kapitlet drøftes noen sentrale tema som vil være aktuelle ved en eventuell etablering av et sertifikatmarked.

15.4.2 Tilbud av grønne sertifikater

En viktig oppgave for myndighetene er å bestemme hvilke typer energiproduksjon som

skal inkluderes i en sertifikatordning og hvor lenge disse skal få tildelt sertifikater. Dette er svært viktig informasjon for aktørene i markedet som skal danne seg en oppfatning om prisutviklingen. I utgangspunktet bør en sertifikatordning ta med fornybare energikilder og energiteknologier som ikke er kommersielt selv bærende, og som oppfyller visse miljøkrav.

Normalt inngår vindkraft, solenergi, bølge- og tidevannsenergi, visse typer biobrensel, geotermisk energi og deler av vannkraften i definisjonen av grønn energi. Det er videre eksempler på at avfallsgass, brenselceller som benytter fornybare energikilder og deler av elproduksjon ved forbrenning av avfall omfattes. For bioenergi gjøres det gjerne avgrensninger, blant annet knyttet til utslipp av forurensende stoffer, forbrenning av ikke fornybart avfall og torv.

Det er viktig at slike grenser er veldefinerte og forutsigbare. Usikkerhet knyttet til om et anlegg vil få tildelt rett til å selge grønne sertifikater innebærer i realiteten en individuell vurdering av hvilke prosjekter som vil få støtte. Dette vil ødelegge noen av de gode egenskapene ved et grønt sertifikatmarked og øke de administrative kostnadene. For investor vil usikkerheten om utfallet av den individuelle behandlingen redusere lønnsomheten ved prosjektet.

Et viktig spørsmål er om en pliktig sertifikatordning kun skal omfatte de fornybare energikilder og energiteknologier som får støtte i dag, eller om ordningen skal utvides i forhold til dette. Fordi et internasjonalt sertifikatmarked vil omfatte teknologier og energikilder som det er lite tradisjon for å utnytte eller støtte i Norge, må vi trolig utvide grensene for hva som er støtteberettiget. Det bør helst være flere forskjellige teknologier for å sikre utviklingen i sertifikatmarkedet.

Spesielt må det tas stilling til om enkelte typer vannkraft skal tildeles omsettbare sertifikater. I Sverige inngår all ny vannkraftproduksjon, eksisterende anlegg under 1,5 MW og økning i installert effekt i eksisterende vannkraftanlegg i den planlagte sertifikatordningen. Flere land har satt en grense knyttet til vannkraftanleggenes størrelse. Innenfor det nederlandske frivillige sertifikatsystemet med skatteinsentiver og produksjonsstøtte er det satt grensen ved 15 MW for vannkraftanlegg.

Det ligger et potensiale i opprusting og modernisering av eksisterende vannkraftanlegg i Norge. Det er også et potensiale for økt bruk av mikro- og

minikraftverk. Dersom deler av dette skal omfattes av et marked for grønne sertifikater, vil det være viktig å opprette en forutsigbar grensdragning mellom anlegg som kan selge sertifikater og anlegg som ikke kommer inn under ordningen.

Også for bioenergi vil det være en utfordring å gjøre en grenseoppgang. I Sverige er det satt opp en rekke kriterier for at anlegg som benytter bioenergi skal kunne tildeles sertifikater. Dette er blant annet knyttet til at asken håndteres på en godkjent måte og at anlegget har utslippstillatelse. Det vil bli viktig å lage en grenseoppgang mot forbrenning av avfall fordi det her eksisterer særskilte rammebetingelser som er etablert ut fra avfallspolitiske mål.

Generelt er det viktig at sertifikatordningen blir innrettet på en måte som sikrer god kontroll med utnyttelsen av norske naturressurser.

I Norge vil det trolig være begrenset hvor mye produksjon som kan inngå i et nasjonalt pliktig sertifikatmarked for grønn el, særlig i en oppstartsfase. En lang konsesjonsbehandling og utbyggingstid vil bety at ny produksjon ikke vil kunne inngå i et sertifikatmarked før om flere år. Volumet i en oppstartsfase vil også begrenses av hvilke eksisterende og nye teknologier som vil få sertifikatrett. Dersom et pliktig sertifikatmarked skal erstatte eksisterende virkemidler for å fremme fornybar elproduksjon, vil det bety at kun vindkraft vil inngå i et sertifikatmarked. Det kan være aktuelt å ta med eksisterende støtteberettiget elproduksjon i en overgangsfase. Dette må vurderes i forhold til EØS-avtalens statsstøtteregler som legger vekt på at støtteberettiget elproduksjon ikke skal overkompenseres.

I et tynt marked er det blant annet større fare for utnyttelse av markedsmakt.

I det danske systemet, som nå er lagt på is, var det meningen at eksisterende vindkraft skulle omfattes av ordningen og at den tidligere driftsstøtten skulle falle bort. Dette ville automatisk ha gitt et visst volum i markedet fra første dag.

Det vil være nødvendig å begrense hvor lenge et anlegg kan tildeles sertifikater. De fleste land har en tidsbegrensning i forhold til hvor mange år det kan selges sertifikater fra et anlegg. I Italia vil produsenter motta sertifikater for sin produksjon i inntil åtte år. Tidsbegrensningen kan eventuelt settes ulikt for ulike teknologier dersom det er viktige forhold som tilsier dette. Det kan blant annet være aktuelt for vindkraft som har fått investeringsstøtte, men som også er avhengig av driftsstøtte for å få lønnsomhet.

15.4.3 Etterspørsel etter grønne sertifikater

Myndighetene må blant annet bestemme hvem som skal være kvotepliktig, størrelsen på kvoteplikten og sanksjoner som skal tas i bruk dersom kvoteplikten ikke overholdes.

Bestemmelser rundt kvotestørrelsen er svært viktig informasjon i markedet. En høy andel vil bidra til en høy sertifikatpris, mens en lav andel vil bidra til en lav pris. Det er naturlig å øke andelen over tid etter hvert som produksjonen av fornybar energi øker, og det er viktig at markedet har informasjon om utviklingen i andelen i forkant. Denne andelen må styres politisk i tråd med målene for fornybar energiproduksjon. Det vil være en utfordring å fastsette disse andelene slik at markedet blir troverdig.

Det må tas stilling til hvem som skal være kvotepliktige. Det kan også vurderes om noen aktør-

grupper skal ha fritak fra kvoteplikten. I Sverige vil kraftintensiv industri bli fritatt fra kvoteplikten.

Dersom det etableres et internasjonalt sertifikatmarked, vil det være en særlig utfordring å komme til enighet om hvor stor kvoteplikt forbrukerne i det enkelte land skal pålegges. Settes andelen likt, vil noen land bli netto importør, mens andre land vil bli netto eksportør av kvoter. Det følger av at produksjonskostnadene varierer fra land til land.

Det må være sanksjoner mot aktører som unnlater å oppfylle kvoteplikten. En straffeavgift er da det mest nærliggende virkemiddelet. Denne avgiften vil imidlertid også fungere som et pristak på sertifikater. Hvis kvoteplikten settes for høyt, vil prisen i et fritt marked bli høy, og forbrukerne vil da foretrekke å betale straffeavgiften framfor å kjøpe sertifikater. En kan også tenke seg at sertifikatprisen vil nå pristaket dersom det kommer

Boks: 15.3 Synspunkt på pliktig grønt sertifikatmarked

Aktørene som departementet har hatt kontaktmøter med har gjennomgående en betinget positiv holdning til en pliktig sertifikatordning. Følgende punkter oppsummerer de viktigste prinsipielle synspunktene fra ulike aktører i kontakt-gruppen:

- PIL er positiv til et sertifikatmarked som omfatter både el og varme. Spillvarme bør inkluderes i en sertifikatordning. PIL viser til den planlagte svenske sertifikatordningen der kraftintensiv industri med forbruk over 10 MW skal fritas for sertifikatplikt og mener at norsk prosessindustri bør få tilsvarende fritak under et norsk system.
- Norsk solenergiforening mener at det ikke er hensiktsmessig å innføre en sertifikatordning i Norge uten at varmemarkedet er inkludert. De mener at en sertifikatordning ikke er tilstrekkelig for å utvikle alle markedssegmenter og teknologier. Andre virkemidler som investeringsstøtte er nødvendig i tillegg. Videre mener de at en bør differensiere mellom teknologier slik at de mest miljøvennlige teknologiene får de beste konkurransevilkårene.
- Norsk Vindkraft Forum er positiv til et sertifikatmarked. Et sertifikatmarked må kun omfatte el, og ikke varme. Det må heller ikke omfatte eksisterende vannkraft. Et sertifikatmarked for el må komme som et tillegg til dagens støtteordninger for vindkraftproduksjon.
- Norsk Petroleumsinstitutt er positiv til en sertifikatordning. En slik ordning må omfatte både el og varme, og erstatte dagens støtteordninger. En sertifikatordning må ta hensyn til alle miljøbelastninger knyttet til energiproduksjon og ikke bare utslipp av klimagasser.
- Norsk Fjernvarmeforening er positiv til en sertifikatordning og mener at en slik ordning også må omfatte varme.
- EBL ønsker markedsbaserte virkemidler for å fremme nye fornybare energikilder i kraftsektoren, og mener det er hensiktsmessig at det legges til rette for internasjonal handel med sertifikater. Alle teknologier må likestilles i et sertifikatmarked for å skape en ønsket konkurranse om de beste løsningene. En sertifikatordning må erstatte eksisterende virkemidler og kun omfatte ny kapasitet basert på fornybare energikilder.
- Bellona mener en sertifikatordning må gjelde både varme og el. Det må utstedes likeverdige sertifikater for produksjon av grønn varme og grønn el. De mener også at det bør settes klare miljøkrav til vind- og vannkraftanlegg og bioanlegg for at de skal kunne kvalifisere til grønne sertifikater. Ingen anlegg bør automatisk kvalifisere til sertifikater.

lange perioder med lite vind, og i tørrår dersom deler av vannkraften er inkludert i systemet. I situasjoner der prisen på sertifikatene når pristaket settes markedet i realiteten ut av funksjon. Straffeavgiften må gå inn på en egen konto og tilfaller ikke automatisk produsentene. Regulator må etablere en egen ordning som sikrer at produsentene får sitt tilskudd i slike situasjoner.

Fastsettelsen av særskilte kvantitative mål for enkelte energikilder og produksjonsmåter for å sikre en diversifisering av teknologier som tas i bruk, vil ikke være i tråd med tankegangen bak grønne sertifikater. Gjennom Stortingets behandling av St.meld. nr. 29 (1998-99) ble det etablert kvantitative mål for vindkraftproduksjon og for varmeproduksjon. Det er et mål å etablere 3 TWh vindkraftproduksjon og 4 TWh vannbåren varme basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010. Et eventuelt felles grønt sertifikatmarked for varme og el vil imidlertid ikke være egnet til å forfølge særskilte mål for ulik fornybar energiproduksjon. En av hensiktene med markedet er nettopp at det skal sikre at de rimeligste løsningene blir valgt. Myndighetene kan ikke på forhånd vite sikkert hvor mye fornybar varme, vindkraft eller andre energikilder som er definert som grønn som vil bli produsert. I et felles marked må det derfor etableres et nytt felles mål. Dersom det skal opprettholdes separate mål må det etableres separate markeder. Ingen av de landene som ble studert i departementets prosjekt om virkemiddelbruk i andre land har valgt en løsning med flere kvantitative mål og separate sertifikatmarkeder.

Et annet viktig spørsmål er om sertifikatene som tildeles ulike teknologier skal gis ulik vekt. En kan for eksempel tenke seg at et vindkraftsertifikat gis halvparten av vekten til et tidevannskraftsertifikat. Det betyr at tidevannskraft blir et mer konkurransedyktig alternativ. Det vil samtidig redusere systemets evne til å realisere de billigste prosjektene. Ingen land som departementet har studert har valgt en slik løsning.

Departementet viser til at de landene som har etablert markeder for grønne sertifikater har valgt å løse utfordringene knyttet til umodne teknologier ved å etablere særskilte støtteordninger for disse. Når det gjelder felles sertifikatmarked for varme og el vises det til kapittel 15.5.

15.4.4 Prissvingninger og markedsmakt

Sertifikatmarkedene vil kreve oppmerksomhet fra myndighetene. Det kan blant annet oppstå mar-

kedsmakt som vil bidra til å redusere troverdigheten til et grønt sertifikatmarked. I Danmark organiserte vindkraftprodusentene seg etter at det ble kjent at det skulle etableres et sertifikatmarked. Dette ville ha ført til monopol på salg av sertifikater hvis et pliktig sertifikatmarked for grønn el hadde blitt innført. Som i alle markeder vil det være nødvendig å overvåke konkurransen dersom det etableres et pliktig sertifikatmarked.

Det tar lang tid å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge ut ny produksjonskapasitet. Etterspørselen etter sertifikater vil så å si være upåvirket av prisendringer på kort sikt. Både tilbudet av, og etterspørselen etter sertifikater er derfor uelastisk. Det vil kunne oppstå betydelige svingninger i prisen særlig som følge av naturgitte variasjoner i vind og vanntilslig.

Særlig i en oppstartsfase må en forvente betydelige prissvingninger fordi volumet i markedet vil være begrenset. Dette problemet kan reduseres blant annet ved å etablere overgangsordninger til det er blitt et visst volum i markedet, og ved å tillate sparing av sertifikater når markedet eventuelt blir satt i kraft. Andre tiltak vil være å la markedet omfatte både elektrisitet og varme eller søke å etablere internasjonal handel med sertifikater for å få større likviditet. Sertifikathandel for varme drøftes nærmere i kapittel 15.5 og internasjonale forhold drøftes i kapittel 15.1.

For å begrense kortsiktige svingninger vil det være hensiktsmessig å la sertifikater fra produksjon som er uavhengig av slike naturgitte variasjoner inngå i markedet, for eksempel bioenergi. Prisen blir mer stabil jo større andel av produksjonen som er uavhengig av tilfeldig naturgitt variasjoner. I tillegg bør det etableres en ordning der sertifikater kan spares fra en periode til neste. Eventuelt må det også kunne lånes sertifikater. Dersom dette markedet fungerer godt må det ventes at det vil oppstå terminmarkeder og eventuelt opsjonshandel som ofte benyttes i andre markeder for å sikre seg mot prissvingninger.

For å beholde investorenes tillit til markedet har mange land innført en garantert minstepris for grønn energiproduksjon. I Sverige planlegges det å etablere et prisgulv som skal trappes ned over tid.

I den italienske sertifikatordningen kan systemoperatøren utstede sertifikater uten fysisk dekning, hvis det er underdekning av sertifikater i markedet.

15.5 Et pliktig sertifikatmarked for grønn varme

15.5.1 Innledning

Økt bruk av vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmpumper og spillvarme er sentralt i satsingen på omlegging av energibruk og energiproduksjon. Det har vært reist spørsmål om det er mulig å etablere et sertifikatmarked for fornybar varme i Norge. Varmemarkedet er vesentlig mer sammensatt enn elmarkedet. Dette gjør at de praktiske utfordringene ved en sertifikatordning for varme er større enn for elektrisitet, særlig knyttet til måling og kontroll. På denne bakgrunn har departementet gjennomført to utredninger om hensiktsmessigheten av å etablere et sertifikatmarked for grønn varme.

De utredninger om grønn varme som departementet har fått utført, konkluderer med at det er mulig å etablere en sertifikatordning som også omfatter varme. Utformingen vil kreve utstrakt bruk av sjablonmessige løsninger for å beregne varmeproduksjon og varmeforbruk. I utformingen av sjablonmessige løsninger må det gjøres en avveining mellom hensynet til treffsikre beregninger av varmeforbruk og varmeproduksjon, og hensynet til lave administrative kostnader.

Det er bare en liten del av varmemarkedet som i praksis kan bli omfattet av et sertifikatmarked. Kun en liten del av fjernvarmeproduksjon vil kunne omfattes fordi avfallsforbrenning, elektrisitet og olje er de viktigste energikildene. Vedfyring må utelukkes blant annet fordi det regnes som kommersielt lønnsomt.

15.5.2 Måling og kontroll

I et sertifikatmarked for grønn varme vil tildelingen av sertifikater og fastsettelsen av kvoteplikten være avhengig av at en kan måle varmeproduksjon og -forbruk, og kontrollere at grunnlaget for sertifikatrett og kvoteplikt er riktig.

Et grønt sertifikatmarked vil være avhengig av at det eksisterer et homogent produkt som sertifikatene kan referere seg til. Denne forutsetningen er automatisk til stede for elektrisitet. Elektrisitet er et homogent produkt og all produksjon og forbruk kan måles ved hjelp av etablert måleutstyr. Dette er forhold som gjør det relativt enkelt å standardisere kontrakter i forbindelse med handel med el. Det eksisterer også standardiserte derivatkontrakter som er lett omsettelige og kontrollerbare.

Varme kan produseres og distribueres på ulike måter. Sluttbrukeren kan produsere varmen selv, eller han kan kjøpe varme fra et fjernvarmeanlegg. Produksjonen kan skje ved hjelp av en spesiell teknologi som for eksempel varmpumpe, eller ved hjelp av et spesielt brensel. Ofte benyttes en kombinasjon av teknologier og brenslere som varierende grad er fornybare. For sluttbrukere som produserer varmen selv kan brenslere for eksempel være egenprodusert ved, eller det kan være kjøpt fra en forhandler, som pellets. Oppvarmingsteknologien kan være vannbåren, luftbåren eller punktoppvarming.

Den store variasjonen i hvordan varme kan produseres og distribueres gjør at produktet som handles i varmemarkedet ikke er homogent. I noen tilfeller er det brensel som handles i et varmemarked, i andre tilfeller er det et varmeanlegg. I noen tilfeller er det varme fra et fjernvarmeanlegg som omsettes.

Registrering av forbruk og produksjon vil skje på forskjellige måter i disse tilfellene, og på forskjellige steder i produksjonsprosessen. Det vil være en utfordring å knytte standardiserte finansielle kontrakter, som grønne sertifikater, til varme som produkt. Det må tas i bruk sjablonmessige omregninger slik at egenprodusert varme og fjernvarme kan regnes i samme måleenhet. Å foreta alle målingene med en varmemaalder er å foretrekke dersom muligheten finnes. Dette er aktuelt for fjernvarme fordi det allerede eksisterer måleutstyr og prosedyrer for innrapportering av forbruk.

En vesentlig del av varmemarkedet består av varme som produseres av sluttbruker selv. I motsetning til fjernvarme er det kun en svært liten del av egenprodusert varme som måles i dag. Det vil være mulig å måle varmeproduksjon hos den enkelte sluttbruker, men kostnadene ved dette vil være betydelige. Et alternativ er å gjøre sjablonmessige beregninger av varmeproduksjon/-forbruk. En kan gjøre anslag for hvor mye varme som er produsert ut fra hvor mye brensel som er benyttet, brenselets innhold og teknologiens virkningsgrad. Hvis en teknologi ikke benytter brensel, for eksempel et solfangeranlegg eller en varmpumpe, må en alternativt beregne varmeproduksjon ut fra kapasiteten på varmeanlegget. Ved bruk av varmpumper må en trekke fra bruken av elektrisitet.

Et problem med måling av brensel er at det er forskjeller i energiinnholdet for en gitt type brensel og forskjeller i virkningsgraden på teknologier. For å holde administrasjonskostnadene nede

kan en benytte gjennomsnittsverdier for energiinnhold og virkningsgrad i beregningen av varmeproduksjon. Når en bruker gjennomsnittsverdier vil ikke måling av brensel være like korrekt som måling av varme. For eksempel vil levert varme undervurderes for produsenter som bruker brensel og forbrenningsanlegg av høy kvalitet. Bruk av gjennomsnittsverdier kan gi svakere insentiver til investeringer i anlegg med høy virkningsgrad, og dermed også svakere insentiver til utvikling av denne teknologien, enn om levert varme hadde vært lagt til grunn.

Beregning av varmeproduksjon ut fra varmeanleggets kapasitet kan også gi uheldige tilpasninger. En stor varmepumpe gir lavere enhetskostnader enn en liten varmepumpe. Med en tilstrekkelig høy sertifikatpris kan det lønne seg for en aktør å overdimensjonere kapasiteten på anlegget som installeres til en liten ekstrakostnad for å få flere sertifikater. Denne virkningen kan fjernes ved å beregne varmeproduksjon ut fra installert kapasitet og forbrukerens gjennomsnittlig varmebehov. En slik sjablonberegning kan for eksempel basere seg på gjennomsnittlig varmebehov per kvadratmeter for forskjellige kategorier av bygninger. Sjablonberegningen kan også ta hensyn til antall personer i bygningen, bygningens isolasjon og beliggenhet. Desto mer detaljert kategoriseringen er desto høyere vil administrasjonskostnadene bli. Et problem med denne tilnærmingen er at brukere med større varmebehov enn gjennomsnittet vil få færre sertifikater enn om faktisk varmebehov hadde vært lagt til grunn, og vice versa for brukere med mindre varmebehov enn gjennomsnittet.

Fordi det er stor usikkerhet rundt måling av varmeproduksjon vil myndighetene få en særlig utfordring med å kontrollere at innsendte oppgaver er korrekte. For å redusere kontrollproblemet kan det være hensiktsmessig å legge ansvaret for innrapportering til brenselleverandør, leverandør av oppvarmingsteknologi og fjernvarmeleverandør. Her eksisterer det et kundeforhold, og det vil være to parter som blir involvert i rapporteringen. Dette vil redusere mulighetene til å gi feil opplysninger, enten for å bli tildelt flere sertifikater eller for å bli ilagt mindre kvoteplikt.

15.5.3 Rett til sertifikater og kvoteplikt

Et viktig spørsmål knyttet til et grønt sertifikatmarked for varme er hva som skal klassifiseres som grønn varme. Sertifikater bør i utgangspunktet tildeles produksjon som er avhengig av støtte

og som oppfyller visse miljøkriterier. Regjeringens mål om 4 TWh vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme har vært et utgangspunkt i disse drøftingene.

Spillvarme er et restprodukt fra industriprosesser og kraftproduksjon, og har normalt sitt utspring i ikke-fornybare energikilder. Når spillvarme likevel omfattes av ovennevnte mål for varmeproduksjon, er det fordi det er et restprodukt som alternativt vil gå tapt og som ikke vil gi økt miljøbelastning dersom den utnyttes. Problemet med å gi spillvarme sertifikatrett er at ekstraintekten fra sertifikatsalget kan gjøre det lønnsomt å øke produksjonen av overskuddsvarme. Desto høyere sertifikatprisen er, desto mer lønnsomt kan det bli å øke produksjonen av varme. I dette tilfellet vil noe av varmen ikke være et restprodukt, men et produkt i seg selv, og bidra til miljøbelastninger. Det bør derfor gjøres individuelle vurderinger av tilskudd til utnyttelsen av spillvarme.

I Norge er det flere steder bygget fjernvarmesystem med utgangspunkt i anlegg for forbrenning av avfall. I forhold til tildeling av sertifikater til denne type varmeproduksjon gjelder mye av de samme innvendingene som for spillvarme. Virksomheten er etablert med en annen primærmålsetting enn varmeproduksjon. I tillegg blir utnyttelsen av energien fra brenning av avfall ivarett gjennom krav til energiutnyttelse, jf. forurensningsloven, og gjennom et lovregulert selvkostsystem for kommunale avgifter som sikrer kostnadsdekking for slike anlegg. Sluttbehandling av avfall er videre avgiftsbelagt og avgiften er differensiert etter energiutnyttelsesgraden til anleggene. Regjeringen foreslår å legge om dagens sluttbehandlingsavgift, som er en avgift per tonn avfall, til en avgift på utslippene fra anleggene, jf. omtale i St. prp. nr 1 (2002-2003) Skatte-, avgifts-, og tollvedtak. I forbindelse med omleggingen foreslås det også å opprette en tilskuddsordning til erstatning for dagens differensiering av avgiften etter energiutnyttelsesgrad. En tildeling av sertifikater vil bli uryddig i forhold til at energiutnyttelsen av avfall blir ivarett gjennom et eget støttere-gime og gjennom krav om energiutnyttelse, jf. forurensningsloven.

Dersom avfall og spillvarme ikke klassifiseres som grønn varme vil en stor andel av eksisterende og potensiell fjernvarmeproduksjon falle utenfor sertifikatordningen. I dag utgjør avfall og spillvarme til sammen om lag 70 prosent av ener-

gitilførselen i fjernvarmeanlegg. I tillegg benyttes elektrisitet og olje.

Varme fra vedfyring kan produseres hos en sluttbruker selv ved hjelp av egenprodusert brensel eller ved kjøp fra en brenselslevendør. I dette tilfellet har en ikke måleutstyr, og ved egenprodusert brensel har en heller ikke et kundeforhold på kjøp av brensel. Mulighetene for å beregne varmeproduksjon og kontrollere bruk av brensel er ikke tilstede. Svært lite varmeproduksjon vil kunne innpasses i et pliktig sertifikatmarked.

Olje- og energidepartementet

tilrår:

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 1. november 2002 om innenlands bruk av naturgass mv. blir sendt Stortinget.

Vedlegg 1**Kostnader ved LNG-transport****1 Innledning**

Det har den senere tid vært økt oppmerksomhet på alternativer til rørtransport av naturgass. Spesielt har det vært sterk fokus på transport av LNG. Både Naturgass Vest og Gasnor har igangsatt bygging av LNG-anlegg på henholdsvis Kollsnes og Karmøy. LNG fra disse anleggene er tenkt transportert på både skip og trailere til kundene.

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet har KanEnergi AS i samarbeid med Bergen Engineering AS og Sunbay Management AS vurdert kostnadene for transport av LNG til Østlandet. Det er sett på kostnadene ved to ulike scenarier for tilførsel av naturgass. Tallene er bare egnet for å indikere kostnadsnivå, og som beslutningsgrunnlag er mer utførlige studier nødvendig.

Også Enova SF har sett nærmere på kostnader ved transport av LNG. I studien, som er utført av SINTEF Energiforskning, har hovedmålet vært å vurdere hvordan økt bruk av naturgass skal innpasses i eksisterende og planlagte energisystemer på en optimal måte. Det har vært satt ekstra fokus på ulike transportformer.

Et sammendrag av disse rapportene følger nedenfor.

2 Gass til Østlandet (KanEnergi AS)

For et gassmarked på Østlandet kan LNG hentes fra ulike kilder. I rapporten fra KanEnergi AS er naturgass tenkt hentet fra et LNG-anlegg i Grenlandsområdet (scenario 1) eller LNG-anlegg på Kollsnes (scenario 2). Det er i scenario 1 lagt til grunn at et grenrør fra den tidligere planlagte eksportledningen til Polen skulle danne grunnlaget for naturgass i Grenland. Disse planene er i dag usikre, men det eksisterer også andre planer om naturgass til Grenland via rørledning.

Scenario 1

I scenario 1 legges det til grunn at det framføres gass i rør til Grenland, hvor det er tenkt plassert

et mindre LNG-anlegg og videre distribusjon av LNG til Østlandsområdet. Anslagene for markedspotensialet for naturgass i Østlandsområdet bygger i all hovedsak på tidligere undersøkelser foretatt i perioden 1988-1990. Selv om det har skjedd endringer i form av at noen av de aktuelle brukerne er borte, og det er en utvidet bruk av bioenergi innenfor treforedlingsindustrien, har man valgt å legge til grunn disse potensialene, blant annet fordi en betydelig andel av gassen, tilsvarende en del av reduksjonen i industrimarkedet, er tenkt anvendt til kraftvarmeproduksjon. Dette for å eksemplifisere et forbruksmønster.

I scenario 1 hentes 370 millioner Sm³ naturgass i form av LNG fra Herøya i Grenland. Dette volumet fordeles på følgende måte:

Østfold (Fredrikstad)	200 mill. Sm ³
Oslo	120 mill. Sm ³
Buskerud (Drammen)	30 mill. Sm ³
Vestfold (Tønsberg)	20 mill. Sm ³

Ved beregning av det totale potensialet har man tatt utgangspunkt i at naturgass substituerer olje og delvis elektrisitet, samt en viss mengde kraftvarmeproduksjon.

I Østfold er LNG primært tenkt tilført industrien i Fredrikstad og Sarpsborg via en terminal på Øra-området. Potensielle brukere er Kronos Titan og Denofa Lilleborg. Borregaards anlegg i Sarpsborg kan forsynes med lavtrykksledning herifra. Også i Halden finnes potensielle brukere.

Det hersker usikkerhet omkring potensialet på 200 millioner Sm³. Grunnen er overgang til bioenergi hos noen av de potensielle avtakerne i 1990, samt usikkerhet knyttet til den fremtidige industristrukturen i området. Det er imidlertid lagt inn et forholdsvis stort volum til kraftvarmeproduksjon.

I Oslo er 20 millioner Sm³ tenkt til direkte bruk, transportert enten som CNG på trailere eller gjennom et mindre distribusjonsnett. 100 millioner er tenkt brukt i et kraftvarmeanlegg.

I Buskerud er LNG aktuelt til bruk i fjernvarmeanlegg, direkte bruk og muligens kraftvarme-produksjon. Leveringspunkt vil være Drammen havn hvorfra gass kan distribueres videre via distribusjonsnett eller tankvogn.

Potensialet i Vestfold tar utgangspunkt i et LNG-depot i Tønsberg og leveranser til omliggende byer med tankbil.

For å dekke brukerbehovene i Oslofjordområdet vil man i scenario 1 trenge to LNG-skip med en kapasitet på 1000 m³. Anslagene for transportkostnadene inkluderer skip, lagringskapasitet for en ukes forbruk på hvert av mottakstedene, regassifisering og havneavgifter. Tomtekostnader der LNG-mottaksanleggene plasseres er ikke inkludert.

Scenario 2

Scenario 2 er identisk med 1 når det gjelder potensialet i Østfold, Oslo, Buskerud og Vestfold. I scenario 2 antas det imidlertid at gassen må hentes som LNG på Kollsnes. I tillegg er et forbruk på 500 millioner Sm³ i Grenland lagt inn. Dette volumet tilsvarer omlag gassbehovet Norsk Hydro har til sin ammoniakkproduksjon.

For å dekke brukerbehovene omkring Oslofjorden vil opplegget i scenario 1 kunne brukes, men det må investeres i ytterligere fire LNG-skip, hver med kapasitet på 5000 m³, for å frakte gassen til Herøya.

KanEnergi har på bakgrunn av forutsetningene ovenfor vurdert kostnadene ved transport av LNG til Østlandet i de to scenariene. Enhetskostnadene i tabellen nedenfor er basert på 12% kalkulasjonsrente og 20 års levetid, hvilket er sannsynlige forutsetninger en investor vil legge til grunn. Velges 7% kalkulasjonsrente, som er forholdsviss vanlig i samfunnsøkonomiske beregninger, vil kostnadene bli lavere.

I tillegg til kostnadene forbundet med transport vil det påløpe kostnader knyttet til produksjon

av LNG og selve gassprisen. Tall for disse kostnadselementene er vanskelig tilgjengelig. KanEnergi AS antar i sin rapport at kostnadene for småskala LNG-produksjon (kondensasjonsprosessen) ligger i området 0,5 – 0,6 kr/Sm³, det vil si mellom 5 og 6 øre per kWh. Prisen på naturgass er forhandlet frem mellom kjøper og selger og dermed ikke tilgjengelig for offentligheten.

Totalt for transport og produksjon av LNG vil dermed kostnadene i de to scenariene variere mellom om lag 7 og 11,5 øre per kWh. I tillegg kommer altså prisen på naturgass.

Enhetskostnadene vil avhenge av i hvilken grad man greier å skreddersy et transportsystem med kapasitet tilpasset et forholdsvis stabilt brukerbehov. Det er imidlertid viktig å minne om at LNG-kjeder, med de volumer som er vurdert i rapporten, bare i svært liten grad har vært brukt andre steder i verden. Selv om elementer som LNG-tanker, -pumper, -fordampere og andre nødvendige komponenter er velkjente industrielle produkter, representerer små LNG-kjeder en viss teknologisk og økonomisk risiko som ikke er vurdert i denne utredningen, som primært har hatt til hensikt kun å gi en grov oversikt over mulige kostnader ved å forsyne Østlandet med naturgass gjennom å bruke LNG.

3 Gass til Trondheim

I rapporten «Landbasert bruk av naturgass – distribusjonsløsninger» som Enova SF har fått utarbeidet av SINTEF Energiforskning ser man på flere ulike former for distribusjon av naturgass. Et av alternativene er leveranser av LNG på skip fra det planlagte Snøhvit-anlegget i Hammerfest. Skipene med LNG er tenkt å gå i rute mellom Hammerfest og Stavanger, med 4 mottaksterminaler. På bakgrunn av tall de har innhentet anslår de at transportkostnaden for gass levert Trondheim vil ligge i området 30 til 40 øre per standard-

Tabell 1.1 Oppsummering av kostnader

Kostnadselement	Scenario 1 Grenland-Oslofjorden		Scenario 2 Kollsnes-Grenland- Oslofjorden	
	Kr/Sm ³	kr/kWh	kr/Sm ³	kr/kWh
Transportkostnad (skip, mannskap, bunkers)	0,164	0,0164	0,494	0,0494
Terminalkostnader (mottakssted)	0,058	0,0058	0,062	0,0062
Totale transportkostnader	0,222	0,022	0,556	0,0556

kubikkmeter. Dette tilsvarer 3 til 4 øre per kWh og er sammenlignbart med anslagene som Kan-Energi AS har kommet frem til.

Rapporten til Enova SF er å finne på Enovas hjemmeside www.enova.no. Det henvises til denne for nærmere beskrivelse av forutsetninger og andre forhold som ligger bak resultatene.

Vedlegg 2

En gjennomgang av forskningspolitikken knyttet til naturgass

I dette vedlegget ses det nærmere på status for forskningen på naturgass i Norge og det gis noen eksempler på hva som er kommet ut av forskningen.

1 Norsk forskning på naturgass i senere år

Forskningen på naturgass kan være av grunnleggende karakter, den kan være mer strategisk ut i fra sentrale problemstillinger, eller den kan være av mer anvendt karakter styrt av konkrete forsknings- og utviklingsoppgaver man ønsker løst som en del av en utfordring man står overfor. De forskningsprogrammer som har vært og er mest sentrale når det gjelder FoU rettet mot bruk av naturgass er beskrevet under. Dette er programmer som har vært og blir administrert gjennom Norges Forskningsråd, finansiert med midler hovedsakelig fra Olje- og energidepartementet, men også fra Nærings- og handelsdepartementet, Miljøverndepartementet og andre.

Kjemisk konvertering av naturgass

Programmet ble formelt avsluttet i 1999. Programmets mål har vært å utdanne doktorgradskandidater og å utvikle kompetanse innenfor gasskonvertering på områder av strategisk betydning for norsk industri. Programmet har dekket fagområdene katalysatorteknologi, reaktorteknologi og systemteknologi. Sentrale delmål har blant annet vært kjemisk konvertering av metan til andre energibærere og til petrokjemiske basisprodukter og kjemikalier, og videreutvikle det teknologiske grunnlag for kjemisk konvertering av naturgass i Norge for å øke utnyttelsesmulighetene av naturgass inkludert assosiert gass, omfanget av miljømessig forsvarlig norsk foredlingsindustri og merverdien på naturgass.

Katalyse og organisk syntetisk kjemi

Katalyse og organisk syntetisk kjemi (2000-2006) er et strategisk grunnforskningsprogram. Programmet har som hovedmål å gi økt verdiskaping innen norsk kjemisk industri. En del av programmet retter seg mot katalytiske prosesser for foredling av naturgass til mer verdifulle kjemikalier som for eksempel metanol, drivstoffer og andre kjemikalier. En annen del av programmet retter seg mot den organisk syntetiske kjemien. Programmet retter seg primært mot universitetsmiljøene og instituttene. Det er et mål å øke den norske kompetansen innenfor katalyse og organisk syntese for å tilfredsstille industriens og forskningsinstituttene behov for kvalifisert arbeidskraft og legge grunnlaget for fremtidig ekspansjon og nyetablering innen kjemisk industri.

Energi for fremtiden

Energi for fremtiden (2000-2006) er et strategisk program med hovedmål å utvikle kompetanse av betydning for utdanning, forskning og næringsutvikling som kan fremme utviklingen av et bærekraftig energisystem, karakterisert ved blant annet energimessig fleksibilitet, diversitet, effektivitet og riktig kvalitet til riktig formål. Samspillet mellom ulike energiresurser er viktig der fornybare energikilder og naturgass står sentralt.

Programmet dekker langsiktig grunnleggende forskning innenfor energifeltet, og retter seg primært mot universitetsmiljøene og instituttene. Programmet skal i første rekke støtte doktorgradsprojekter som relaterer seg til områdene systemutforming, sluttbrukerforkusering, distribuert lokal produksjon og sentral energi- og effekttilgang. Et av programmets delmål er:

- å øke verdiskapingen for norsk naturgass gjennom satsing på grunnforskning og forskerutdanning innenfor gassteknologi på områder av betydning for norsk samfunn og næringsliv.

Sentrale FoU-oppgaver i programmet vil være innenfor blant annet følgende områder:

- hydrogen som energibærer (storskala lagring av hydrogen, miljøvennlig produksjon av hydrogen)
- lagring/omvandling av energi (småskala hydrogenlagring, materialer, termisk lagring, brenselsceller)
- energitransport (blant annet avansert gass-transport)
- dekarbonisering og hydrogenproduksjon fra naturgass
- gasskraftverk med CO₂-håndtering/gas-separasjon (dekarbonisering av naturgass for fremstilling av kraft, hydrogen og andre energibærere).

NATURGASS

NATURGASS (1996-2001) har vært et brukerstyrt program med fokus på anvendt forskning. Programmet var delvis en videreføring av «Gassforskning – Varer og tjenester (GAVOT)», som ble startet i 1994, og delvis en ny programdel som omtales som «Prosess» og som dekker prosessmessig anvendelse av naturgass. Hovedmålene for programmet var 1) å bidra til utvikling av lønnsomme produkter og tjenester basert på anvendelse av naturgass, og 2) å bidra til utvikling av nye og eksisterende gassrelaterte prosesser og nye anvendelser av naturgass i prosessammenheng. Programmets overordnede nytte var å bidra til bedre utnyttelse av den norske naturgassen, både i form av verdiskaping for norsk industri, og ved at naturgass, som en relativt sett miljøvennlig energikilde, blir tatt mer i bruk i Norge på en kostnadseffektiv måte.

På grunn av den fortsatt begrensede anvendelsen av naturgass i Norge, er det få aktører som er inne på utvikling og produksjon av naturgassrelaterte produkter og tjenester. Imidlertid har flere av de som er aktive hatt vellykkede utviklingsprosjekter, som har gitt nye produkter og økt omsetning for bedriftene. Støtten fra NATURGASS-programmet har vært avgjørende for disse prosjektene. Prosjektene kan eksempelvis adressere problemstillinger innenfor områder som måling av gass i rør, anvendelser som LNG, gassmotorer for kogenerering av strøm og varme, bruk av gass i ulike brennere, etc. Ettersom naturgass i liten grad anvendes i Norge utenom i prosesser, har markedene for disse bedriftenes produkter i hovedsak vært å finne utenfor Norge.

Prosessdelen av programmet har rettet seg mot den del av prosessindustrien som benytter naturgass (eventuelt våtgass) som råstoff i ulike

prosesser. I hovedsak omfatter dette petrokjemisk industri, hvor Statoil og Norsk Hydro er de viktigste aktørene, men også Kværner, Dyno og Borealis kan være aktuelle. Bruk av naturgass i annen prosessindustri (for eksempel metallurgisk industri) er også aktuelt. Det har vært lagt vekt på kompetanseoppbygging og utdanning av doktorgradskandidater, som i neste omgang kan bli etterspurt av bedriftene. Det har også blitt stilt strenge krav til at prosjektene skal være av fundamental karakter og at (mer enn) alle midlene fra Forskningsrådet skal benyttes bedriftsekstern. De senere år har det vært en økende interesse for gasskonvertering i selskapene, blant annet knyttet til konvertering offshore.

SAMSTEMT

SAMSTEMT (2001-2010) er et brukerstyrt program der målet er å utvikle samfunnsfaglig kunnskap om energi, miljø og teknologi som kan gi grunnlag for utformingen av en politikk for bærekraftig utvikling på energiområdet. Programmet er en videreføring av SAMRAM-programmet. Programmet skal blant annet gi økt kunnskap om rammebetingelser for en norsk politikk knyttet til produksjon og bruk av energi i Norge og i et regionalt og globalt perspektiv, og om hvordan virkemidlene kan utformes best mulig. Et av forskningsbehovene er knyttet til rammebetingelser for utnyttelse av gass i norsk energiforsyning, særlig i lys av forpliktelser etter Kyotoprotokollen og utviklingen av mekanismer for eksempel kvotehandling og felles gjennomføring.

KLIMATEK

KLIMATEK (1997-2001) har vært et brukerstyrt program som skal stimulere til utvikling og økt bruk av teknologi for å redusere norske utslipp av klimagasser. Programmet har fokusert spesielt på utprøving og demonstrasjon i full skala innen sektorer der det er store utslipp og potensial for reduksjon gjennom teknologitiltak, primært i petroleumsindustrien og prosessindustrien. Under programmet er det blant annet blitt gitt støtte til videreutvikling av ulike konsepter for gasskraftverk med CO₂-håndtering. I 2001 ble programmet utvidet for å i enda større grad kunne adressere problemstillinger knyttet til utvikling av renseteknologi for gasskraftverk. Blant annet skulle man arbeide videre med å vurdere ulike ordninger for å drive frem slik teknologi, både når det gjelder å evaluere dagens ord-

ninger på området, og i forhold til hva som er kritiske faktorer for å komme videre når det gjelder kommersiell utvikling av slike anlegg. Kontakten med relevante forskningsmiljøer og leverandøriindustrien har vært viktig i denne prosessen.

Internasjonalt forskningssamarbeid

Internasjonalt FoU-samarbeid innen energiområdet har høy prioritet og er et viktig supplement til nasjonal forskning. Samarbeid på tvers av landegrensener er avgjørende, ikke bare for å kunne holde et høyt faglig nivå blant norske forskningsmiljøer, men også av strategiske grunner for å etablere kontakter og allianser med andre land. Norge deltar i energiforskningssamarbeid både på nordisk plan (Nordisk energiforskning), innenfor EU-systemet (ENERGIE-programmet¹) og innenfor det internasjonale energibyrådet (IEA). På alle disse arenaene står utvikling av teknologi for miljøvennlig bruk av naturgass sentralt. Det vises for øvrig til NOU 2002:7 «Gassteknologi, miljø og verdiskaping» for nærmere omtale av det internasjonale FoU-samarbeidet.

2 Omlegging av den næringsrettede FoU i Forskningsrådet fra 01.01.02 og konsekvenser for forskningen på naturgass

Som et ledd i implementeringen av Norges forskningsråds strategi for næringsrettet forskning og utvikling, har Forskningsrådet restrukturert sin programportefølje innenfor den brukerstyrte energiforskningen med virkning fra 01.01.02. I strategien vektlegges behovet for:

- å øke næringslivets FoU-investeringer og forbedre den samfunnsøkonomiske avkastningen
- å konsentrere innsatsen slik at Norge kan være blant de ledende internasjonalt innenfor kompetanseområder som er viktig for norsk næringsliv
- å styrke innsatsen i næringsområder der verdiskapingspotensialet er stort
- å bidra til at flere bedrifter arbeider systematisk med egen utvikling og etter hvert forskning.

¹ «Specific programme for research, development and demonstration on Energy, environment and sustainable development, part B: Energy» innenfor EUs femte rammeprogram for forskning

Det er en politisk målsetting å øke innenlands verdiskaping på grunnlag av naturgass. Naturgass er derfor pekt ut som et prioritert fagfelt innenfor Forskningsrådets satsning på næringsrettet FoU.

I forhold til tidligere inndeling av forsknings-satsingen når det gjelder bruk av naturgass, betyr omleggingen til ny modell i praksis at de brukerstyrte programmene NATURGASS og KLIMATEK fra 01.01.02 opphører og at aktiviteter herunder i stedet vil inngå i det som kalles innovasjonsprogrammene «Energi, miljø, bygg og anlegg» og «Olje og gass» (nedstrøm). For NATURGASS vil de prosjekter og aktiviteter som omhandler konvertering av naturgass eller annen prosessmessig behandling av naturgass, med det primære målet å få større lønnsomhet i salg av norsk gass til utlandet, ligge under «Olje og gass». Prosjekter og aktiviteter som omhandler bruk av gass i det norske energisystemet, inkludert produkter for bruk av gass som energibærere (brennere, CHP-utstyr, gassmotorer, etc.) vil ligge under «Energi, miljø, bygg og anlegg». Når det gjelder KLIMATEK, vil aktiviteter knyttet til utvinning av olje og gass, altså prosjekter som reduserer klimagassutslipp i olje-/gassutvinningen direkte eller i aktiviteter knyttet til dette (supply-ship, letefartøy, osv.), ligge under «Olje og gass», mens aktiviteter rettet mot renseteknologi for gasskraftverk vil ligge under «Energi, miljø, bygg og anlegg».

Samtidig som nye innovasjonsprogrammer er opprettet, er det også identifisert næringsrettede kompetansefelt, hvorav ett er «Energi og petroleum». Dette er samarbeidsarenaer mellom forskningsmiljø og næringsliv og samarbeidsarenaer for områdene i Forskningsrådet. Et nytt virkemiddel i forbindelse med dette er «Kompetanseprosjekter med brukermedvirkning» (KMB). Mens prosjektene i innovasjonsprogrammene skal ha verdiskapingsfokus, skal KMB-prosjektene ha fokus på felt der næringslivet ser behov for å utvikle kompetanse. Den frie grunnforskningen innenfor fag og disipliner (naturvitenskap, teknologifag, økonomifag, samfunnsfag, etc.) vil danne et viktig grunnlag for utviklingen av kompetansefeltene.

Olje- og energidepartementet mener organiseringen med brukerstyrte innovasjonsprogrammer knyttet opp mot næringsrettede kompetansefelt kan være en god måte å møte kunnskapsbehovet i næringslivet på og bygge opp næringsrettet kompetanse i forskningsmiljøene. Omleggingen kan videre være en god måte å få frem de beste pro-

sjektene på. Samtidig vil Forskningsrådets ulike virkemidler og områder bli bedre koordinert.

3 Noen resultater fra senere års forskning

Den grunnleggende og strategiske forskningen på naturgassområdet er av langsiktig karakter og har gjerne som mål å utvikle kompetanse på utvalgte forskningsområder og adressere spesifikke problemstillinger innenfor definerte fagområder. Arbeidet vil ofte være knyttet til et doktorgradsstipend eller et postdoktorstipend. Den anvendte forskningen vil være styrt av at den er delvis brukerfinansiert og således styrt inn mot konkrete problemstillinger som brukeren (forskningsinstituttene, industrien, myndighetene, etc.) er opptatt av.

Hittil er Statoil og Norsk Hydro de største norske aktørene på området. Disse driver med FoU i egen regi (forskningssentre henholdsvis i Trondheim og Porsgrunn) og i samarbeid med ulike forskningsgrupperinger. Sentrale grupperinger i denne sammenheng er NTNU, SINTEF, IFE, CMR, UiO, UiB med flere. Selskapene og FoU-miljøer er også involvert i internasjonalt samarbeid på området, blant annet gjennom deltakelse i enkeltprosjekter, og med utveksling av doktorgradskandidater og annet vitenskapelig personell.

Selv om det finnes unntak, angår naturgass bare i liten grad norske små- og mellomstore bedrifter (SMB-bedrifter). Målgrupper i industrien er likevel SMB-bedrifter som utvikler produkter for gassanvendelse, og delvis store aktører som utvikler prosesser, nye kraftverk, etc.

De siste 15-20 årene er det brukt mer enn 1 milliard kroner til FoU for å utvikle naturgasssteknologi, i første rekke i forbindelse med produksjon, videreforedling og transport. På flere viktige områder er det bygget opp betydelig kompetanse. Nedenfor gis noen eksempler på konkrete resultater som er kommet ut av forskningsinnsatsen den senere tid.

Direkte konvertering til metanol (Kjemisk konvertering av naturgass)

Produksjon av syntesegass krever store investeringer og mye energi. Mange leter derfor etter nye kjemiske snarveier for å omdanne metanet i naturgassen direkte til metanol. Samarbeid mellom teoretiske og eksperimentelle fagmiljøer i Norge har gitt oppsiktsvekkende resultater. I 1999

satte forskere ved SINTEF og universitetene i Oslo og Tromsø verdensrekord i direktekonvertering. Ved å bruke et bestemt metallkompleks som katalysator, har de vist at første del av reaksjonen lar seg gjennomføre. Reaksjonen skjer ved lavere temperaturer enn tidligere oppnådd.

Hydrogenlagring i metallhydrider (Energi for fremtiden)

Institutt for energiteknikk (IFE), NTNU og Universitetet i Oslo (UiO) arbeider sammen om å utvikle ny teknologi for å lagre hydrogen. Ved bruk av hydrogen for eksempel som drivstoff i transportsektoren, vil lagringen av hydrogenet være en viktig utfordring. Hydrogenet kan lagres flytende nedkjølt eller under høyt trykk i tanker. Begge disse metodene har imidlertid noen ulemper, som for eksempel energien som går med til nedkjøling eller komprimering samt sikkerhetsaspektet. I prosjektet ser en på hvordan hydrogenet kan lagres i metallstrukturer der det bindes kjemisk til metallegeringer og danner et hydrid. Når hydrogenet skal brukes, for eksempel i et kjøretøy, frigjøres hydrogenet fra metallegeringen. Med denne metoden kan en lagre store mengder hydrogen på en ufarlig måte, og ved IFE er det faktisk satt en uoffisiell verdensrekord i lagret hydrogentetthet.

Solenergi (Energi for fremtiden)

Ved Fysisk institutt ved UiO er det oppnådd gode resultater for utvikling av polymere solfangere som bidrar til å redusere kostnadene for slike termiske solenergiløsninger. Systemet som er utviklet av gruppen er i ferd med å få internasjonal aksept som et konsept hvor solenergi gjøres tilgjengelig til konkurransedyktige betingelser med konvensjonelle energikilder. Det er nå bygget anlegg basert på denne teknologien i en rekke land (Sverige, Tyskland, Nederland, Spania, Tsjekkia, Russland, Japan) og gruppen har ved dette oppnådd en bred internasjonal kontaktflate.

Miljøvennlige brennesystemer (NATURGASS)

Fremo har kjørt dette prosjektet over flere år og har utviklet flere brennerkonsepter som alle er karakterisert ved svært lave utslipp av NO_x. Det er nå utviklet et brennerkonsept med NO_x-utslipp ned mot 8 ppm for propan. Utslipp ved forbrenning av naturgass ligger på samme nivå ved optimalisering ved ett effektnivå. Utslippene av CO

ligger på under 10 ppm. Dette er tall som er under de utslippskravene en ser for seg i EU, og Fremo vil ha gode markedsmuligheter med denne brenneren.

Småskala LNG-produksjon (NATURGASS)

ABB Gas Technology og SINTEF Energiforskning samarbeider om utvikling av ny teknologi for småskalaproduksjon av LNG. Hensikten er å få frem teknologi som kan gjøre småskala LNG-produksjon mer konkurransedyktig. Målet er å utvikle produksjonsenheter med kapasitet på rundt 2000 kg LNG per time som kan monteres på standard containerrammer. Teknologien vil egne seg for desentralisert LNG-produksjon som kan gjøre LNG konkurransedyktig for kraft- og varme-produksjon og som drivstoff for kjøretøyer og skip. Det skal i første omgang bygges et pilotanlegg med kapasitet på 50 kg LNG per time.

Katalytisk dehydrogenering av våtgass (NATURGASS)

Prosjektet støtter opp om Statoils arbeid med utvikling av en propan dehydrogenering katalysator og prosess, ved å støtte langsiktig FoU som gir bedre forståelse for prosessen og gir grunnlag for nye forbedringer på lengre sikt. Det er gjennomført pilottesting på Mongstad med en egenutviklet PDH-katalysator. Testingen har gitt lovende resultater. I laboratorietester er en ny type katalysator testet og karakterisert. To doktorgradskandidater har jobbet med disse systemene siden 1997. Det er innlevert patentsøknad og utarbeidet to publikasjoner foruten en rekke rapporter. Prosjektet ble avsluttet fra Forskningsrådets side ved utgangen av 2000, men fortsetter i Statoils regi og for å avslutte doktorgradsoppgavene.

Keramiske oksygen-membraner (NATURGASS)

Det er gjennom prosjektet bygd opp en faglig sterk gruppe fra UiO, NTNU, Statoil og Hydro, som samarbeider tett med problemstillingen i prosjektet. Hensikten er å styrke grunnlaget for selskapene, slik at de kan benytte keramiske oksygenpermeable membraner for produksjon av oksygen og syntesegass på en langt mer økonomisk måte enn med dagens teknologi. Prosjektet er av svært grunnleggende og kompetansebyggende karakter.

Metanol til olefiner (NATURGASS)

Norsk Hydro har i samarbeid med det amerikanske selskapet UOP utviklet en prosess for konvertering av metanol til olefiner (etylen og propylen). I prosjektet støttes videreutvikling, forbedring og grunnleggende forståelse for katalysatorens funksjon, med spesiell vekt på å utvikle en alternativ produksjonsmåte for denne type katalysatorer. Prosjektet ble avsluttet ved utgangen av år 2000, men Norsk Hydro fortsetter utviklingsarbeidet knyttet til prosessen.

Miljøvirkninger av norsk eksport av gass og gasskraft (SAMRAM)

Prosjektet som utføres ved Frischsenteret studerer virkninger på utslippene av CO₂ i Vest-Europa av at Norge øker utvinningen av gass i Nordsjøen. Den økte tilgangen på gass benyttes enten til gasskraftproduksjon i Norge, eller gassen eksporteres direkte. Analysen er basert på en rekke forutsetninger, blant annet at gass- og kraftmarkedene i Vest-Europa har vært gjennom en omfattende liberalisering. Videre har man så langt i prosjektet begrenset seg til kortsiktige virkninger, det vil si tidshorizonten er såpass kort at man ser bort fra investeringer i økt kapasitet i kraftproduksjon og transmisjon av kraft og gass. Man finner at økt gasskraftproduksjon i Norge reduserer de samlede utslippene av CO₂ i Vest-Europa. Også direkte eksport av gass gir lavere samlede utslipp av CO₂ i Vest-Europa, men utslippsreduksjonen er mindre enn i tilfellet med gasskraftproduksjon. Siden robusthetsanalyser har avslørt at selv små endringer i bakenforliggende forhold, for eksempel mindre endringer i kraftverkenes effektiviteter, kan få relativt store utslag på utslippene, bør resultatene benyttes med varsomhet.

Renseteknologi for gasskraftverk (KLIMATEK)

KLIMATEK har de senere årene hatt spesiell høy oppmerksomhet rettet mot prosjekter og prosjektmuligheter innen gasskraftverk med CO₂-håndtering. Gjennom SINTEF Energiforskning er det gjennomført et studie av forskningsbehovene knyttet til gasskraftverk med CO₂-håndtering og gjort en vurdering av de nasjonale mulighetene. Det er videre gitt støtte til flere industriutviklingsprosjekter knyttet til demonstrasjon av selskapenes egne konsepter når det gjelder teknologi for å redusere utslippene av CO₂ fra gasskraftproduksjon. Felles for prosessene i de ulike selskapene

er at de har en lang tidshorison, og at det fortsatt er knyttet stor usikkerhet til planene. Eksempler på industriutviklingsprosjekter:

- Statoil har arbeidet med planer om et demonstrasjonsanlegg på Kårstø for separering av CO₂ fra kraft-/varmeproduksjon basert på naturgass. CO₂ kan lagres i geologiske formasjoner eller brukes til økt oljeutvinning. Statoil ser en potensiell mulighet for dette på Gullfaksfeltet.
- Aker Maritime arbeider med å utvikle Hiox-konseptet som er et oksygenfyrt kraftverk uten utslipp av CO₂ eller NO_x. Denne løsningen gir enkel separasjon av CO₂ fra eksosen, men krever separat oksygenproduksjon. Det fokuseres nå på et pilotanlegg på 25-50 MW.
- Hydro arbeider også med et konsept for oksygenfyrt kraftverk (AZEP). Konseptet skiller seg noe fra Aker Maritime sitt, blant annet i forhold til en membran som skal ligge i kraftverkets brennkammer. Utfordringene er i første rekke utviklingen av membranen og turbiner som kan drives på oksygen.

- Kværner har utviklet en ny membranteknologi for rensing av eksosgass. Teknologien er testet i pilotskala på Statoils gassanlegg på Kårstø. Kværner evaluerer også en ny renseteknologi for CO₂ utviklet i USA («electical swing adsorption»).

KLIMATEK har også gitt støtte til det norske arbeidet i et stort internasjonalt prosjekt, CO₂-Capture Project (CCP), som ble lansert i 2000 med norsk deltakelse fra Statoil og Norsk Hydro. CCP-prosjektet skal over de neste 3-6 årene utvikle og demonstrere teknologi som kan gi vesentlig reduksjon av kostnadene ved fanging og deponering av CO₂ fra kraftproduksjon fra fossile brensler. KLIMATEKs engasjement har fokusert på teknologier for CO₂-rensing i tilknytning til gasskraft og deponering av CO₂ i geologiske formasjoner eller for bruk til økt oljeutvinning. Se for øvrig eget kapittel om renseteknologi for gasskraftverk.

Vedlegg 3

NOU 2002:7 Gassteknologi, miljø og verdiskaping. Sammendrag og oppsummering av høringsuttalelser

1 Bakgrunn, mandat og arbeidsform

Ved kongelig resolusjon av 5. oktober 2001 ble det nedsatt et utvalg for å vurdere ulike sider ved miljøvennlig bruk av gass. Utvalget ble gitt følgende mandat:

«Utvalget skal vurdere ulike organisasjonsformer for å fremme mer miljøvennlig bruk av naturgass til energiformål, herunder en etablering av et selskap for å fremme utvikling av miljøvennlig teknologi.

Utvalget skal se på hvordan forskning og utvikling kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge. Siktemålet er å forsterke innsatsen for at Norge og norske teknologimiljøer, i samarbeid med andre land, skal få en sterk posisjon i utviklingen av teknologi.

Utvalget bes avgi sluttrapport innen 1. mars 2002.»

Samarbeidsregjeringen mellom Kristelig folkeparti, Høyre og Venstre tiltrådte senere i oktober 2001. I den sammenheng ble det foretatt en ny vurdering av utvalgets mandat og sammensetning, blant annet med bakgrunn i Sem-erklæringen. I brev fra Olje- og energidepartementet av 27. november 2001 ble utvalgets mandat og sammensetning endret. Utvalget ble gitt følgende reviderte mandat:

«Utvalget skal vurdere hvordan forskning og utvikling kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge, herunder hydrogen og gasskraft med CO₂-håndtering. Siktemålet er å forsterke innsatsen for at Norge og norske teknologimiljøer, i samarbeid med andre land, skal få en sterk posisjon i utviklingen av ny miljøvennlig gassteknologi.»

Utvalget var bredt sammensatt med representanter fra energiselskaper, leverandørindustri, forskningsmiljøer og naturvernorganisasjoner. Utvalget la i sitt arbeid stor vekt på innspill, intervjuer

og høringer med de viktigste norske aktører på området. Dette har i tillegg til utvalgets egen faglige kompetanse vært basis for en statusbeskrivelse av relevante miljøvennlige naturgassanvendelser og -teknologier, herunder gasskraftverk med CO₂-håndtering og hydrogen som energibærer.

Utvalget avga sin innstilling 1. mars 2002.

2 Sammendrag av utvalgets innstilling

2.1 Innledning

I bakgrunnen for oppnevningen av utvalget heter det blant annet at Regjeringen ønsker at en større del av våre gassressurser skal tas i bruk i Norge. Innenlandsk bruk av gass vil gi grunnlag for verdiskaping, industriell og teknologisk utvikling og et bedre miljø.

Dagens anvendelser av gass er i hovedsak knyttet til forbruket på sokkelen og forbruk rundt ilandføringsstedene for gass og i Grenlandsområdet. All bruk av gass forutsetter tilgjengelighet av gass der den skal brukes. De høye investeringskostnadene knyttet til infrastruktur medfører at det kreves store volumer eller små transportavstander for å gi tilfredsstillende lønnsomhet i et rørledningsprosjekt. Stordriftsfordelene i gasstransport er derfor en viktig barriere for større bruk av gass innenlands. I hovedsak kan gassens anvendelsesområder deles inn i tre kategorier; energiformål, transportformål og industriell bruk.

Siden mandatet nevner eksplisitt CO₂-fri gasskraft og hydrogen, har utvalget særlig fokusert på disse framtidsmulighetene for bruk av gass. I tillegg har utvalget i noen grad også sett på anvendelser der norske utslipp kan reduseres ved overgang til naturgass.

Utvalget har lagt stor vekt på faktainnspill og høring av relevante miljøer som arbeider innen området nye miljøvennlige teknologier, fra brukere, leverandører, forskningsinstitusjoner, distribusjonsselskaper, energiselskaper og interessegrupper.

2.2 Hovedelementene i utvalgets anbefalinger

Utvalgets flertall¹ oppsummerte sine konklusjoner og anbefalinger på følgende måte:

«Bakgrunnen for utvalgets arbeid er en politisk målsetting om at en større del av Norges naturgassressurser skal tas i bruk innenlands, og at dette skal skje innenfor rammen av våre internasjonale miljøforpliktelser. Ønsket om ny miljøvennlig bruk av naturgass i Norge har satt fokus på behovet for utvikling av ny teknologi og på at norske miljøer skal få en sterk posisjon i utviklingen av slik teknologi. All bruk av naturgass som omtales i utvalgets konklusjoner forutsettes holdt innenfor Norges internasjonale miljøforpliktelser.

Infrastruktur

Etablering av infrastruktur for naturgass er avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for bruk av gass i Norge, og er en forutsetning for å ta i bruk nye miljøvennlige gass-teknologier. Etablering av infrastruktur vil imidlertid være krevende uten offentlig medvirkning. Utvalget ser behov for at det gjøres en nærmere vurdering av hvordan ulike former for offentlig støtte kan bidra til å fremme utbygging av infrastruktur for naturgass.

Utvalget ser at en etablering av gassrørledninger og annen infrastruktur for distribusjon av gass i første rekke vil være relevant til enkelte utvalgte regioner i forbindelse med ilandføringssteder og større regionale sentra som Trondheims-, Bergens-, Stavanger- og Grenlandområdet. Det vil også være et behov for regionale LNG-distribusjonssystemer. Utvalget har ikke drøftet de ulike sidene ved utbygging av Snøhvit-feltet, men dersom utbyggingen blir gjennomført kan det åpne muligheter for å distribuere flytende gass også i Norge.

Utvalget anbefaler at disse spørsmålene utredes nærmere også i forhold til alternative energibærere.

Naturgass til erstatning for andre fossile energibærere

Erfaringer fra utvikling av gassmarkeder i andre land viser at det under gitte forutsetninger er mulig å erstatte 20-30 prosent av det samlede energiforbruket med gassbaserte løsninger. Det ligger best til rette for slik overgang hos større forbrukere av kull og fyrings-

olje i industri- og servicenæringer, og i enkelte segmenter av transportsektoren. En slik konvertering vil i sterk grad redusere utslipp av NO_x, svovel og partikler og samtidig føre til en moderat reduksjon CO₂-utslipp. Forutsetningen er at man ved en slik overgang samtidig tar i bruk best tilgjengelig (miljøvennlig) teknologi.

Etter utvalgets oppfatning kan Norge med sin bakgrunn i maritim sektor bli ledende leverandør av enkelte produkter og teknologiske konsepter, særlig relatert til framdrift av skip og gassdistribusjon med skip. Spesielt gjelder dette naturgass som drivstoff for ferger, supplybåter og annen nærskipstrafikk. Norge er i dag det eneste land som har etablert et regelverk for bruk av gass til fremdrift av skip. I tillegg har Norge allerede to supplybåter under bygging og en ferge i drift, alle basert på gass som drivstoff.

En forutsetning for en slik konvertering er at gass blir tilgjengelig til en pris som er konkurransedyktig med diesel og fyringsolje. Det er videre viktig at det utvikles handelsmekanismer for NO_x og CO₂-utslipp, slik at salg av kvoter kan bli en finansieringskilde for tiltak hos brukerne. Utvalget vil dessuten peke på at økt bruk av naturgass i transportsektoren over tid kan danne en bro over til bruk av hydrogen.

Reduksjon av klimagassutslipp på norsk kontinentalsokkel

Nærmere ¾ av den forventede økning av norske utslipp av klimagasser til 2010 vil komme på norsk sokkel, og arbeidet med å redusere disse utslippene må derfor gis høy prioritet. Utslippene relaterer seg i hovedsak til bruk av gass til energiproduksjon på de faste installasjonene. Utvalget vil i denne sammenheng spesielt vise til to viktige typer virkemidler: 1) tiltak og teknologiløsninger som kan bidra til mer effektiv energiproduksjon på sokkelen, og 2) kraft fra land.

På det første området kan for eksempel utnyttelse av eksosvarmen i prosessen og innføring av ny teknologi, gi store miljøgevinster, jf. kombinerte gassturbinanlegg. Når det gjelder kraft fra land, vil dette kunne gi vesentlige utslippsreduksjoner, og utvalget anbefaler at en går videre med slike løsninger, spesielt når det gjelder felt nær land.

Utvalget vil derfor sterkt understreke betydningen av å satse på forskning og teknologiutvikling for å oppnå bedre økonomiske forutsetninger for utslippsreduksjoner. Med bakgrunn i Miljøsoks sluttrapport fra fase 2, vil utvalget særlig peke på behovet for videre

¹ Utvalgets flertall betyr i hele innstillingen alle medlemmene, med unntak av ett medlem.

utredninger med tanke på mulighetene for å modifisere eksisterende anlegg.

Synergieffekter ved etablering av gasskraftverk

Etter utvalgets oppfatning kan det i forbindelse med eventuell bygging av gasskraftverk basert på best tilgjengelig kommersiell teknologi skapes synergier ved samtidig å utnytte tilgjengelig gass til industrielle formål. Dette kan for eksempel gjelde ammoniakk-, papir- og aluminiumsproduksjon, fiskefôr, og petrokjemisk produksjon. Integrerte anlegg kan gi økt energieffektivitet og derigjennom reduserte klimagassutslipp, effektiv håndtering av utslipp, samt bidra til å skape et større norsk marked for naturgass og til å utvikle teknologiske miljøer og bedrifter med erfaring på disse områdene. Videre vil bygging av gasskraftverk gi tilgang til felles infrastruktur og derigjennom gi muligheter for kostnadsreduksjoner (deling av kostnader) knyttet til infrastrukturen.

Utvalget vil peke på at slike synergieffekter kan bidra til økt verdiskaping og dessuten utløse stor vekst i miljøvennlig bruk av gass i fastlands-Norge innenfor rammene av Norges internasjonale miljøforpliktelser. Gass til Grenlandområdet er et godt eksempel på et tiltak som kan gi slike synergieffekter. Ut fra dette anbefaler utvalget at ny infrastruktur til områder som Grenland, Trøndelagsregionen mv. særlig vurderes i forhold til de samlede positive synergieffekter som kan oppnås.

Gasskraftverk med CO₂-håndtering

Utvalget mener at det må ha høy prioritet å få fram teknologier som raskest mulig kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering. Med utgangspunkt i de teknologiske konseptene som foreligger, er det imidlertid enighet i utvalget om at det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO₂-håndtering kan bli økonomisk konkurransedyktige internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader. Det er derfor avgjørende å ha et langsiktig og realistisk perspektiv med hensyn til anvendelsen av slike miljøvennlige gasskraftteknologier.

Etter utvalgets oppfatning bør utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-deponering gjøres i tre ulike, men overlappende stadier:

1. Bred satsing (flere konsepter – fokus på FoU; 2-5 år)
2. Demofase (3-10 år)
3. Tidlig kommersiell fase (fullskala kraftverk; 10-15 år)

Utvalget har vurdert om det er et alternativ å hoppe over fase 1, og eventuelt også fase 2, og gå rett på realisering av et fullskala anlegg. Selv om det kan være fordeler ved et tidlig valg av teknologi og satsing på et fullskala konsept, kan utvalget i dag ikke se det som hverken teknologisk eller kommersielt fornuftig å støtte en slik linje. Utvalget anbefaler derfor at en normal teknologisk utviklingsprosess følges, gjennom etablering og drift av pilot- og demonstrasjonsanlegg før fullskala produksjonsanlegg besluttes. På den måten kan anleggenes reelle teknologiske og økonomiske potensiale avklares. Å bryte med en slik naturlig teknologisk/kommersiell utvikling vil kunne føre til forhas-tede valg som senere viser seg å være teknologiske blindspor.

Utvalget anbefaler at ulike teknologiske løsninger for gasskraftverk med CO₂-håndtering videreutvikles, og at det fortsatt noen år satses relativt bredt ved at det stimuleres til flere konsepter/teknologier som kan vise seg bedre over tid. Dette vil også gi norsk industri en mulighet til å kvalifisere seg i teknologiutviklingen, noe som ikke vil være tilfelle ved en fullskala satsing i dag. En bred satsing bør både omfatte teknologier som kan benyttes i nye gasskraftverk, og teknologier som kan ettermonteres på eksisterende kraftverk. Det er også viktig å adressere mulighetene for å kunne benytte teknologiene i andre fossilbaserte kraftverk, som kullkraftverk. Siden ingen teknologier for gasskraftverk med CO₂-håndtering i dag peker seg spesielt ut, anbefaler utvalget at det legges til rette for at offentlig støtte kan gis til flere ulike demonstrasjonsanlegg de nærmeste årene. Med demonstrasjonsanlegg mener utvalget i denne sammenheng anlegg i størrelsesorden 20-40 MW.

CO₂-håndtering

Kostnader til kompresjon, transport og injeksjon av CO₂ utgjør 30-40 prosent av kostnads-gapet mellom dagens gasskraftverk med best tilgjengelig teknologi og en ny løsning med CO₂-håndtering. Utvikling av økonomisk konkurransedyktige gasskraftverk med CO₂-håndtering vil derfor være avhengig av teknologiske og økonomiske gjennombrudd også på disse områdene. Utvalget ser bruk av CO₂ til økt oljeproduksjon som et interessant alternativ til ren CO₂-lagring, fordi dette kan innebære muligheter for å redusere kostnads-gapet betydelig. Store mengder CO₂ må da være tilgjengelig til dette formål, noe som på sikt vil kreve oppbygging av egnet infrastruktur for transport av CO₂. Geografisk samling av CO₂-

utslipp vil gjøre dette mindre kostnadskrevende.

Utvalget vil understreke viktigheten av de pågående utredninger og kartlegginger av potensialet for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning på norsk sokkel, men mener det kan stilles spørsmål ved om dette kartleggingsarbeidet er tilstrekkelig vektlagt av alle aktørene på norsk sokkel.

Rørbasert infrastruktur for transport av CO₂ for offshore deponering eller trykkstøtte vil kreve betydelige investeringer. Økonomisk forsvarlig drift vil dessuten forutsette meget store CO₂-volumer, det vil si volumer som er langt større enn «produksjonen» fra demonstrasjonsprosjekter eller ett enkelt gasskraftverk. Det vil på denne bakgrunn være behov for å vurdere ulike statlige insentiv- eller støtteordninger for at dette skal kunne bli et realistisk alternativ. For å komme raskere igang med CO₂-lagring i geologiske formasjoner offshore, mener utvalget at CO₂-transport på skip kan være et interessant og realistisk alternativ.

Det er fortsatt et behov for dokumentasjon av hvorvidt ulike løsninger for CO₂-lagring er forsvarlig i et langsiktig tidsperspektiv. Utvalget anbefaler at norske myndigheter påtar seg rollen som pådriver for at det arbeides videre nasjonalt og internasjonalt for å få etablert en akseptert metodikk for godkjenning av sikre løsninger som også kan aksepteres i Kyotoavtale-sammenheng. Dette gjelder både overvåknings- og kontrollmetoder, og ikke minst juridiske problemstillinger.

Hydrogen

Etter utvalgets oppfatning vil bruk av hydrogen som energibærer være en miljøvennlig og bærekraftig løsning i et fremtidig energisystem. I et langsiktig perspektiv vil hydrogen bli produsert i sin helhet fra fornybar energi, i et kortere perspektiv vil produksjon av hydrogen fra naturgass være nødvendig. Utvalget vil understreke at arbeidet med hydrogenspørsmålet ikke utelukkende må knyttes til gassanvendelse.

Utviklingen mot utstrakt bruk av hydrogen som energibærer drives i dag frem av globale aktører innen energi- og transportsektoren. Toneangivende land som USA, Canada, Japan og Tyskland er teknologiledende og myndighetene i disse landene satser betydelig på å støtte opp om forskning, utvikling og kommersialisering av hydrogen- og brenselcelleteknologi. Det foregår nå en posisjonering på dette området på den internasjonale arena. Utvalget vil understreke at norske aktører har et godt utgangspunkt og gode muligheter til å hevde

seg i denne konkurransen. Bakgrunnen for dette er at:

- Norsk industri har solid erfaring med produksjon av hydrogen både på basis av fornybar energi og fossile råstoffer
- Norge har etablert industri innenfor ulike hydrogenområder
- Norske miljøer har høy forskningskompetanse innenfor viktige niseområder som for eksempel lagring av hydrogen og materialteknologi.

Det er en viktig politisk oppgave å legge til rette for et skifte i energisystemet som en gradvis overgang til hydrogen representerer. På denne bakgrunn anbefaler utvalget offentlig medvirkning i en trinnvis oppbygging av et nødvendig distribusjonssystem for hydrogen. Utvalget anbefaler videre å støtte blant annet ved ulike avgiftslettelser overgang til bruk av hydrogen i stasjonære anvendelser og innenfor transportsektoren, spesielt som drivstoff og til brenselceller for større kjøretøyer. Det anbefales videre å gi offentlig støtte til prøveordninger og til demonstrasjonsprosjekter for å ta nyutviklet teknologi i bruk. Utvalget anbefaler at det satses på grunnleggende og anvendt forskning og innovasjon for å bringe frem gode norske produkter. For å stimulere introduksjon av hydrogen som energibærer i Norge anbefaler utvalget at det etableres et større nasjonalt hydrogenprogram der ulike tiltak kan samles. Utvalget mener at dette å være en del av den totale satsingen.

Satsing på forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser

Det er utvalgets oppfatning at dagens organisering av FoU innenfor miljøvennlige naturgassanvendelser i det store og hele har vært hensiktsmessig i en tidlig, forskningsdominert fase. I forbindelse med utvalgets høring av energiselskaper, leverandører og FoU-miljøer er det blitt vist til fire sentrale utfordringer som må møtes for at en fremtidig satsing på nye miljøvennlige naturgassanvendelser skal bli vellykket. Utvalget ser på bakgrunn av punktene i)-iv) nedenfor behov for en styrket og omorganisert innsats dersom vi i Norge skal kunne møte utfordringene og frembringe miljøvennlig konkurransedyktig teknologi og produkter i et internasjonalt marked.

- i) Begrenset markedspotensiale for gasskraftteknologi med CO₂-håndtering i dag:

De viktigste leverandører av miljøvennlig gasskraftteknologi er ikke norske. Det norske markedet, som i dag synes å utgjøre

det eneste reelle markedet for denne teknologien, er isolert sett for lite til å forsvare en teknologiutvikling i den størrelsesorden som må til med tanke på kommersialisering av slike teknologier. Aktiviteter innenfor dette området vurderes inntil videre av norske og internasjonale selskaper som prosjekter med høy teknisk og markedsmessig risiko. Innenfor dagens norske forskningsprogrammer bidrar myndigheter og selskaper med ca. halvparten hver av prosjektmidlene. Flere prosjekter har vist seg krevende å ta videre til større skala fordi selskapene vurderer den samlede risiko som så stor og de nødvendige investeringer som så omfattende i forhold til et begrenset og usikkert marked, at selskapene ikke har ønsket en slik eksponering. En økt satsting fra myndighetene vil dermed ikke i seg selv føre til større aktivitet. Det er en forutsetning for å oppnå fremdrift i teknologiutviklingen fra selskapenes side at det etableres et tilstrekkelig forutsigbart utslippsreduserende regime for klimagasser internasjonalt. Dette regimet må ha rammebetingelser som kan rettferdiggjøre satsing på relativt kostnadskrevenne tiltak

ii) Større grad av langsiktighet og stabilitet for forskning og teknologiutvikling:

Både kompetanseoppbygging og satsing på teknologiutvikling i forskningsinstitusjoner og industri krever tid og ressurser. Viktige forutsetninger for slik satsing er et langsiktig perspektiv og forutsigbarhet i de finansielle rammebetingelsene fra myndighetenes side. Med langsiktig satsing på dette området mener utvalget minst 15 år.

iii) Bedre samspill og samordning i innovasjonsskjeden:

De ulike fasene i forskning, utvikling og kommersialisering av nye miljøvennlige gasskraftteknologier favner en rekke aktører, herunder forskningsinstitusjoner, leverandørselskaper og brukere. Organiseringen av satstingen fra myndighetene bør skje innenfor en ramme som sikrer 1) nært samarbeid og samhandling mellom de ulike aktørene i hele innovasjonsskjeden fra forskning til kommersialisering, 2) godt koordinert og gjennomgående virkemiddelbruk, og 3) aktørenes behov for ulike incentiver i de forskjellige stadiene av teknologiutviklingen. Innenfor denne rammen må det være rom for konkurranse mellom ulike teknologier og aktører.

iv) Viktige aktører er utenlandske:

Med tanke på at viktige leverandører og brukere ikke er norske selskaper, er det

behov for et sterkt samarbeid mellom aktører i ulike land og for tilknytning til internasjonale forskningsprogrammer på området. Utfordringene er internasjonale og mulige løsninger vil utvikles i et bredt, forpliktende internasjonalt samarbeid. Per i dag foregår det samarbeid blant annet gjennom CCP-prosjektet, EUs programmer og IEA, i tillegg til enkelte bilaterale prosjekter. I norske forskningsprogrammer relatert til miljøvennlige gassteknologier er det foreløpig ikke åpnet for at utenlandske deltakere kan være kontraktspartner til Forskningsrådets prosjekter. Generelt er det imidlertid ønske om større andel prosjekter med internasjonal deltakelse.

Utvalget anbefaler at offentlige stimulerings tiltak i utgangspunktet skal være rettet mot å bidra til økt miljøvennlig bruk av gass innenlands, ha kommersiell utnyttelse som mål, og bidra til fremvekst av en norsk industriell gassklynge.

Utvalget vil peke på at med dagens virkemiddelapparat er det organisatorisk komplisert og økonomisk meget krevende å få til en sammenhengende virkemiddelbruk for å realisere både forskning, pilotprosjekter, teknologidemonstrasjon og kommersialisering for gassanvendelsesteknologi. For å oppnå en bedre og mer sammenhengende virkemiddelbruk anbefaler utvalget at det etableres et statlig innovasjonsselskap med et todelt ansvar:

1. Koordinere og samordne de ulike aktivitetene og fasene i innovasjonsskjeden (forskning, utvikling og kommersialisering) for miljøvennlige gassanvendelsesteknologier.
2. Delfinansiere prosjekter med klart kommersielt potensiale og som har etablert en markedsbasert forretningsplan.

Utvalget forutsetter at organiseringen av innovasjonsselskapet utredes nærmere. På bakgrunn av at en slik satsing vil samle et bredt spekter av teknologier og anvendelser innenfor området miljøvennlig bruk av gass, kreves det en viss størrelse på satsingen med tanke på framdrift i teknologiutviklingen. Utvalget vil foreslå at selskapet gis en solid kapitalbase, og at denne settes til minimum 5 milliarder NOK.

En slik kapitalbase åpner for en årlig satsing på omlag 300 millioner NOK som da skal finansiere både forskning, kompetanseoppbygging, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering.

Utvalget ser det som viktig at et slikt innovasjonsselskap forvalter hovedtyng-

den av den offentlige innsatsen innenfor alle relevante hovedområder; blant annet gasskraftverk med CO₂-håndtering, hydrogen som energibærer, og CO₂-deponering og salg av CO₂ til økt oljeutvinning.

Utvalget anbefaler at det etableres et samlet forskningsprogram under Norges forskningsråd som omfatter alle relevante områder (med unntak av den frie grunnforskningen). Utvalget vil særlig understreke behovet for stabilitet og langsiktighet i finansieringen av forskningen, og foreslår derfor at FoU-programmet finansieres som en del av denne kapitalbasen, med eventuelle tilleggsbevilgninger fra departementer. Det forutsettes et tett samarbeid mellom Forskningsrådet og det anbefalte innovasjonsselskapet slik at nødvendig koordinering med selskapets øvrige aktiviteter ivaretas.

Utvalget er opptatt av at offentlige stimulerings tiltak generelt skal være rettet mot å fremme norske bedrifter, teknologier og produkter på det internasjonale markedet, og at de ikke bidrar til å sementere særnorske løsninger uten eksportpotensiale. I lys av dette og behovet for å få etablert en større kompetansebase i Norge, anbefaler utvalget at det ved tildeling av midler stilles krav til internasjonalt samarbeid hvor dette åpenbart er formålstjenlig. Utvalget anbefaler at det generelt bør åpnes for felles overnasjonale satsinger og eventuelle norske «innkjøp» i relevante, eksisterende internasjonale programmer. Dersom det vurderes som et viktig bidrag til å utvikle norske aktører og FoU-miljøer, bør det også kunne åpnes for utenlandske deltakere som kontraktspartnere i Forskningsrådets program.

Det har vært diskutert å kanalisere meget betydelige forskningsmidler på dette området direkte til enkeltstående selskaper. Utvalget finner ikke dette formålstjenlig.»

3 Oppsummering av høringsuttalelsene

Utvalgets innstilling ble sendt på høring 4. mars 2002, med høringsfrist 22. april. I alt kom det inn 37 høringsuttalelser.

Som det framgår av kapittel 2, er en rekke problemstillinger tatt opp i utredningen. Særlig sentrale er imidlertid forslagene om:

- framdriftplan – tre ulike, men overlappende stadier
- statlig innovasjonsselskap/finansiering ved fond

På denne bakgrunn er det i gjennomgangen av høringsuttalelsene lagt mest vekt på vurderingene knyttet til disse problemstillingene. De fleste instansene som kommenterer disse problemstillingene stiller seg bak utvalgets hovedkonklusjoner.

3.1 Energi- og leverandørselskaper

Aker Kværner uttaler:

«Vi er enige i at det er nødvendig med et langsiktig teknologiutviklingsprogram der det avsettes betydelige offentlige midler hvis man skal ha ambisjon om å bygge opp et sterkt teknologimiljø for gassutnyttelse i Norge, samt at Norge skal gå foran i utvikling og ta i bruk fremtidsrettet gassteknologi uten skadelige utslipp.»

Vi støtter konklusjonen fra utvalget i nødvendigheten av å gå veien om en demonstrasjonsfase med flere piloter før man setter i gang byggingen av et kommersielt fullskala kraftverk.»

Videre uttaler Aker Kværner:

«I utgangspunktet støtter vi fondsmodellen eller en annen modell som er uavhengig av årlige diskusjoner om statsbudsjettet for å sikre langsiktig finansieringsgrunnlag. Et slikt fond bør knyttes opp mot et forskningsprogram underlagt det administrative systemet til Forskningsrådet. Organiseringen rundt Demo 2000 kan være en modell som bør vurderes. Ellers kan det være et poeng at et slikt program bør knyttes opp mot OG₂₁, etablert av departementet.»

Alstom er enige i utvalgets konklusjoner og anbefalinger. I forhold til myndighetens rolle i satsingen på miljøvennlig gassteknologi, uttaler Alstom følgende:

«Det er helt avgjørende at Staten bidrar med største delen av FoU-finansieringen. Dette blant annet fordi gasskraft i Europa ansees som et miljøtiltak, når den erstatter termiske kraftverk basert på andre fossile energibærere som for eksempel kull og olje. Såkalte utslippsfrie gasskraftverk er et spesielt fokus i Norge. Det er neppe et betydelig marked for gassturbiner spesielt utviklet for dette formål andre steder i verden.»

BP Norge støtter de delene av utvalgets rapport som tilrettelegger for en langsiktig strategi for forskning og industriell tilnærming til CO₂-fangst og hydrogen, men uttaler samtidig:

«Vi tror imidlertid at rammebetingelsene i form av kvotepriser, nasjonal strategi og verdien av CO₂ for økt oljeutvinning er usikre. Den skisserte timeplanen virker derfor villedende i forhold til kommersialisering av fullskalaanlegg. Ved å fremstille en timeplan på denne måten, gis det inntrykk av at teknologien i seg selv er en begrensning, mens det i virkeligheten er et spørsmål om hvor mye en er villig til å betale og hvilken risiko man er villig til å ta. Vi er heller ikke sikre på at alle forretningsmessige muligheter er undersøkt tilstrekkelig.»

«Vi tror at elektrifisering av sokkelen og gasskraft med CO₂-håndtering lokalisert på dagens gassknutepunkter vil være nødvendig for å møte Norges klimaforpliktelser, gitt at Norge skal ta en betydelig reduksjon av CO₂ med egne tiltak og at det er ønske om økt anvendelse av gass i Norge.»

Om Gassteknologiutvalgets konklusjon angående fremdrift uttaler BP:

«Denne konklusjonen forstår vi er basert i hovedsak på arbeidet som er gjort i «CO₂ Capture Project (CCP) som BP leder på verdensbasis. Vi vil imidlertid understreke at mye av arbeidet i fase én allerede er gjort og at enkelte teknologier og konsepter er modne for demofasen nå.»

BP uttaler videre i forhold til bruk av statlige midler til stimulering av miljøvennlig bruk av gass:

«I en avveining mellom å benytte statlige midler til å bringe naturgass til nye områder kontra å benytte de samme midlene til infrastruktur og teknologiutvikling for CO₂, hydrogen og elektrifisering av sokkelen, er BP i favør av det siste.»

«BP tror ved å se på hele verdikjeden at med samspill på tvers av selskap, lisenser og land kombinert med de rette rammebetingelsene, vil Norge raskere få miljø- og forretningsmessig gevinst enn det som er skissert i gassteknologiutvalgets rapport.»

Om hydrogen sier BP:

«For gassnasjonen Norge vil en hydrogenstrategi være sterkt knyttet til og helt avhengig av en CO₂-strategi og alle aspekter ved CO₂-håndtering i forbindelse med kraftverk være relevant. Derfor anser vi ikke at et fullskalaanlegg basert på reformering av naturgass til hydrogen med CO₂-utskilling vil kunne bli «avleggs», da dette er viktige komponenter i en hydrogenbasert framtid.»

«Norge har alle forutsetninger for å bli ledende på hydrogenproduksjon, lagring, transport og teknologier knyttet til dette. BP mener derfor det er riktig å demonstrere hydrogenbasert kraftverk i pilotskala i første omgang, men siktemålet er å realisere fullskalaanlegg i løpet av 5-10 år. Parallelt bør innsatsen intensiveres for å drive ned tiltakskostnadene for CO₂. Det kan gjøres ved å identifisere helhetlige forretningsmuligheter knyttet til annen industri, CO₂-deponering/EOR løsninger, inklusive et CO₂-nettverk på tvers av landegrenser.»

Norsk Hydro stiller seg bak utvalgets tidsperspektiv for forskning, kommersialisering og introduksjon av miljøvennlige natugassanvendelser:

«Et tidsperspektiv på 10-15 år anses som realistisk for å komme fram med teknologier som kan være et konkurransedyktig alternativ til kvoteordninger. Pilotprosjekter som gir de mest kostnadsbesparende løsninger på lengre sikt bør derfor fokuseres. Dette innebærer at man bør vise forsiktighet med å forsere de ulike «teknologifasene» i utviklingen av gasskraftverk med CO₂-utskilling, da dette kan resultere i tidlige teknologiløsninger som senere viser seg å være mindre kostnadseffektive og derfor lite konkurransedyktige over tid.»

Hydro deler videre i store trekk utvalgets oppfatning av den teknologiske status for gasskraftverk med CO₂-håndtering. Selskapet mener også at det kreves et teknologiskifte for å få frem mer kostnadseffektive løsninger på sikt. I denne sammenheng påpeker Hydro:

«Kommersialisering og introduksjon av ny teknologi vil ta tid, og vil kreve offentlig støtte for å lykkes. Det er i denne forbindelse avgjørende å få engasjert leverandørindustrien som skal stå for kommersialisering av teknologien. Leverandørene må se et fremtidig og attraktivt internasjonalt marked for å bidra med betydelig innsats til en slik utvikling.»

I forhold til virkemidler og incentiver for stimulering til realisering av ny og mer miljøvennlig gasskraftproduksjon, viser Norsk Hydro til flere mulige løsninger:

1. Direkte investerings- og driftsstøtte (inkl. effektivitetstap).
2. Det offentlige tar ansvar for utbygging og drift av en CO₂-infrastruktur og deponier («SF CO₂»).
3. Kvotesystem/avgifter. Man unngår en eventuell konkurranseulempe dersom det benyttes samme system som i andre land vi

konkurrerer med.

4. En fremtidig klassifisering av gasskraft med CO₂-håndtering som «grønn kraft» kan gi basis for grønne sertifikater på lik linje med for eksempel vindkraft (Holland).»

I forhold til innovasjonsselskap mener Hydro:

«Et nytt innovasjonssenter for gass vil kunne skape fart i utvikling av mer miljøvennlig gasskraft og ny teknologi for økt bruk av gass i Norge.»

Industrikraft Midt-Norge mener:

«Utvalgets rapport er en grundig gjennomgang for status, muligheter og utfordringer knyttet til økt utnyttelse av naturgass i Norge, basert på faglige kriterier. Ut fra vår kunnskap mener vi den faglige faktaframstillingen gir en grundig og riktig framstilling av status.»

Industrikraft Midt-Norge slutter seg i hovedsak til utvalgets vurdering knyttet til faser med FoU, utprøving og kommersialisering av miljøvennlig gassteknologi:

«Utvalget skisserer disse fasene, med anslag en slik utvikling vil kreve. Vår vurdering er at tidsperspektivet vil avhenge både av teknologiske og politiske forhold, knyttet blant annet til rammebetingelser og ressurstilgang for utviklingsarbeid.»

Videre viser Industrikraft Midt-Norge til at:

«Utvalget anbefaler at det etableres et samlet forskningsprogram som omfatter alle relevante områder, og et statlig innovasjonsselskap som kan bidra til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av miljøvennlig gassanvendelse i Norge. Det anbefales også en sterk økning i satsingen for slike formål. Dette er en vurdering vi støtter.»

Lyse Energi peker på at:

«Gassteknologiutvalgets (GTUs) rapport gir en bred og grundig behandling av ulike praktisk og teoretisk mulige anvendelser av gass som energibærer. Utvalgets mandatsdebatt og –endring i oktober/november 2001 ser imidlertid ut til ha konsekvensen at utvalgets hovedinnsats ble fokusert omkring utviklingen av hydrogen som energibærer og «CO₂-fri» gasskraft (gasskraft med CO₂-håndtering). Dette gjør at implementeringen av utvalgets konklusjoner gis en tidsmessig brist ift den aktivitet som i dag pågår for å gjøre gass til en viktig energibærer allerede de nærmeste årene.

Samlet sett savnes således en sterk og tydelig fokusering omkring den gassbruk som i første omgang ser ut til å være aktuell i noe større skala på basis av de politiske (og dermed tekniske) konsekvensene av Sem-erklæringen, nemlig desentralisert distribusjon av gass til sluttbruker i form av bedrifter og private husholdninger.»

Naturkraft er,

«...under de forutsetninger og det mandat som er lagt til grunn for utvalgets arbeid, i hovedtrekk enig i de konklusjoner som trekkes av utvalgets medlemmer og de institusjoner som har vært bidragsytere.»

Videre uttaler Naturkraft:

«Vi deler utvalgets konklusjoner om tilgjengelig teknologi, modenhet av denne og et mulig scenario for kommersialisering. Målsettingen med det skisserte 3-fasede programmet er å få definert ønsket teknologi, reduserte kostnader og markedsintroduksjon.»

Rolls-Royce Marine AS Engines uttaler at selskapet i hovedtrekk er

«... enig i utvalgets vurderinger, konklusjoner og anbefalinger. Vi er imidlertid skeptiske til utvalgets anbefaling om å opprette et innovasjonsselskap med så stor kapitalbase. Dette grunner vi med at den eventuelle satsingen berører teknologi som ligger svært langt frem i tid og har et usikkert marked. Vi er skeptiske til en utstrakt forskningsinnsats på fremtidig teknologi der kjerneteknologien allikevel mest sannsynlig må kjøpes fra utlandet. Vi sikter her til teknologi knyttet til gasskraftverk med CO₂-håndtering.»

Statoil viser til at gassteknologiutvalget har gjennomført et betydelig arbeid og levert en omfattende rapport med klare konklusjoner og anbefalinger. Selskapet uttaler:

«Statoil støtter utvalgets tidshorisont for kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering. En rekke forhold knyttet til teknisk, operasjonell og økonomisk/kommersiell risiko forbundet med storskala fangst og ikke minst deponering av CO₂, vil kreve betydelig tid og ressurser. Dette underbygger det tidsperspektiv og den utviklingsprosess som er beskrevet.

Statoil er enig i utvalgets anbefaling til forsterket satsing på forskning og kommersialisering av miljøvennlig bruk av gass. Opprettelsen av et innovasjonsselskap forutsettes utredet nærmere for å sikre en god koordinering og samspill med eksisterende industrielle aktører

og fagmiljøer. Det er i denne sammenheng viktig å legge vekt på å utnytte de faglige ressurer som allerede eksisterer. For øvrig er Statoil av den oppfatning at gassinfrastruktur vil være utløsende faktor for miljøvennlig bruk av gass og etableringen av infrastruktur bør være prioritert område.»

Om gasskraftverk med CO₂-håndtering uttaler Statoil:

«Et langsiktig og realistisk syn på gasskraftverk med CO₂-håndtering er nødvendig. Forskning og investeringsstøtte vil kunne forsere teknologiutviklingen, men teknologien vil måtte modnes. Av de forskjellige konsept som finnes i dag er det ingen som peker seg ut som forretningsmessig realiserbare på kort sikt.»

Videre mener Statoil:

«Utvalgets anbefaling om et samle forskningsprogram for anvendelse av naturgass støttes av Statoil. Sett fra industriens side, har det vist seg at tilsvarende tidligere programmer (for eksempel SPUNG) har gitt betydelige effekter for utvikling av nasjonal kunnskap og kompetanse. Resultater fra slike programmer har også medvirket til industriell etablering og utvikling.»

3.2 Miljøvernorganisasjoner

Bellona uttrykker støtte til kapittel 15 i utvalgets rapport der ett medlem, Bellona sin representant i utvalget, begrunner sin dissens. Bellonas høringsuttalelse er i all hovedsak i tråd med dissensen i utvalget.

I forhold til flertallet i utvalget sin oppfatning om at utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering bør gå gjennom tre, overlappende faser, mener Bellona følgende:

«Bellona vil presisere at dersom disse stadiene skal følges, vil Norge ikke ha en tilstrekkelig plan for å realisere sine klimaforpliktelser, slik utvalget selv har sagt i innledningen. Det vises blant annet til at da markedet stilte krav om redusert CO₂-innhold i naturgassen fra Sleipner, iverksatte Statoil separasjon og deponering i Utsiraformasjonen med gode resultater. Dersom administrative reguleringer av CO₂-utslipp gjennom forurensningsloven vedtas, vil tidsperspektivet til utvalget raskt kunne fremskyndes.

Bellona vil påpeke at flere aktører som utvalget har hørt, selv definerer seg som klar for fase 2. Dette gjelder både Aker Maritimes HiO_x og Kværners amin-rensing på Kårstø som er klar for første oppskalering. Shells installasjon av en 250 kW brenselcelle på Kollsnes defineres av Shell² selv til å være i demofase 2, da fase 1 er gjennomført på fabrikk. Det er å bemerke at dersom driftsregularitet tilsvarende forventningene, trengs det ikke et teknologiskift for å skalere teknologien opp.

Da brenselceller forventes tatt i bruk i stor skala, er det viktig å få startet serieproduksjon av brenselceller. Ved å bygge, eller investere i bygging av, ny produksjonslinje tidlig kunne Norge kanskje ta viktige markedsandeler.»

Når det gjelder CO₂-håndtering uttaler Bellona følgende:

«Bellona vil mene, som utvalget selv sier det, at «Geografisk samling av CO₂-utslipp vil gjøre dette [oppsamling og infrastruktur for CO₂] mindre kostnadskrevenne». Dette er dessverre ikke gjenspeilet i de anbefalinger utvalgets flertall konkluderer med.

Bellona vil påpeke at en CO₂-infrastruktur bør sees i sammenheng med en helhetlig løsning for hele Nordsjøen. Store (og billigere) volumer oppnås blant annet ved å inkludere Danmark og Storbritannia. Etter Bellonas erfaring synes imidlertid tenkningen rundt, og studier av, slike løsninger blant norske aktører å være karakterisert av en begrensning til eget forretningsområde.

Bellona ser at kostnadsvurderingene av CO₂-håndtering som er gjort av utvalgets flertall, er basert på et 400 MW kraftverk av Naturkrafttypen. Bellonas oppfatning er at dersom man hadde valgt å bygge de tre gasskraftverkene som i dag har konsesjon, på samme lokalitet, ville man spare kostnadene ved to rørledninger for CO₂-håndtering. Dette vil redusere kostnadsforskjellen i forhold til de estimerer utvalgets flertall legger til grunn.

Fordelen ved et slikt storskala-anlegg er at infrastrukturkostnadene pr. deponert tonn med CO₂ vil bli vesentlig redusert, samtidig som Bellona mener at en slik løsning vil gi store nok mengder CO₂ til at bruk som trykkstøtte er aktuelt. Dette er viktig med hensyn til de utfordringene som ligger i å samle nok CO₂, til at større mengder naturgass som i dag brukes til trykkstøtte kan erstattes og oppnå en salgsverdi. Samtidig vil levetiden og utvinningsgraden til de eldste oljefeltene forlenges. Bellona kan ikke se at disse vurderingene er

² Personlig meddelelse fra Shell, 27.02.02

gjort, når man hevder at forurensningsfrie gasskraftverk ikke er kommersielt interessante.»

Når det gjelder utvalgets anbefaling om strukturering av forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser, mener Bellona:

«Hele dette punktet gir inntrykk av at det nå trengs mye forskning før vi kan sette i gang bygging av større gasskraftverk med CO₂-håndtering, mens det som egentlig trengs er å lage rammevilkår som fører til bygging av disse anleggene.»

3.3 Interesseorganisasjoner

Energibedriftenes landsforening (EBL) stiller seg bak utvalget i at innenlandsk bruk av naturgass kan gi grunnlag for verdiskaping, sysselsetting, industriell og teknologisk utvikling. I forbindelse med myndighetenes rolle for å stimulere til miljøvennlig bruk av gass, uttaler EBL imidlertid:

«Utvalget peker selv på at «Det synes i dag å være svært begrenset markedspotensiale for slike teknologier», og videre at prisen på teknologien må halveres for at dette skal bli økonomisk interessant, gitt markedspris og kostnader ved CO₂-utslipp man forventer i framtida. Subsidier i denne størrelsesorden vil i betydelig grad virke konkurransevridende – ikke minst overfor eksisterende kapasitet. Følgelig vil det påvirke verdien av hele kraftbransjen, som er Norges største fastlandsindustri, i negativ retning og i uoverskuelig framtid.»

Landsorganisasjonen (LO) uttaler i forhold til utvalgets tidshorisont for kommersialisering av gasskraftverk med CO₂-håndtering:

«LO mener en umiddelbart bør komme i gang med demonstrasjonsanlegg for gasskraftverk med CO₂-håndtering for å få testet ut og eventuelt videreutviklet eksisterende teknologi. På den måten vil en kunne vurdere potensialet for etablering av kommersielle anlegg.»

LO uttaler videre:

«Infrastruktur og distribusjon av naturgass er en sentral faktor for å lykkes med økt verdiskaping, industriell utvikling og ambisiøse målsettinger. Det må legges opp til at investeringer skjer i lokale og regionale prosjekter sammen med private og eventuelt andre offentlige aktører. Det er behov for en aktiv stat for å sikre slike investeringer. Det bør derfor vurderes om det skal etableres et statlig selskap, eller

om dette kan ivaretas av statlige aktører som allerede opererer i markedet. Organiseringen av et slikt selskap – spesielt med hensyn til eierskap – må utredes nærmere.»

Norsk Gassforum uttaler:

«Det er etter Norsk Gassforums mening positivt at utvalget foreslår å etablere et statlig innovasjonsselskap som kan bidra til forsering av forskning på CO₂-håndtering, et forslag vi fullt ut støtter. Vi vil likevel understreke at Norsk Gassforum mener ENOVA sine oppgaver innenfor utvikling av naturgassbruken i norske energisystemer består.»

Norsk Ingeniørorganisasjons (NITO) hovedbudskap er at naturgassen må tas i bruk. I forhold til tidsperspektiv og teknologivalg for miljøvennlig bruk av naturgass påpeker NITO:

«Etter NITOs syn er utvalgets plan med 3 stadier svært tidkrevende (langdryg), spesielt i lys av den uttalte høye prioriteten det å få fram denne teknologien raskt har. Dersom man ikke vil gå direkte på fullskala produksjonsanlegg, mener NITO det bør igangsettes et fullskala demonstrasjonsanlegg umiddelbart.»

NITO uttaler også:

«Arbeidet med forskning og utvikling av ny teknologi for energiforsyning må intensiveres. NITO støtter utvalgets syn på etablering av et statlig innovasjonsselskap med sikte på å styrke innovasjon, teknologitvutvikling og kommersialisering av miljøvennlig energi basert på naturgass.»

Norske Sivilingeniørers Forening (NIF) stiller seg i all hovedsak bak utvalgets vurderinger. NIF uttaler:

«For å gjøre naturgass tilgjengelig i større deler av landet og til store forbrukere må det etableres infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge. Det er nødvendig med store gassvolumer for å få lønnsomhet i ilandføring av gass for innenlandsk forbruk. For norske forhold er det derfor viktig å utvikle andre distribusjonsløsninger enn gassrør. Løsninger basert på transport av LNG med skip kombinert med regionale mottaksanlegg og lokal distribusjon med bil eller mindre rørsystemer ser ut til å kunne være interessante alternativer. Dette krever utvikling av ny teknologi samtidig som dette kan gi interessante utfordringer for norsk leverandørindustri.»

«NIF støtter utvalgets vurdering av at det er nødvendig med et teknologiskifte før gass-

kraftverk med CO₂-håndtering kan bli kommersielt interessante. NIF slutter seg derfor til utvalgets konklusjoner om at det ikke er fornuftig å bygge demonstrasjonsanlegg basert på den teknologien vi ser i dag, men at det bør satses på forskning og utvikling for å finne fram til teknologi som er internasjonalt konkurransedyktig. Vi slutter oss ellers til utvalgets vurderinger på dette punkt.»

Prosessindustriens Landsforening (PIL) mener at:

«Hovedhinderet for økt gassanvendelse er fravær av infrastruktur for gassdistribusjon til ulike områder. I en oppstartsfase der infrastruktur må etableres er det naturlig med et sterkt statlig engasjement gjennom et statlig infrastrukturenselskap, slik at gassen kan tas i bruk i større skala. Ser en på andre nasjonale markeder for omsetning av gass i Europa, ble disse også etablert med sterk statlig medvirkning. Tilsvarende var det også da Norge ble elektrifisert. Kraftnettet ble bygget av offentlige myndigheter.»

PIL mener økt utnyttelse av gass som miljøvennlig energibærer trenger en betydelig innsats innenfor forskning og innovasjon:

«Det er naturlig at staten bidrar til et nasjonalt innovasjonsselskap med spesiell fokus på forskning av «null-utslipps teknologi» knyttet til naturgass som råstoff for elproduksjon. Selskapet bør lokaliseres i sammenheng med det eksisterende kompetansemiljøet i Grenland. I tillegg må staten prioritere midler til forskning på industriell utnyttelse av naturgass, der det bør lages et eget nasjonalt FoU-program med spesiell fokus på industriell anvendelse.»

Teknologibedriftenes Landsforening (TBL) uttaler:

«Vi er enige med rapportens konklusjoner at den nye teknologien vi satser på må utvikles stegvis i tråd med god praksis.

Rapporten var i betydelig grad fokusert mot gasskraft. I denne sammenhengen tror vi det er viktig at det legges til rette for en parallell pilotering av teknologi der norsk industri allerede er inne med betydelige interesser.»

I forhold til organiseringen og finansieringen av FoU, har TBL innvendinger mot utvalgets forslag om et statlig innovasjonssenter som skal koordinere de forskjellige aktivitetene og administrere avkastningene fra et fond:

«Vi har reservasjoner mot en slik modell og ber departementet vurdere en alternativ

modell basert på de gode erfaringene vi har hatt med Demo 2000-programmet og de tiltakene vi allerede har i arbeid med hensyn til etableringen av OG 21, sentre for fremragende forskning, det internasjonale samarbeidet og behovet for å sikre at vi ikke får for mange enheter som isolert sett blir svake og har en naturlig tendens til å utvikle sitt eget liv. At Forskningsrådet er under evaluering og ingen vet om det vil fortsette i sin nåværende form eller splittes opp mht grunnforskning og innovasjon må tas med i beregningen, men bør ikke nødvendigvis komplisere vurderingene.

Vi foreslår at det vurderes i hvilken grad et forsterket OG 21 kan gis et ansvar for å trekke opp en helhetlig FoU-strategi som både dekker oppstrømsaktivitetene, dvs. finne, produsere og ilandføre gassen og nedstrømsaktivitetene i form av bruk av gassen på land eller til industrielle prosjekter lokalisert offshore. Organiseringen av Demo 2000 har vist seg å være effektiv med hensyn til å få frem prosjekter som kundene ville ha og var villige til å finansiere 50 % og stille demonstrasjonsmuligheter til rådighet. Leverandørindustrien sto for de gode forslagene og tok selv 25 % av finansieringen, mens Staten som største eier på norsk sokkel bidro med de resterende 25 %. Administrasjonen var enkel og brorparten av midlene ble styrt inn i utviklingsprosjektene i industrien. Ordningen har høstet anerkjennelse internasjonalt og vært medvirkende til at Shell har etablert sitt nye teknologisenter i Oslo.»

Telemark Gassforum påpeker mulighetene for annen anvendelse av naturgass enn det utvalget har konsentrert seg om. Spesielt peker Telemark Gassforum på ulik bruk av naturgass til industrielle formål i regionen. Telemark Gassforum stiller seg bak forslaget om et innovasjonssenter:

«Innovasjonssenteret bør bestå av en liten, men effektiv, organisasjon som vil ha operasjonelt ansvar for driften. Administrasjonen skal skaffe prosjektledelse og prosjektstøtte samt sikre nødvendig kompetanse inn mot prosjektene. Prosjektene organiseres med eiere som har det kommersielle ansvaret og den daglige driften av det enkelte prosjektet.

Over innovasjonssenterets administrasjon vil det være et styre sammensatt fra myndigheter, industri og akademia. I tillegg foreslås et teknologiråd som bidrar med faglig kompetanse og innsikt og kan etablere relasjoner og gi tematiske retningslinjer.

Grenland har den nødvendige kompetanse og infrastruktur for etablering av et innovasjonssenter. Det er etablerte forbindelser til relevante kompetansemiljøer nasjonalt og

internasjonalt. Prosessindustrien, og relevante samarbeidspartnere, vil raskt kunne initiere prosjekter inn mot innovasjonsselskapet.

Innovasjonsselskapet skal ha nasjonal fokus slik at det bidrar til å bygge opp en konkurransedyktig gassklynge i Norge. Rogalands- og Grenlandsmiljøene har gjennom en årrekke samarbeidet om utviklingen i bruk av naturgass blant annet gjennom petrokjemivirk-somheten.»

3.4 Forskningsorganisasjoner

Christian Michelsen Research (CMR) gir uforbeholden støtte til de synspunkter som utvalgets flertall legger til grunn. CMR uttaler videre:

«Spesielt vil vi understreke utvalgets vektlegging av de miljøpolitiske rammebetingelser og kommersielle begrensninger for utviklingen av teknologi for gasskraft med CO₂-håndtering og at det som skjer i Norge må harmoniseres med utviklingen internasjonalt. Utvalgets anbefaling på dette området, om en normal teknologisk utviklingsprosess i flere faser uten «short cuts» og tidlig satsing på et fullskala konsept, støttes fullt ut.»

CICERO Senter for klimaforskning slutter seg til utvalgets vurdering om at den internasjonale kvoteprisen for klimagasser under Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode sannsynligvis ikke vil være tilstrekkelig til å satse tungt på å utvikle ny, mer miljøvennlig gasskraftteknologi.

CICERO savner i tillegg enkelte problemstillinger i utvalgets rapport knyttet til konvensjonelle gasskraftverk. Blant annet mener CICERO at følgende problemstilling vil bety at lønnsomheten til konvensjonelle gasskraftverk påvirkes og vil skape flere økonomiske effektivitets- og fordelingsproblemer i forhold til Kyotoprotokollens gjennomføring enn utvalget nevner i sin rapport:

«For det første vil et norsk ønske om å a) beholde CO₂-avgiftene fram til 2008 slik Regjeringen har foreslått, og b) gjøre en vesentlig del av tiltakene som er nødvendig for å nå Kyoto-målet innenlands, kunne føre til at ordinære gasskraftprosjekter slik som Skogn, Kårstø og Kollsnes vil bli gitt en implisitt subsidie hvis de får tilgang til å innfri sine reduksjonsforpliktelse utenlands mens andre sektorer eller bedrifter vil måtte innfri sine forpliktelser uten den samme tilgangen til eksternt kvotekjøp og dermed til atskillig høyere kostnad.»

CICERO mener at blant annet denne problemstillingen gir et økonomisk argument både for byg-

ging av gasskraftverk med CO₂-håndtering og en rekke former for fornybar energi.

Institutt for energiteknikk (IFE) slutter seg i hovedtrekk til de vurderinger flertallet i utvalget gjør med hensyn til utfordringer og muligheter for nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge, samt utvalgets forslag til innsats og organisering av videre arbeid med å realisere mulighetene. IFE vil imidlertid bemerke følgende:

«Rapporten kunne i noe større grad lagt vekt på å beskrive de langsiktige klimautfordringene vi står overfor og dermed tydeliggjort at kravene til reduserte klimagassutslipp ventelig vil bli langt mer ambisiøse enn for eksempel den mer kortsiktige målsettingen slik den er nedfelt i Kyotoprotokollen. Det er etter vårt syn viktig at stimulanse til utprøving, kommersialisering og introduksjon av ny naturgassanvendelse har disse langsiktige rammebetingelsene for øyet, og ikke stimulerer til utvikling av enkeltstående anlegg og særnorske løsninger. Dette peker også på behovet for å samordne norsk og internasjonal innsats på feltet.»

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU, mener at utvalget gir meget klare signaler når det gjelder kostnader og tidsperspektiver for gasskraftverk med CO₂-håndtering. Til dette uttaler NTNU:

«Rapporten vektlegger vel mye teknologiskift som forutsetning for å gjøre gasskraftverk med CO₂-håndtering lønnsomme. To kommentarer i denne sammenhengen: 1) Teknologiforbedring vil måtte spille en mindre rolle i forhold til verdiskapende bruk (salg til inntekt for kraftverket) av CO₂ (i praksis EOR) og Kyotomekanismer som gjør det dyrere å slippe ut CO₂. Det bør ikke skapes en forventning om at teknologiutvikling kan gjøre jobben alene. 2) Rapporten uttrykker liten tro på forbedringspotensialet til eksisterende kommersiell teknologi, dvs. absorpsjon med aminer. Det er grunn til å tro at slik eksisterende teknologi har et forbedringspotensial, og at nyere teknologier ikke nødvendigvis blir mer økonomisk attraktive.»

Norges forskningsråd mener utvalget har kommet fram til fornuftige konklusjoner på alle sentrale temaer. Forskningsrådet slutter seg fullt og helt til at utvikling av kommersielle gasskraftverk med CO₂-håndtering bør gjøres i tre faser og tidsperspektivet det legges opp til. Forskningsrådet uttaler også:

«Etablering av et nasjonalt innovasjonsselskap er et interessant forslag, og vi vil selvsagt ønske et tett samarbeid med et slikt selskap. For oppgaver som går mot introduksjon og demonstrasjon av gassanvendelse, er det også viktig at ENOVA trekkes inn i samarbeidet med innovasjonsselskapet.»

SINTEF mener utvalget gir en god oversikt over den teknologisk status for bruk av gass. Videre uttaler SINTEF:

«Utvalget konkluderer med at det er behov for en reorganisering og styrking av virkemiddelapparatet slik at man oppnår en bedre koordinering av de ulike aktiviteter og faser i innovasjonsskjeden. Dette er en viktig konklusjon. Dagens forskning er marginal i forhold til de

verdier forskningens resultater vil kunne representere.

Utvalget peker også på at det er behov for å ha langsiktighet i ledelse og finansiering av forskningen. Dette gjelder naturligvis i sin allminnelighet, men er, som utvalget hevder, særlig viktig i dette tilfellet, hvor den teknologiske utvikling vil være svært komplisert. Vi støtter derfor utvalget fullt ut på dette punkt. Utvalget foreslår at det opprettes et statlig innovasjonsselskap med særlig formål å stimulere og støtte utvikling av gassanvendelser. Vi tror et slikt selskap vil være et tjenlig redskap. Vi støtter likeledes at Norges forskningsråds forskning på området etableres som et samlet program med betydelige midler og en langsiktig strategi».

Vedlegg 4

Statoils plan for arbeid med CO₂-reduserende teknologier, jf. Innst. S. nr. 100 (2001-2002)

Under følger Statoils statusrapport pr. 10.05.2002, jf. vedtak i forbindelse med Innst. S. nr. 100 (2001-02). Selskapet har kommet ytterligere videre i arbeidet med CO₂-reduserende teknologier siden mai 2002, og for status pr. 01.11.2002 vises det til kap. 11.8.

1 Bakgrunn og innledning

PUD/PAD for Snøhvit ble godkjent av Stortinget 07.03.02 med følgende tilleggsvilkår:

«Stortinget ber regjeringen sørge for at Statoil og rettighetshaverne utarbeider en tidssatt plan for å utprøve CO₂-reduserende teknologier, og at Regjeringen kommer tilbake til Stortinget med en orientering om fremdrift, kostnadsoverslag og hvordan et pilotanlegg kan finansieres i forbindelse med fremleggelse av gassmeldingen»

Følgende føring for vilkåret er gitt fra Olje- og energidepartementet i brevets form:

«Stortingsvedtaket i forbindelse med behandlingen av Snøhvit LNG legger til grunn at Regjeringen i denne sammenheng kommer tilbake til Stortinget med en orientering i forbindelse med framleggelsen av stortingsmeldingen om gass før sommeren. Departementet ber derfor om at Statoil og rettighetshaverne på Snøhvit LNG på en tilfredstillende måte gir departementet en redegjørelse for planarbeidet innen 10.05.02, slik at regjeringen kan gi en nødvendig og tilstrekkelig orientering til Stortinget i forbindelse med framleggelsen av gassmeldingen. Departementet ber videre om at den tidssatte planen for utprøving av CO₂-reduserende teknologier må ferdigstilles før behandlingen av gassmeldingen, presumptivt innen 15.10.02.»

Statoil støtter konklusjonene fra Gassteknologiutvalget (GTU) med hensyn til tidsplan for realisering av den langsiktige løsningen for gasskraft med CO₂-håndtering. Statoil mener at det allike-

vel er mulig å demonstrere teknologi på et tidligere tidspunkt. Risikoen ved en forsert bygging av et demonstrasjonsanlegg er at det er usikkert om anlegget demonstrerer teknologi som vil bli en del av en langsiktige løsningen. En slik forserring innebærer derfor at det må drives forskning og praktisk utprøving i parallell.

Det er Statoils ambisjon å bygge anlegg for demonstrasjon av CO₂-reduserende teknologier. For å etablere en tidssatt plan med kostnadsoverslag for fangst av CO₂ fra gasskraft har Statoil startet et arbeid med Kværner. Basert på den kunnskap vi har i dag vil et forsert demonstrasjonsanlegg for demonstrasjon av Kværners membranteknologi for avgassrensing kunne være i drift i løpet av 2005. Tilsvarende tidsplan vil også kunne gjelde for forsert demonstrasjon av hydrogenfyrt turbin. Et forsert demonstrasjonsanlegg vil derfor kunne være i drift ved et av Statoils anleggsteder i 2005. Unntaket er Melkøya (Snøhvit) hvor et CO₂-demonstrasjonsanlegg tidligst ville kunne være i drift 2-3 år senere. Av denne og andre årsaker anbefales ikke Melkøya som byggested for et slikt anlegg. Et konkret forslag til bygging av en pilot som også inneholder transport og slutthåndtering av CO₂ vil bli lagt fram for departementet før behandlingen av gassmeldingen, presumptivt 15.10.02. På dette tidspunktet vil vurderingene rundt mulighetene for bruk av CO₂ til å øke oljeutvinningen på Gullfaks være kommet et godt stykke lenger. Forslaget til bygging av en pilot vil være basert på den teknologi som på det tidspunktet vurderes å være mest fremtidsrettet.

I dette notatet gir Statoil bakgrunnsinformasjon om eksisterende prosjekter som har bidratt til å kvalifisere CO₂-reduserende teknologier og informasjon om hvilke teknologielementer i en CO₂ verdikjede som bør kvalifiseres i framtiden. Notatet redegjør deretter for status i arbeidet med vilkåret, herunder en foreløpig tidsplan og informasjon om hvordan arbeidet er organisert, et foreløpig kostnadsoverslag for utprøving av CO₂-reduserende teknologier og forslag til organisering

ring og finansiering av et program for utprøving av CO₂-reduserende teknologier.

2 Eksisterende prosjekter som har bidratt til å kvalifisere CO₂-reduserende teknologi:

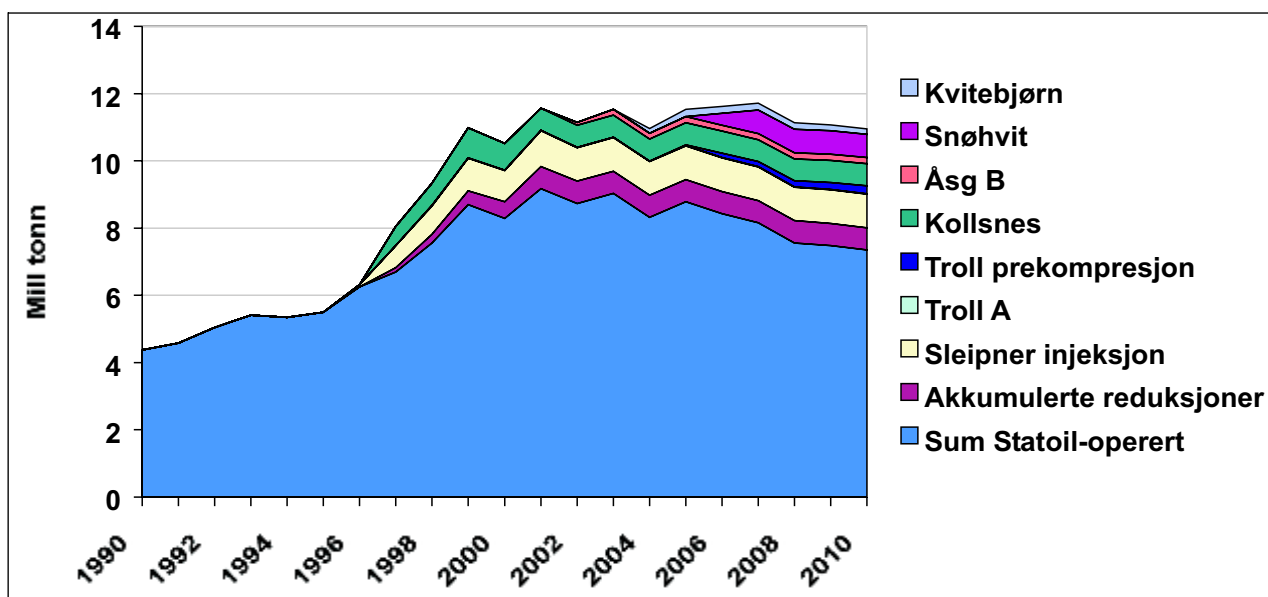
Det er gjennomført en rekke arbeider i og utenfor Statoil de senere år som bidrar til å kvalifisere CO₂-reduserende teknologier:

- Reinjeksjon av 1 million tonn CO₂/år fra Sleipner feltet (1996). Internasjonal pilot
- Slukking av faglener på flere plattformer basert på teknologi først utviklet og utprøvd på Statoils Gullfaks plattformer. Teknologien er nå tatt i bruk internasjonalt
- El-forsyning til første fase i Trollutbyggingen og til anlegget på Kollsnes anlegget via tilknytning til nettet (1996)
- Etablering av et CO₂-laboratorium og et 5kW pilotanlegg for fjerning av CO₂ fra eksosgasser ved K-lab på Kårstø (1997)
- Etablering av det internasjonale forskningsprosjektet «Saline Aquifer CO₂ Storage» (SACS) i 1999 hvor man søker å lære fra Sleipner CO₂-injeksjon
- Gjennomføring av Statoils «CO₂ program» i utstrakt samarbeid med norsk industri. (1998-2000)

- Det multinasjonale «CO₂ Capture Project» som tar sikte på å utvikle billigere metoder for CO₂-fjerning fra forbrenningsprosesser (2000-2003)
- Vedtak i 2001 om elektrifisering av neste fase av Troll prekompresjon fra land.
- Vedtak i Snøhvit eiergruppe om fjerning av 0,7 mill tonn CO₂/år fra naturgass på Melkøya med påfølgende rørledningstransport tilbake til Snøhvitfeltet for injeksjon (2001)
- Pågående studie av CO₂ som injeksjonsgass for å øke oljeutvinningen på Gullfaksfeltet

Disse og andre prosjekter innen energiøkonomisering har ledet til at utslippene fra offshorevirksomheten har blitt lavere enn hva som ville vært tilfelle uten aktiv CO₂-reduksjon. På Statoil-opererte anlegg har utslippene blitt redusert med 1/3, noe som er illustrert i figur 4.1.

Den norske innsatsen innen CO₂-reduserende teknologier med CO₂-fangst og lagring i dype geologiske lag blir sett på som en viktig del av en relativt velkoordinert global innsats. Det finnes betydelige nasjonale programmer innen dette feltet i land som Japan, Canada, Nederland og USA. For de fleste landenes vedkommende retter satsingen seg mot energiproduksjon basert på kull. Internasjonale programmer som «The CO₂ Capture Project» og «IEA Greenhouse Gas R&D Programme» retter seg mot et bredere spektrum av brensler.



Figur 4.1 CO₂-utslipp fra eksisterende og fremtidige Statoil-opererte anlegg med og uten tiltak for perioden 1990-2010. De vesentligste reduksjonene stammer fra CO₂-fjerning fra naturgass med lagring i undergrunnen samt elektrifisering fra nettet av Troll og Kollsnes

3 CO₂ verdikjede og tilhørende CO₂-reducerende teknologier

For det videre arbeidet med utarbeidelse av en plan for utprøving av ulike CO₂-reducerende teknologier, er det viktig å betrakte alle de ulike elementene i CO₂-verdikjeden. Dette inkluderer teknologi for fangst, transport og videre bruk eller sluttlagring av CO₂. Figur 4.2 viser dette skjematisk:

Forskning og utvikling innen CO₂ fangst fra forbrenningsprosesser (gasskraftverk) kan deles inn i tre hovedkategorier:

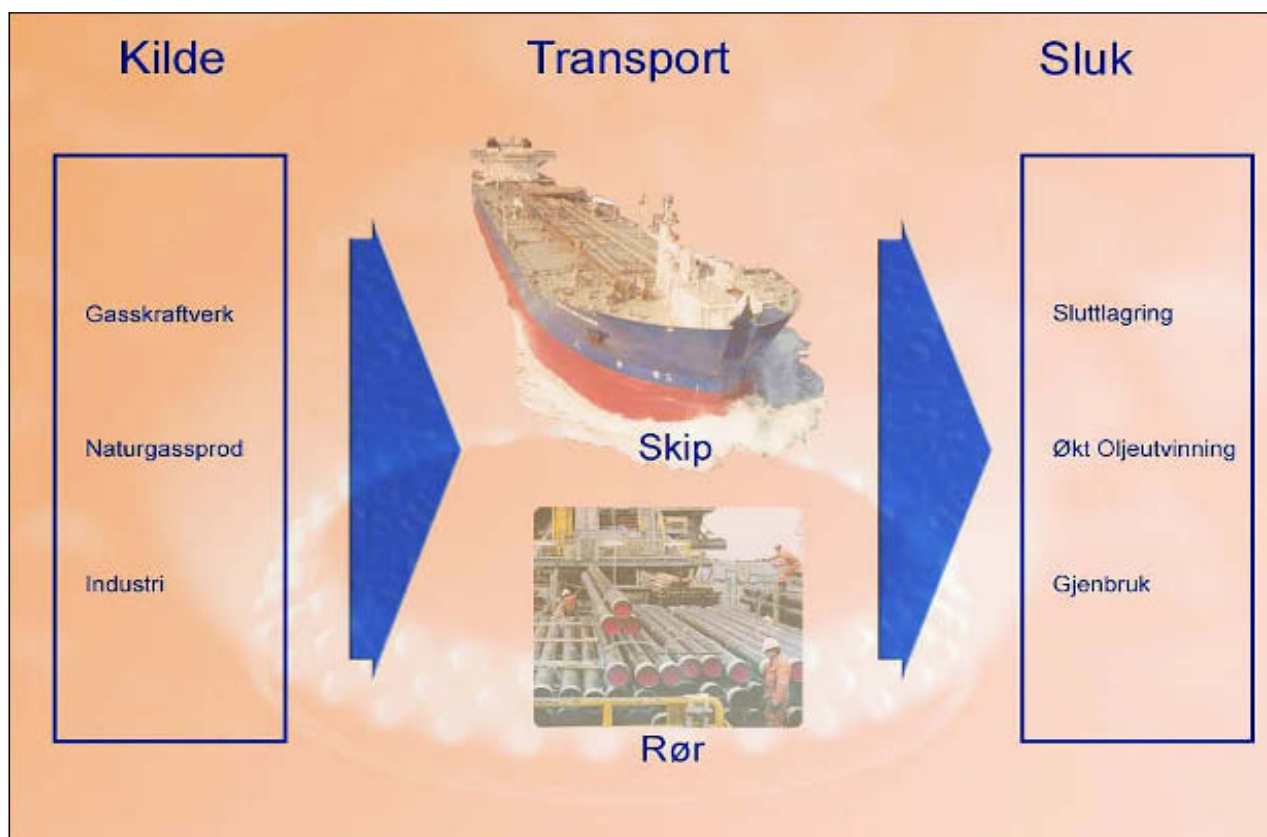
- Fjerning av CO₂ før forbrenning
- Fjerning av CO₂ etter forbrenning
- Forbrenning med oksygen

Disse tre hovedkategoriene har alle store utfordringer når det gjelder størrelse, pris og energieffektivitet. Det er i dag vanskelig å avgjøre hvilken teknologi som best vil håndtere disse utfordringene og dermed være en del av den langsiktige løsningen. Teknologi for fjerning av CO₂ etter for-

brenning er allikevel kommet lengst og anses som raskest å kunne la seg teste i et pilotanlegg. En videreutvikling av de tre teknologiene, er avhengig av et nært samarbeid med leverandørindustrien. Denne industrien er avhengig av et internasjonalt markedspotensial og at konkrete prosjekter kommer til realisering før de ønsker å satse på videreutvikling av disse teknologiene. Favorisering av en teknologi kan føre til stopp eller reduksjon i utviklingstempo for andre teknologier.

Felles for CO₂ fanget fra forbrenningsprosesser, fra naturgass eller andre industriprosesser er at den må transporteres til et CO₂ 'sluk' for at CO₂ reduksjonen skal bli reell. Tilgjengelige sluk for store mengder CO₂ er sluttlagring slik som i dag gjøres i Sleipner feltet eller injeksjon i felt for å øke olje utvinningen.

Transport av CO₂ i rørledninger er konvensjonell teknologi hvor Statoil kan bygge videre på en omfattende erfaringsbakgrunn. For lange transportavstander i kombinasjon med mellomstore transportmengder vil transport av CO₂ i skip



Figur 4.2 CO₂ fra kilde til sluk. Illustrasjon av teknologielementer som det kan være aktuelt å demonstrere i en CO₂ verdikjede. Kildene for CO₂ kan være store punktkilder i form av kraftverk, men også utskilt fra naturgass eller fra visse typer industri (ammoniakk, petrokjemi). 'Slukene' for CO₂ kan være sluttlagring i geologiske formasjoner (for eksempel, Sleipner, Snøhvit), men også CO₂ benyttet for å øke oljeutvinningen fra reservoarer eller gjenbruk av CO₂ i næringsmiddelindustrien eller andre industriprosesser.

være billigere. Skipstransport vil dermed bidra med fleksibilitet i verdikjeden. Ved bruk av skip som transportløsning vil det i tillegg være behov for CO₂ lager ved utskipningshavn. For å kunne transportere CO₂ på skip samt å kunne losse CO₂ på sokkelen, må skip, CO₂-mellomlager og bøyelasting utvikles og demonstreres.

Injeksjon av CO₂ til sluttlagring gjennomføres i dag på Sleipner. CO₂ anvendt for økt oljeutvinning (Increased Oil Recovery, IOR) er kjent teknologi i USA og Canada, men reservoarbetingene, avstandene mellom brønnene o.a. er annerledes enn på norsk sokkel. Den første demonstrasjonen av IOR i Nordsjøen innebærer derfor stor usikkerhet for operatør og felteiere.

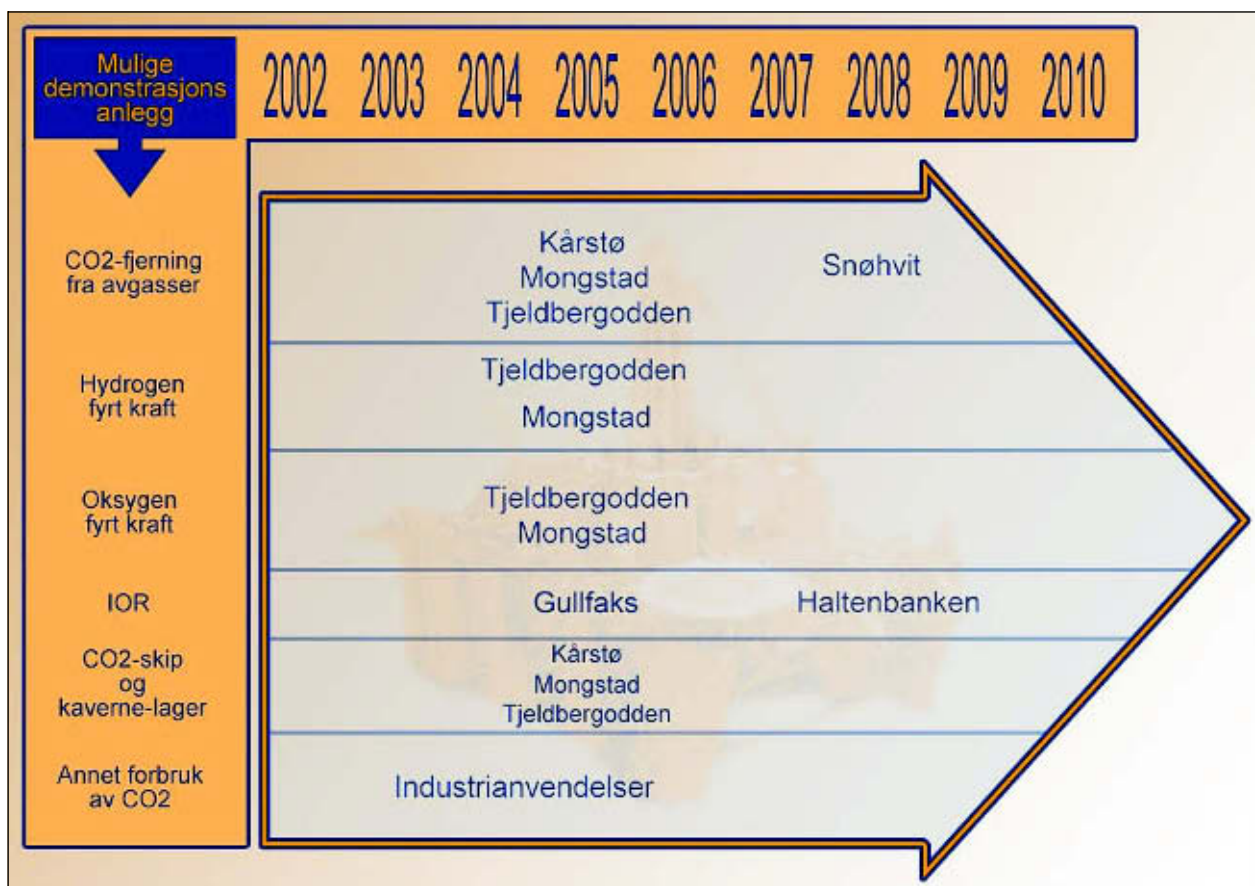
4 Organisering og status i arbeidet med vilkåret

Arbeidet med å utarbeide en tidssatt plan for å utprøve CO₂-reducerende teknologier utføres av Statoil på vegene av rettighetshaverne på Snøhvit. Det pågående arbeidet med vilkåret består av tre hoveddeler:

1. En Statoil intern utvikling av mulige tekniske konsepter for demonstrasjon av CO₂-reducerende teknologi ved Statoils driftsteder. Figur 4.3 indikerer når ulike teknologier kan være klar til uttesting ved Statoils anleggsteder i Norge.

Tidsplanen vil bli ytterligere underbygget og detaljert i leveransen til departementet i forbindelse med behandlingen av gassmeldingen.

2. Gjennomføring av forstudie hos Kværner i løpet av april og mai 2002 for demonstrasjon av CO₂-fjerning fra avgasser (røykgasser). Studien tar utgangspunkt i Kværners membran teknologi for rensing av CO₂ fra røykgass, men konseptet vil også kunne benyttes for uttesting av tilsvarende teknologi fra andre leverandører. Målsetningen med studien er å optimalisere konseptet slik at det blir mer kostnadseffektivt, mer energieffektivt og mindre plasskrevende. Konseptet studeres konkret for lokalisering på Kårstø gassterminal, men det vil også være aktuelt å lokalisere et slikt anlegg til raffineriet på Mongstad eller til metanolfabrikken på Tjeldbergodden. I Snøhvit/Melkøya tilfellet vil en eventuell demonstra-



Figur 4.3 Illustrasjon av hvilke mulige konsepter som er identifisert ved ulike anleggssteder og når realisering av disse konseptene anses for å være mulig

sjon av CO₂-fjerning fra røykgasser komme om lag to til tre år senere enn for de andre lokaliseringsene. Snøhvit utbyggingsprosjekt vurderer det videre som en betydelig projektrisiko å introdusere nye, betydelige endringer inn i et løpende utbyggingsprosjekt med en allerede stor teknologisk vanskelighetsgrad. Statoil vil derfor ikke anbefale at Melkøya velges som sted for demonstrasjon av CO₂-reduserende teknologier.

3. På bestilling fra Statoil gjøre SINTEF en gjennomgang av aktuelle teknologier for CO₂-fangst fra forbrenningsprosesser. Studien er en kartlegging av status og utviklingspotensial for forskjellige teknologier for gasskraftverk med CO₂-håndtering. Blant norske aktører innen området gasskraftverk med CO₂-håndtering er det forskjellige oppfatninger om hva som er den riktige teknologien å satse på i ulike tidsperspektiv. SINTEF Energiforskning er uavhengig med hensyn til økonomiske interesser i slike teknologier, og er derfor i posisjon til å foreta kritiske vurderinger av teknologier opp mot hverandre. Studiens resultater vil være ferdig i tide til å kunne bli en del av behandlingen av gassmeldingen, presumptivt innen 15.10.02

En rekke andre studier og aktiviteter støtter opp om evalueringsarbeidet;

- En pågående studie av en mulig utvidelse av metanolfabrikken på Tjeldbergodden inkluderer en studie av å installere en hydrogen fyrte gassturbin som et pilotanlegg basert på en prosess-strøm fra reformer anlegget.
- En studie av skipsbasert transport av CO₂ er i gang som et samarbeidsprosjekt mellom Navion, Statoil, SINTEF og Vigor. Prosjektet, som bygger videre på eget arbeid i de samarbeidende selskaper og på tilsvarende arbeid i Japan, har et toårsperspektiv, men vil bli forsert. I en skipskjede for transport av flytende, nedkjølt CO₂ under trykk vil det også være behov for mellomlager ved kai. Store lager av denne typen har tidligere ikke vært bygget.
- Det er så langt ikke gjort studier av demonstrasjon av oksygenfyrte forbrenningsprosesser ved noen av Statoils driftssteder. Tjeldbergodden har imidlertid et stort oksygenanlegg som kunne nyttiggjøres i en slik sammenheng. Mongstad har ikke oksygenanlegg, men en rekke kjeler som i prinsippet kunne bygges om for å demonstrere en slik teknologi
- Statoil gjennomfører en storstilt simulering kombinert med tekniske studier vedrørende

bruk av CO₂ for å øke oljeutvinningen (IOR) på Gullfaksfeltet. Resultater foreligger ikke ennå, men det synes allerede klart at prosjektet innebærer betydelige risikomomenter og marginal økonomi. Tilsvarende vurderinger er ennå ikke gjennomført for Statoil opererte felt på Haltenbanken.

- Statoil har vært i kontakt med flere industriparter som kan være interessert i CO₂ for ulike industriformål ('gjenbruk' av CO₂). Byggingen av demonstrasjonsanlegg vil kunne aktualisere slike 'gjenbruks'-løsninger som trenger CO₂ i om lag de samme mengdene som fra demonstrasjonsanlegg.

Basert på dette arbeidet vil Statoil på vegne av rettighetshaverne på Snøhvit ferdigstille en tidssatt plan for å utprøve CO₂-reduserende teknologier før behandlingen av gassmeldingen, presumptivt innen 15.10.02.

5 Foreløpig kostnadsoverslag for bygging av demoanlegg

Det er Statoils erfaring at de beste demonstrasjonsprosjektene har en god kopling til løpende virksomhet. Det å få til slike koplinger er krevende, men gir stor gevinst ved senere fullskala utbygginger. Statoil ser flere slike mulige koplinger ved sine driftssteder, men ytterligere utredninger kreves i alle tilfellene. Estimerer for investerings- og driftskostnader for demonstrasjon er derfor svært usikre i det foreliggende materialet. Noe er likevel tatt med for å gi en mest mulig realistisk illustrasjon av behovet for finansiering.

Ved valg av teknologier og skala som først bør demonstreres for CO₂-fangst og -transport vil bla. følgende kriterier bli lagt til grunn;

- Oppskalering til full størrelse må kunne skje i ett trinn
- Norsk leverandørindustri skal utfordres og involveres
- En ambisjon om at teknologien skal bringes et godt skritt videre, herunder miljøforhold og kostnader knyttet til teknologien
- Det som demonstreres må ha potensiale til å spille en viktig rolle mht. fremtidige CO₂-reduksjoner

Nedenfor følger noen kostnadsskisser for mulige demonstrasjonsanlegg.

- Investeringskostnadene ved et frittstående demonstrasjonsanlegg for CO₂-fjerning fra

avgasser er tidligere oppgitt i brev til Olje- og energidepartementet å være i størrelsesorden 500 millioner kroner. Dette gjelder et anlegg hvor CO₂ fanges fra avgassen fra en gassturbin, men slippes til atmosfæren etter gjenvinning.

- Et tilsvarende anlegg, men med rørledning til et egnet sted på sokkelen og en brønn ned i et permanent lagringssted i en geologisk formasjon vil ha et totalt investeringsnivå på omlag 2000 millioner kroner. Det vil da kunne være kapasitet i rørledning og brønn for en senere betydelig utvidelse av transportvolumet.
- CO₂ fra et tilsvarende anlegg som i det første eksemplet kan gjøres flytende ved en kombinasjon av nedkjøling og trykk, lagres i en spesialtank for deretter å skipes ut i spesialskip til industrielle kunder. Investeringsnivået ved en slik «gjenbruk» av CO₂ vil ligge mellom de to eksemplene over, anslagsvis 1200 millioner kroner avhengig av hvor stor del av den totale kjede som inkluderes.

Eksemplene overfor er, typiske, men på langt nær utfyllende for hvilke CO₂-kjeder som kan demonstreres. Tallene gjelder håndtering av omlag 200 000 tonn CO₂ pr. år fra ett til to demonstrasjonsprosjekter lokalisert på samme driftssted.

Over tid kan et typisk demonstrasjonsprosjekt ha en profil mht. investerings- og driftsutgifter for eksempel som følger se tabell 4.1.

Investeringsstall for de ulike variantene vil bli ytterligere kvalitetsikret og underbygget i leveransen til departementet i forbindelse med behandlingen av gassmeldingen.

Hvis det i forbindelse med demonstrasjonen blir bygget transportelementer i form av rørledninger, skip eller tankanlegg, bør det vurderes å bygge disse for vesentlig større kapasiteter enn det selve demonstrasjonen krever. Skalaøkonomien for rør, skip og tanker gir stor kapasitetsøkning for relativt beskjedne tilleggsinvesteringer. Dette vil i neste omgang gjøre det lettere å ta beslutning om videre utbygging.

6 Organisering og finansiering av et program for utprøving av CO₂-reducerende teknologier

Statoil ønsker å være en aktiv pådriver og medspiller sammen med myndighetene og andre selskaper i utvikling og utprøving av CO₂-reducerende teknologier. En rekke norske aktører, slik som leverandørindustrien, forskningsinstitusjonene, olje gass- og energiselskapene bør involveres for å få en bredest mulig og mest mulig langsiktig virkning av innsatsen. Utvikling og utprøving av CO₂-reducerende teknologier bør også sees i sammenheng med allerede pågående forskning og utvikling med tanke på å oppnå størst mulig effekt av menneskelige ressurser og kapitalinnsats.

Statoil vurderer det som mest hensiktsmessig at dette arbeidet skjer i form av et nasjonalt, offentlig program, styrt i fellesskap av myndighetene og de mest involverte aktører. Statoil er villig til å ta rollen som operatør for slike utprøvningsanlegg. Dette arbeidet krever så store ressurser at det i hovedsak må finansieres av offentlige midler. Gitt at det her etableres et program med staten som hovedbidragsyter og sentrale industrielle selskaper som partnere, kan Statoil være innstilt på å bidra med en medfinansiering samt bidrag i form av egen forskning og tilrettelegging på aktuelle driftssteder.

Programmet må allerede fra starten gis en sterk internasjonal komponent gjennom samarbeid med utenlandske teknologiske miljøer som er aktive i utvikling av slike teknologier.

Finansiering av et slikt program kan skje på ulike måter. Én måte kan være å kanalisere en andel av petroleumsindustriens CO₂-avgift til programmet i den perioden en slik avgift består. Alternativt kan aktiviteten finansieres direkte over statsbudsjettet.

Uansett finansieringsmåte og finansieringskilder er det en viktig forutsetning for dette programmet at det inngås langsiktige avtaler mellom de involverte parter. På denne bakgrunn mener

Tabell 4.1

År	1	2	3	4	5	6	7
Investering	10%	40%	50%	-	-	-	-
Drift	Årlige driftsutgifter er typisk noen % av den opprinnelige investering, men svært avhengig av type anlegg, installasjon, fartøy o.a.						

Statoil at det vil være riktig å vurdere å opprette et fond som disponerer kapitalen i planleggings-, bygge- og utprøvningsperioden som vil strekke seg

over en årrekke med sterkt varierende kapitalbehov. Et slikt fond kan over tid også gis en bredere oppgave mht CO₂-reduserende tiltak.

Vedlegg 5

Forholdet til EØS-reglene om offentlig støtte

1 Artikkel 61(1) EØS

Artikkel 61(1) EØS oppstiller et generelt forbud mot offentlig støtte. Begrepet offentlig støtte er meget vidt og omfatter både direkte støtte i form av tilskudd og indirekte støtte som f.eks. fritak for en avgift. For at offentlig støtte skal omfattes art. 61.1 EØS må fire vilkår være oppfylt:

1. Støtten må være gitt av staten eller av offentlige midler i enhver form (offentlig støtte).
2. Støtten må vri konkurransen eller true med å vri konkurransen.
3. Støtten må begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer.
4. Støtten må være egnet til å påvirke samhandelen mellom EØS-landene (avtalepartene).

Alle fire vilkårene må være oppfylt for at støtten skal rammes av støtteforbudet. Dersom ett av vilkårene ikke er oppfylt, vil støtten ikke komme i konflikt med EØS-regelverket.

EU-Kommisjonen og ESA foretar normalt en vurdering av hvorvidt det aktuelle produkt som blir støttet er gjenstand for handel innenfor EØS-området i henhold til vilkår fire i art 61.1 EØS. Bygging og drift av infrastruktur og gasskraftverk utføres normalt av foretak som driver kommersiell aktivitet i konkurranse med andre foretak, noe som tilsier at støtten kan være egnet til å vri konkurransen i EØS-området. Det kan da oppfylle alle fire vilkår i art 61.1 EØS.

Det fremheves i denne sammenheng at i den grad de aktuelle støtteordningene gjelder utbygging og drift av selve infrastrukturen for distribusjon/transport av gass er de som sådan nødvendige forutsetninger for etableringen av et fritt og åpent marked for gass i Europa. Dette er betraktninger som Kommisjonen selv har anvendt i forbindelse med etablering av et Trans-Europeisk nettverk for elektrisitet og gass.¹

¹ Se nærmere en Communication from the Commission to the European Parliament and the Council av 20. desember 2001.

2 ESAs retningslinjer for offentlig støtte²

ESAs retningslinjer for offentlig støtte gir anvisning på hvilke kriterier ESA legger til grunn ved vurderingen av forenligheten med art. 61(1) EØS. Hensikten med retningslinjene er å sikre en uniform kontroll av offentlig støtte i EØS-området. Retningslinjene skal bidra til å gjennomføre prinsippet med likebehandling i hele EØS-området. ESA har også kompetanse til å undersøke alle eksisterende støtteordninger, og evt. pålegge formålstjenlige tiltak som skal sikre like konkurransevilkår i EØS-området. Ved vurderingen av virkemidlene som er omtalt i meldingen er særlig tre av ESAs retningslinjer spesielt relevante. De er FoU støtte, støtte til miljøtiltak og regionalstøtte. Disse beskrives nærmere nedenfor.

3 Kumulering av støtte

Når et gitt prosjekt får støtte fra mer enn en støtteordning/kilde, må støtten kumuleres slik at man kan vurdere effekten av den samlede (kumulerte) offentlige støtten til prosjektet. Det må påses at den høyeste av de tillatte støttegrenser ikke overskrides. Dette er nærmere beskrevet i ESAs retningslinjer for offentlig støtte, kap. 13.

4 Generelle tiltak

Det går en grense mellom støtte som faller inn under art. 61.1 EØS og generelle økonomiske tiltak som faller utenfor støttebegrepet. Et generelt tiltak kjennetegnes ved at det ikke er selektivt, dvs. at det ikke leder til en begunstigelse av enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer eller tjenester. For eksempel vil en støtteordning eller tiltak som omfatter hele næringslivet, ikke gi fordeler til bestemte bedrifter eller

² <http://www.efta.int/docs/Surv/GeneralInformation/State%20Aid/Guidelines/State%20Aid%20Guidelines/feb2000.pdf>

bestemte deler av næringslivet, og vil således ikke omfattes av støttebegrepet.

Det avgjørende kriteriet vil være om effekten av ordningen er selektiv. Generelle støtteordninger som i praksis har en effekt som gjør at man begunstiger bestemte foretak i forhold til andre, vil derfor omfattes av art. 61.1.

5 Driftsstøtte og investeringsstøtte

Investeringsstøtte til en rekke ulike formål tillates mens det generelt er liten adgang til å gi driftsstøtte. Skillet mellom driftsstøtte og investeringsstøtte er derfor et grunnleggende skille i støtteregulverket. Støtte som gis uavhengig av økonomiske bidrag fra foretaket selv, regnes vanligvis som driftsstøtte. Det gjør også alle former for støtte uten incentiveeffekter mht. at foretaket ikke medvirker til å oppnå bestemte formål knyttet til støtten, dvs. støtte som kun bidrar til å redusere foretakets løpende kostnader.

EØS-avtalens regler om offentlig støtte forbyr i utgangspunktet driftsstøtte. Det foreligger imidlertid visse begrensede unntak fra dette forbudet i forbindelse med støtte til regional utvikling, miljøtiltak, krise og omstrukturering, og sysselsetting og opplæring. Bagatellmessig støtte (de minimis) kan i prinsippet ytes som driftsstøtte i og med at slik støtte som hovedregel kan ytes uten begrensninger.³ Støtte til eksport er generelt forbudt. Med «eksportstøtte» menes enhver støtte som er direkte knyttet til eksportvolum, opprettelse og drift av distribusjonsnett eller løpende utgifter knyttet til eksportvirksomhet.⁴ Eksportstøtte er heller ikke tillatt når støtten er de minimis.

6 Støtte til forskning og utvikling (FoU)

I regelverket skilles det mellom tre typer forskning og utvikling: grunnforskning, industriell forskning og utviklingsaktiviteter før konkurransesadied.

- Med grunnforskning menes virksomhet som har til formål å utvide den vitenskapelige og

tekniske kunnskap, og som ikke er knyttet til industrielle eller kommersielle formål.

- Industriell forskning omfatter planmessig forskning eller kritiske undersøkelser som har til formål å vinne ny kunnskap, med sikte på å utnytte denne kunnskap til utvikling av nye produkter, produksjonsprosesser eller tjenester – eller til en vesentlig forbedring av disse.
- Utvikling før konkurransesadied omfatter virksomhet der resultatene fra industriell forskning omsettes i en plan, et prosjekt eller et utkast til nye forbedrede produkter, produksjonsprosesser eller tjenester. Kategorien omfatter også utvikling av en første prototype som ikke kan utnyttes kommersielt.

I utgangspunktet kan industriell forskning støttes med inntil 50 %. Til utvikling før konkurransesadied tillates inntil 25 % støtte. I de tilfeller grunnforskning utføres av eller for bedrifter, kan det tildeles støtte med inntil 100 %. Forprosjekter (tekniske forundersøkelser) til industriell forskning og utvikling før konkurransesadied» kan støttes med inntil henholdsvis 75 % og 50 %. Regelverket åpner for høyere støtteintensitet i noen tilfeller. Til SMB kan støttenivået økes med inntil 10 prosentpoeng. Videre kan det gis et tillegg for støtte i de regionalpolitiske områdene.

7 Støtte til miljøtiltak

Det tillates inntil 15 % støtte til investeringer for å tilpasse eksisterende produksjonsutstyr til nye obligatoriske miljøkrav i inntil tre år etter at en ny EØS standard trådte i kraft for små- og mellomstore bedrifter (SMB). I det regionalpolitiske virkeområdet kan støttenivået heves ytterligere, opp til de støttetak som gjelder for investeringsstøtte i det regionale virkeområdet.

Det er mulig å gi inntil 30 % støtte til investeringer som gjør det mulig å oppnå en bedre miljøeffekt utover det som er pålagt gjennom obligatoriske krav. Økningen i støtteintensitet må imidlertid stå i forhold til økningen i miljøeffekten.

I begge de ovennevnte tilfeller tillates det ytterligere 10 prosentpoeng støtte til SMB.

Støtte på inntil 50 % kan gis til veiledning/opplæring i miljøtiltak til SMB i sentrale strøk. Innenfor det regionalpolitiske virkeområdet kan slik støtte også gis til store bedrifter. Regelverket for støtte til miljøformål åpner i særlige unntakstilfeller for støtte til dekning av løpende utgifter (driftsutgifter). Blant annet kan det under gitte forutset-

³ Jf. ESAs retningslinjer kapittel 12. Når samlet støtte til et foretak ikke overstiger _ 100 000 (i 2002. NOK 801.050) over en treårs periode regnet fra første tilsagn om tildeling av støtte, regnes den ikke som konkurransevridende, og rammes dermed ikke av forbudet mot offentlig støtte i EØS-avtalen.

⁴ Jf. ESAs retningslinjer vedtatt 19.1.1994, se EØS-tillegget til EF-tidende av 3.9.1994, nr. 32, fotnote 5 til kapittel 12 om bagatellmessig støtte.

ninger gis midlertidig kompensasjon eller avgiftslette ved innføring av nye miljøskatter.⁵

8 Regionalstøtte

Til bedrifter innenfor det regionalpolitiske virkeområdet gjelder følgende maksimalgrenser for investeringsstøtte:

Sone A: 25 %. SMB kan gis 5 prosentpoeng høyere støtte.

Sone B: 20 %. SMB kan gis 5 prosentpoeng høyere støtte.

Sone C: 10 %. SMB kan gis 10 prosentpoeng høyere støtte.

Soneinndelingen med tilhørende støttesatser er definert i forskrift om geografisk virkeområde for de distriktpolitiske virkemidler og er blant annet gjort gjeldende for de distriktpolitiske vir-

kemidlene forvaltet av Statens Nærings- og Distriktsutviklingsfond.

For store regionale prosjekter som mottar støtte etter regionalstøtteregelverket gjelder en særlig meldeplikt. Meldeplikten gjelder for prosjekter hvor enten:

- De totale prosjektkostnader er minimum _ 50 mill. og den kumulative støtteintensiteten er over halvparten av tillatt støtteintensitet i det aktuelle området, og støtten pr ny eller opprettholdt arbeidsplass er minst _ 40 000 eller
- Den totale støtten er minimum _ 50 mill.

Meldingen for slike prosjekter skal følge samme mal som for andre meldinger til EFTAs overvåkningsorgan om tildeling av støtte.

Grensene for den regionalt betingete investeringsstøtte utelukker ikke at prosjektet kan begrunnes ut fra og motta støtte i henhold til de grenser som gjelder for andre formål (for eksempel FoU-investeringer, miljøtiltak, rådgivning/opplæring for SMB).

⁵ ESA miljøstøtteretningslinjer kap. 15