



Rapport

## Gassteknologi, miljø og verdiskaping

En rapport fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon 5. oktober 2001  
Avgitt Olje- og energidepartementet 1. mars 2002.  
Denne rapporten vil bli trykket i NOU serien



OLJE OG ENERGIDEPARTEMENTET

Til Olje- og energidepartementet

Ved kongelig resolusjon av 5. oktober 2001 ble det oppnevnt et utvalg som skal utrede ulike sider ved nye miljøvennlige anvendelser av gass, herunder hydrogen og gasskraft med CO<sub>2</sub>-deponering. Utredningen er enstemmig hvor ikke annet fremgår.

Oslo, 1. mars 2002

*Kjell Bendiksen*  
leder

*Siri Engesæth*

*Kaci Kullmann Five*

*Bente Hagem*

*Arent M. Henriksen*

*Eirik Normann*

*Elizabeth Baumann Ofstad*

*Geir Owren*

---

*Eli Jensen*  
*Sekretariatsleder*

*Frøydis Eldevik*

*Tore Grunne*

*Lisbeth Dønnum Jensen*

|            |                                                                                                                  |            |
|------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>I</b>   | <b>INNLEDNING.....</b>                                                                                           | <b>4</b>   |
| 1          | UTVALGETS SAMMENSETNING, MANDAT OG ARBEID .....                                                                  | 4          |
| 1.1        | Bakgrunn, mandat og sammensetning .....                                                                          | 4          |
| 1.2        | Utvalgets arbeid .....                                                                                           | 5          |
| 1.3        | Bakgrunn for oppnevningen av utvalget.....                                                                       | 5          |
| 1.4        | Avgrensning og presisering av mandat .....                                                                       | 8          |
| 1.5        | Dissens – særmerknader .....                                                                                     | 9          |
| 2          | SAMMENDRAG, KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER.....                                                                    | 10         |
| 2.1        | Sammendrag .....                                                                                                 | 10         |
| 2.2        | Utvalgets konklusjoner og anbefalinger .....                                                                     | 19         |
| <b>II</b>  | <b>BRUK AV NATURGASS - BAKGRUNN .....</b>                                                                        | <b>27</b>  |
| 3          | ET ØNSKE OM ØKT BRUK AV NATURGASS I NORGE.....                                                                   | 27         |
| 3.1        | Innledning .....                                                                                                 | 27         |
| 3.2        | Bidrag til energiforsyningen.....                                                                                | 29         |
| 3.3        | Miljøaspektet.....                                                                                               | 30         |
| 3.4        | Nasjonal verdiskaping .....                                                                                      | 32         |
| 4          | ANVENDELSESOMRÅDER FOR NATURGASS I DAG.....                                                                      | 34         |
| 4.1        | Innledning .....                                                                                                 | 34         |
| 4.2        | Ulike anvendelsesområder for naturgass .....                                                                     | 35         |
| 4.3        | Status og planer for bruk av naturgass i Norge .....                                                             | 37         |
| 4.4        | Status for gasskraft i Norge .....                                                                               | 44         |
| <b>III</b> | <b>NYE MILJØVENNLIGE TEKNOLOGIER OG ANVENDELSER AV NATURGASS.....</b>                                            | <b>47</b>  |
| 5          | INNLEDNING.....                                                                                                  | 47         |
| 6          | GASSKRAFTVERK – NYE MILJØVENNLIGE TEKNOLOGIER.....                                                               | 49         |
| 6.1        | Innledning .....                                                                                                 | 49         |
| 6.2        | Nærmere om gasskraft med CO <sub>2</sub> håndtering.....                                                         | 49         |
| 6.3        | Beskrivelse av ulike separasjonsteknologier .....                                                                | 50         |
| 6.4        | Vurdering av teknologiene – kostnader ved dagens kjente gasskraftkonsepter med CO <sub>2</sub> -håndtering ..... | 56         |
| 7          | HÅNTERING AV CO <sub>2</sub> .....                                                                               | 60         |
| 7.1        | Innledning .....                                                                                                 | 60         |
| 7.2        | Lagringsmuligheter for CO <sub>2</sub> .....                                                                     | 60         |
| 7.3        | Anvendelse av CO <sub>2</sub> .....                                                                              | 65         |
| 8          | HYDROGEN.....                                                                                                    | 70         |
| 8.1        | Innledning .....                                                                                                 | 70         |
| 8.2        | Produksjon av hydrogen .....                                                                                     | 71         |
| 8.3        | Lagring og transport av hydrogen .....                                                                           | 77         |
| 8.4        | Hydrogen sluttbruk.....                                                                                          | 81         |
| 9          | GASS TIL DISTRIBUTERT KRAFT- OG VARMEPRODUKSJON.....                                                             | 86         |
| 9.1        | Innledning .....                                                                                                 | 86         |
| 9.2        | Samproduksjon av kraft og varme .....                                                                            | 87         |
| 9.3        | Brenselceller .....                                                                                              | 90         |
| 10         | INTERNASJONALE FoU-AKTIVITETER.....                                                                              | 97         |
| 10.1       | Innledning .....                                                                                                 | 97         |
| 10.2       | EUs rammeprogram for forskning og teknologisk utvikling.....                                                     | 97         |
| 10.3       | IEAs samarbeidsavtaler .....                                                                                     | 98         |
| 10.4       | Nordisk energiforskning.....                                                                                     | 99         |
| 10.5       | Nærmere om internasjonale FoU-aktiviteter på gasskraft med CO <sub>2</sub> -håndtering .....                     | 99         |
| 10.6       | Nærmere om internasjonale FoU-aktiviteter på hydrogen .....                                                      | 104        |
| <b>IV</b>  | <b>UTFORDRINGER OG MULIGHETER KNYTTET TIL MILJØVENNLIGE NATURGASSANVENDELSER I NORGE .....</b>                   | <b>107</b> |

|           |                                                                                                                                           |            |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 11        | RELEVANTE RAMMEBETINGELSER FOR NYE MILJØVENNLIGE NATURGASSTEKNOLOGIER.....                                                                | 107        |
| 11.1      | <i>Innledning</i> .....                                                                                                                   | 107        |
| 11.2      | <i>Støtte til forskning og utvikling</i> .....                                                                                            | 107        |
| 11.3      | <i>Støtte til introduksjon av naturgass</i> .....                                                                                         | 110        |
| 11.4      | <i>Støtte til investeringer i infrastruktur for naturgass</i> .....                                                                       | 112        |
| 11.5      | <i>Støtte til nye fornybare energikilder</i> .....                                                                                        | 112        |
| 11.6      | <i>Reglene om offentlig støtte i EØS-avtalen</i> .....                                                                                    | 113        |
| 11.7      | <i>Rammebetingelser for å redusere utslipp til luft</i> .....                                                                             | 117        |
| 12        | UTFORDRINGER KNYTTET TIL NYE MILJØVENNLIGE NATURGASSANVENDELSER I NORGE .....                                                             | 125        |
| 12.1      | <i>Innledning</i> .....                                                                                                                   | 125        |
| 12.2      | <i>Hvilke nye miljøvennlige gassanvendelser kan være aktuelle i Norge</i> .....                                                           | 128        |
| 13        | HVORDAN KAN FoU BIDRA TIL Å STIMULERE UTPRØVING, KOMMERSIALISERING OG<br>INTRODUKSJON AV NYE MILJØVENNLIGE GASSANVENDELSER I NORGE? ..... | 147        |
| 13.1      | <i>Innledning</i> .....                                                                                                                   | 147        |
| 13.2      | <i>Hvordan kan FoU bidra til realisering av gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering</i> .....                                             | 147        |
| 13.3      | <i>Håndtering av CO<sub>2</sub></i> .....                                                                                                 | 150        |
| 13.4      | <i>Hydrogen</i> .....                                                                                                                     | 152        |
| 13.5      | <i>Forskning, utvikling og kommersialisering – videre satsing og organisering</i> .....                                                   | 154        |
| <b>VI</b> | <b>KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER.....</b>                                                                                                  | <b>159</b> |
| 14        | KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER .....                                                                                                        | 159        |
| 14.1      | <i>Innledning</i> .....                                                                                                                   | 159        |
| 14.2      | <i>Bakgrunn</i> .....                                                                                                                     | 159        |
| 14.3      | <i>Infrastruktur</i> .....                                                                                                                | 159        |
| 14.4      | <i>Naturgass til erstatning for andre fossile energibærere</i> .....                                                                      | 160        |
| 14.5      | <i>Reduksjon av klimagasser på norsk kontinentalsokkel</i> .....                                                                          | 160        |
| 14.6      | <i>Synergieffekter ved etablering av gasskraftverk</i> .....                                                                              | 161        |
| 14.7      | <i>Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering</i> .....                                                                                  | 161        |
| 14.8      | <i>CO<sub>2</sub>-håndtering</i> .....                                                                                                    | 162        |
| 14.9      | <i>Hydrogen</i> .....                                                                                                                     | 163        |
| 14.10     | <i>Satsing på forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige<br/>naturgassanvendelser</i> .....             | 163        |
| 15        | SÆRMERKNADER .....                                                                                                                        | 167        |
|           | <i>Dissens til NOU 2002:</i> .....                                                                                                        | 167        |
|           | <i>”Gassteknologi, miljø og verdiskaping”</i> .....                                                                                       | 167        |
| 16        | ØKONOMISKE OG ADMINISTRATIVE KONSEKVENSER.....                                                                                            | 205        |
|           | LITTERATURLISTE.....                                                                                                                      | 207        |
|           | VEDLEGG 1.....                                                                                                                            | 211        |
|           | <i>Begreper og definisjoner</i> .....                                                                                                     | 211        |
|           | VEDLEGG 2.....                                                                                                                            | 215        |
|           | <i>Svar på spørsmål fra utvalget</i> .....                                                                                                | 215        |

# **I      INNLEDNING**

## **1      Utvalgets sammensetning, mandat og arbeid**

### **1.1    Bakgrunn, mandat og sammensetning**

Ved kongelig resolusjon av 5. oktober 2001 nedsatte daværende regjering 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 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. Departementet tilrådte at utvalget begrenset sin utredning til del to av det tidligere mandatet. Dette med bakgrunn i at en slik endring ville rette større fokus mot ny miljøvennlige teknologier for naturgass, samtidig som hovedtrekkene i det gamle mandatet ble bevart.

Utvalget ble gitt følgende nye 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 CO<sub>2</sub>-fri gasskraft. 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."

I tillegg ble utvalget utvidet med et medlem, Kaci Kullmann Five, Akershus.

Utvalget har bestått av:

Kjell Bendiksen (leder) adm. direktør IFE, Akershus  
Siri Engesæth, daglig leder i Miljøstiftelsen Bellona, Oslo  
Kaci Kullmann Five, selvstendig næringsdrivende, Akershus  
Bente Hagem, konserndirektør, Statnett SF, Oslo  
Arent M. Henriksen, senior rådgiver i SIVA, Trondheim  
Eirik Normann, avdelingssjef Norges Forskningsråd, Oslo

Elizabeth Baumann Ofstad, ass. direktør i Hydro Energi, Oslo  
Geir Owren, professor ved Institutt for klima- og kuldeteknikk, NTNU, Trondheim

Sekretariatet for utvalget har vært i Olje- og energidepartementet. Sekretariatet har bestått av underdirektør Eli Jensen, som ledet sekretariatets arbeid, rådgiver Tore Grunne, rådgiver Frøydis Eldevik og førstesekretær Lisbeth Dønnum Jensen.

## **1.2 Utvalgets arbeid**

Utvalget avholdt konstituerende møte 22. oktober 2001, og har i alt hatt 10 møter. Utvalget har avholdt møter i Brussel, Oslo, Kjeller, Haugesund og Trondheim, og besøkt gassbehandlingsanlegget på Kårstø.

Utvalget har lagt stor vekt på å høre relevante miljøer som arbeider innen området nye miljøvennlige teknologier, fra brukere, leverandører, forskningsinstitusjoner, distribusjonsselskaper, energiselskaper og interessegrupper. Blant annet ble det avholdt en temadag i Trondheim 17.-18. januar 2002, der relevante miljøer ble hørt i sentrale problemstillinger i forhold til utvalgets mandat.

Utvalget har avholdt møter med ABB, Aker Maritime, Bellona, ENOVA, Energiparken i Stavanger, Europakommisjonen (DG TREN), Gassco, Gassnor, G.C Brøvig & Partners, Hydro, IFE, IEA, Kværner, Norferm, Norges Forskningsråd, NTNU, Oljedirektoratet, SINTEF, Statoil og TBL. Utvalget har også vært representert på et seminar arrangert av Zero Emissions Technology Group, IEA. Flere av disse institusjonene er hørt i ulike sammenhenger. Utvalget har også fått skriftlige bidrag fra blant annet Fridtjof Nansens Institutt, NTNU, SINTEF og IFE, og fra ulike miljøer i forbindelse med høringen som ble avholdt i Trondheim, jf. også vedlegg 2. For øvrige referanser vises det til litteraturlisten.

Utvalget vil spesielt takke SINTEF Materialteknologi og NTNU v/Olav Bolland, Børre Børresen, Steffen Møller-Holst og Reidar Tunold for deres hjelp til å kvalitetssikre faktagrunnlaget i rapporten. Utvalgets står imidlertid selv ansvarlig for alle tall og fakta som det vises til.

Utvalget ble oppnevnt 5.oktober 2001 som et hurtigarbeidene utvalg, med fem måneder til disposisjon. Det reelle tidsperspektivet må også ses på bakgrunn av at mandatet ble endret i november 2001. Utvalget har siden oppnevningen vært innforstått med, og akseptert, å foreta sin utredning innenfor denne rammen. Utvalget registrerer at et utvalgsmedlem, Siri Engesæth, finner prosessen kritikkverdig. Flertallet i utvalget, Kjell Bendiksen, Kaci Kullmann Five, Bente Hagem, Arent M Henriksen, Eirik Normann, Elizabeth B Ofstad og Geir Owren kan ikke slutte seg til dette. Dette flertallet vil vise til at utvalget har utarbeidet sine konklusjoner og anbefalinger basert på et omfattende faktagrunnlag, og høringer av relevante miljøer.

## **1.3 Bakgrunn for oppnevningen av utvalget**

I bakgrunnen for oppnevningen av utvalget heter det:

"Norge er en stor produsent av naturgass. Hittil har nesten all naturgass blitt eksportert. Norsk gasseksport har bidratt til energiforsyning og verdiskaping i Europa. Regjeringen ønsker at en

større del av våre gassressurser skal tas i bruk i Norge. Innenlands bruk av gass vil gi grunnlag for verdiskaping, industriell og teknologisk utvikling og et bedre miljø. Regjeringen mener at bruk av naturgass skal være en integrert del av energi-, nærings- og samferdselspolitikken basert på løsninger som er økologisk bærekraftige.

Regjeringen mener videre at Norge må bidra sterkere til forskning, utvikling og kommersialisering av nye teknologier for mer miljøvennlig bruk av naturgassen til energiformål. Regjeringens satsing på utvikling av renseteknologi for gasskraft er sentral i denne sammenheng. Likeledes vil framstilling, distribusjon, lagring og bruk av hydrogen være viktige satsingsområder for en mer miljøvennlig bruk av naturgassen i tiden framover.

Det vises til Stortingets vedtak ved behandlingen av St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken: "Stortinget ber Regjeringen vurdere ulike ordninger for å drive frem ny renseteknologi for gasskraft, og legge frem konkrete forslag for Stortinget", og St.meld. nr. 54 (2000-2001) Om norsk klimapolitikk, hvor det heter: "Utbygging av norsk kraftproduksjon basert på naturgass i en eller annen form innebærer at vi foredler en norsk råvare innenlands" og at "Regjeringens mål er at det utvikles et solid forskningsmessig grunnlag for CO<sub>2</sub>-reducerende teknologi i perioden 2004 – 2006 med sikte på å etablere et pilot/demonstrasjonsanlegg rundt 2005. Det vil bli arbeidet med en nærmere konkretisering av innholdet i et program for å intensivere satsingen på CO<sub>2</sub>-fri gasskraft.

Som en oppfølging av dette nedsettes det et utvalg som skal vurdere ulike sider av miljøvennlig bruk av naturgass, herunder CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk. Utvalget skal vurdere ulike virkemidler, herunder forslag til etablering og finansiering av et selskap for forskning, utvikling, innovasjon og kommersialisering av nye teknologier for miljøvennlig bruk av naturgassen til energiformål og industriell produksjon".

Som følge av regjeringsskiftet, ble det foretatt endringer i utvalgets mandat. Dette må blant annet ses på bakgrunn av de problemstillinger som ble særlig vektlagt i forbindelse med samarbeidsavtalen mellom de tre partiene, Sem- erklæringen.

I Sem-erklæringen heter det blant annet:

"Samarbeidsregjeringen vil i større grad ta i bruk naturgass til innenlands verdiskaping. Naturgass kan brukes på en miljøvennlig måte både som energikilde, som råstoff til industrien og i transportsektoren. Det er således behov for en satsing på distribusjon og bruk av naturgass innenlands. Samarbeidsregjeringen vil øke den offentlige forskningsinnsatsen knyttet til bruk av naturgass og hydrogen. I en introduksjons- og utviklingsfase vil det være nødvendig med offentlig støtte for å få utbygget infrastruktur for gass. Støtten må være innenfor rammen av våre internasjonale miljøforpliktelser. Samarbeidsregjeringen vil legge fram en stortingsmelding med en helhetlig strategi for bruk av naturgass."

"Samarbeidsregjeringen vil arbeide for at bevilgningene til forskning på teknologiutvikling og nye fornybare energikilder, herunder hydrogen, økes."

"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 CO<sub>2</sub>."

Samarbeidsregjeringen har i Sem-erklæringen uttalt som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk, blant annet gjennom virkemidler som refusjon av el-avgift. Det er også varslet at det skal etableres et samarbeidsprogram med industrien med sikte på å realisere CO<sub>2</sub>-fri gasskraft, der ulike modeller for organisering og finansiering skal vurderes.

Det er naturlig å se oppnevningen av utvalget på bakgrunn av en debatt om norsk energipolitikk som strekker seg mange år tilbake. Diskusjonen om Norges energisituasjon har særlig vært knyttet til vurderingen av hvilke tiltak som er nødvendig for å imøtekomme en gradvis strammere kraftbalanse. Samtidig har det vært et økende fokus på miljøvirkninger av ny energi- og krafttilgang innenlands. Blant annet har hensynet til miljøvirkninger stått sentralt i den relativt brede politiske enigheten om å begrense videre vannkraftutbygging i Norge.

Spørsmålet om bruk av gass og gasskraft har vært særlig omstridt i debatten om den norske energiforsyningen. Den norske diskusjonen om bruk av gass og gasskraft må ses på bakgrunn av vår historie, der en omfattende elektrifisering ved hjelp av vannkraft har gitt Norge en tilnærmet utslippsfri elektrisitetssektor i dag. Dette har gitt fokus på økninger i klimagassutslipp som følger av bruk gass.

Norge er part i Klimakonvensjonen og har undertegnet Kyotoprotokollen, som fastlegger bindende utslippsforpliktelser for industrilandene. For Norge innebærer Kyotoprotokollen at våre utslipp av klimagasser maksimalt kan øke med 1 prosent i forhold til 1990-nivå. Kyotoprotokollen innebærer en åpning for bruk av fleksible mekanismer, som kvoter, felles gjennomføring mv., jf. kapittel 3. Debatten om gass og gasskraft har i stor grad hatt utgangspunkt i ulike syn på hvordan Kyotoprotokollen bør og kan oppfylles fra norsk side. Et sentralt moment i denne debatten har vært i hvilken grad Norge skal nå sine utslippsmål gjennom nasjonale tiltak, og i hvilken grad felles tiltak med andre land skal benyttes.

Forskjellige syn på dette har også gitt ulike vurderinger knyttet til gasskraftverk og teknologier for reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. I 1996-97 ble slike problemstillinger særlig fokusert på i forbindelse med behandlingen av energikonsesjonen for Naturkraft AS sine to omsøkte gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes. I forbindelse med Olje- og energidepartementets vedtak knyttet til energikonsesjonen, ble det stilt som krav at det skulle legges til rette for utskilling og deponering av CO<sub>2</sub>. I den påfølgende behandlingen av utslippstillatelsene for samme anlegg i 1998, ble det av Statens forurensningstilsyn (SFT) stilt krav som medførte at slik teknologi måtte tas i bruk ved driftstart gjennom pålegget om fjerning av 90 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene fra kraftverkene. Miljøverndepartementet stadfestet senere dette vedtaket i 1999.

Spørsmålene knyttet til bruk av gass, gasskraft og teknologiutvikling ble også tatt opp i forbindelse med behandlingen av St.meld. nr. 29 (1997-98) Om energipolitikken. I innstillingen til denne stortingsmeldingen understreket et flertall i energi- og miljøkomiteen viktigheten av å gi naturgass en større plass i den fremtidige energiforsyningen, under forutsetning av at dette kan innordnes våre internasjonale klimaforpliktelser, blant annet gjennom bruk av de fleksible mekanismer som Kyotoprotokollen åpner for.

Et flertall i Stortinget påla samtidig regjeringen å gjøre om utslippstillatelsene til Naturkraft AS, i tråd med definisjonen av best tilgjengelig teknologi og rammebetingelser som gjelder for andre gasskraftverk i EØS-området. Samtidig ble det åpnet opp for fleksible løsninger i forhold til oppfyllelse av krav til NO<sub>x</sub> utslipp.

Regjeringsskiftet som følge av gasskraftsaken og den senere debatten i forbindelse med omgjøringssaken for Naturkraft AS, ga spørsmålet om CO<sub>2</sub>-fri gasskraft økt betydning. I debatten har det blitt fremmet ulike syn på teknologienes modningsgrad og kostnadene forbundet med å ta de i bruk. Det har imidlertid vært bred politisk enighet om å styrke forskningsinnsatsen på CO<sub>2</sub>-fri gasskraft.

#### **1.4 Avgrensning og presisering av mandat**

Utvalget er i første del av mandatet bedt om å vurdere hvordan forskning og utvikling kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge, herunder hydrogen og CO<sub>2</sub>-fri gasskraft.

Presisering av begrepene *ny og miljøvennlig* i mandatet er krevende i forhold til den norske utgangssituasjonen. Spørsmålet om hva som er ny gassanvendelse i norsk kontekst må ses i forhold til hvilke anvendelsesområder som allerede finnes for naturgass innenlands. Norge har i dag en svært begrenset infrastruktur og et sparsomt forbruk av gass, både sammenliknet med andre land og i forhold til vår egen tilgjengelighet på gass.

Definisjonen av *nye* anvendelser kan henseile på anvendelser som er nye i forhold til teknologier som ikke er utviklet i dag, hverken i Norge eller andre land. Nye anvendelser av gass kan også relatere seg til anvendelser der det i dag er tradisjon for å benytte andre energibærere nasjonalt eller internasjonalt. Utvalget legger begge forståelsene til grunn i tolkningen av mandatet.

På samme måte kan det foretas ulike vurderinger hva som er *ny miljøvennlig* bruk av gass. Miljøvennlig bruk av gass i Norge kan relatere seg til at naturgass erstatter mer forurensende energikilder, sammenliknet med hvordan tradisjonell naturgassaktivitet skjer internasjonalt. En mer krevende vurdering av miljøvennlig bruk av naturgass kan for eksempel være i de tilfeller naturgassen ikke går til erstatning av andre mer forurensende energibærere, men brukes i ny aktivitet eller til en teknologi der sammenlikningsgrunnlaget ikke finnes.

Utvalget har ikke søkt å foreta en gjennomgang av samtlige anvendelser av naturgass med tanke på hva som kan sies å være miljøvennlige anvendelser. Utvalget har valgt en generell tilnærming, der miljøvennlig bruk av naturgass skal forstås som bruk av naturgass innenfor rammene av våre internasjonale miljøforpliktelser, jf. også kapittel 4.

Utvalget har imidlertid sett det som hensiktsmessig å foreta en avgrensning av mandatet, både av hensyn til tidsfristen som har vært til rådighet, og fordi mandatet nevner eksplisitt CO<sub>2</sub>-fri gasskraft og hydrogen. Utredningen fokuserer i hovedsak på framtidsmulighetene for bruk av naturgass i forbindelse med gasskraftproduksjon med CO<sub>2</sub>-håndtering og bruk av hydrogen. I tillegg er det i noen grad vurdert andre

anvendelser av naturgass som også kan ha framtidsmuligheter i Norge. I utredningen vil CO<sub>2</sub>-fri gasskraft bli omtalt som gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, jf. kapittel 6.

Annen del av mandatet lyder: "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 har i vurderingene særlig vektlagt de norske aktørenes syn på markedspotensiale, tidshorisont og kostnader knyttet til de ulike stadiene i en slik teknologiutvikling.

Et viktig mål med utredningen i forhold til denne delen av mandatet har vært å peke på sentrale forutsetninger og utfordringer knyttet til norske aktørers mulighet til å posisjonere seg nasjonalt og internasjonalt. I denne sammenheng viser utvalget til at en forutsetning for mandatet er at naturgass er tilgjengelig for aktørene og brukerne. Drøftingene som utvalget gjør av mulige gassanvendelser hviler derfor på en forutsetning om infrastruktur som bringer naturgass i land, dersom ikke annet er sagt. Kostnadene ved dette er da ikke medregnet i vurderingen av de ulike anvendelsesområdene.

Del I av rapporten gir en oppsummering og et sammendrag av utvalgets arbeid. I del II-III presenteres faktagrunnlaget for de anvendelsesområdene som utvalget har hatt særlig fokus på. I del IV-VI presenteres utvalgets drøftinger og anbefalinger.

## **1.5 Dissens – særmerknader**

Med "Utvalget anbefaler, det er enighet i utvalget om, utvalget påpeker" etc, menes følgende: "Utvalgets flertall, alle medlemmene, med unntak av Siri Engesæth", jf. også dette medlemmets særmerknad i kapittel 15.

## 2 Sammenheng, konklusjoner og anbefalinger

### 2.1 Sammenheng

I *kapittel 1* er det gitt en beskrivelse av utvalgets mandat og arbeid. Det vises til at bakgrunnen for oppnevningen av utvalget er et politisk ønske om økt bruk av gass innenlands, ut fra hensyn til Norges energisituasjon, miljøhensyn og verdiskaping.

Utvalget avholdt konstituerende møte 22. oktober 2001, og har i alt hatt 10 møter. Utvalget har lagt stor vekt på høring av relevante miljøer som arbeider innen området nye miljøvennlige teknologier, fra brukere, leverandører, forskningsinstitusjoner, distribusjonsselskaper, energiselskaper og interessegrupper. Blant annet ble det avholdt en temadag i Trondheim 17.- 18. januar 2002, der relevante miljø ble hørt i sentrale problemstillinger i forhold til utvalgets mandat.

Med "Utvalget anbefaler, det er enighet i utvalget om, utvalget påpeker" etc, menes følgende: "Utvalgets flertall, alle medlemmene, med unntak av Siri Engesæth", jf. også dette medlemmets særmerknad i kapittel 15.

Utvalget ble oppnevnt 5.oktober 2001 som et hurtigarbeidende utvalg, med fem måneder til disposisjon for utredningen, jf. leveringsfristen 1. mars. Den reelle tiden utvalget har hatt til rådighet må også ses på bakgrunn av at mandatet ble endret i november 2001. Utvalget har siden oppnevningen vært innforstått med, og akseptert å foreta sin utredning innenfor disse rammene. Utvalget registrerer at et utvalgsmedlem, Siri Engesæth, finner prosessen kritikkverdig jf. vedlagte særmerknad. Flertallet i utvalget, Kjell Bendiksen, Kaci Kullmann Five, Bente Hagem, Arent M Henriksen, Eirik Normann, Elizabeth B Ofstad og Geir Owren kan ikke slutte seg til dette. Dette flertallet vil vise til at utvalget har utarbeidet sine konklusjoner og anbefalinger basert på et omfattende faktagrunnlag og høringer av relevante miljø.

Det er naturlig å se oppnevningen av utvalget i forhold til en debatt om energipolitikken som strekker seg mange år tilbake. Diskusjonen om den norske energiforsyningen har særlig vært knyttet til vurderingen av hvilke tiltak som er nødvendig for å imøtekomme en gradvis strammere kraftbalanse. Spørsmålet om bruk av gass og gasskraft har vært særlig omstridt i debatten. Denne diskusjonen må ses på bakgrunn av vår historie, der en omfattende elektrifisering ved hjelp av vannkraft har gitt Norge en nær utslippsfri elektrisitetssektor i dag.

Spørsmålene knyttet til bruk av gass, gasskraft og teknologiutvikling ble tatt opp i forbindelse med behandlingen av St.meld. 29 (1997-98) Om energipolitikken. I innstillingen til energimeldingen understreket et flertall i energi- og miljøkomiteen viktigheten av å gi naturgass en større plass i den fremtidige energiforsyningen. En forutsetning for dette var at bruk av gass kan innordnes våre internasjonale klimaforpliktelser, blant annet gjennom bruk av de fleksible mekanismer som Kyotoprotokollen åpner for. Komiteen ba regjeringen utarbeide en helhetlig strategi for bruk av naturgass i Norge.

I kapittel 3 gis det en nærmere omtale av de vurderinger som ligger til grunn for ønsket om å ta i bruk en større del av naturgassressursene innenlands.

*Norges energisituasjon:* Nær all kraftproduksjon i Norge er basert på vannkraft. Produksjonen av kraft har derfor et variasjonsområde på +/- 25 TWh/år, avhengig av nedbørsforholdene. Den norske energisituasjonen har endret seg de siste 10 årene. En beskjeden vekst i ny produksjonskapasitet gjennom flere år har bidratt til at Norge har gått over fra å være netto krafteksportør til å være netto kraftimportør i år med normale nedbør- og temperaturforhold. Når overføringskapasiteten allerede i stor grad må benyttes til import også i år med normal nedbør, øker sårbarheten for svikt i vannkraftproduksjonen betydelig.

Utbyggingstiden i kraftsektoren er lang, og prosjektene som vil bli fullførte i nær framtid vil gi liten vekst i produksjonskapasiteten. Det er stor usikkerhet knyttet til muligheten for nye overføringsforbindelser til utlandet. Samtidig er mulighetene for å bygge ut ny vannkraft begrenset. Det har derfor vært fokus på bruk av gass som en løsning for å sikre energiforsyningen, både gjennom tilskudd til elektrisitetsproduksjon og gjennom overgang til direkte bruk av gass som alternativ til elektrisitet.

*Miljø:* Naturgass er miljøvennlig i forhold til andre fossile energibærere. Sammenlignet med bruk av kull og oljeprodukter, gir naturgassen lavere utslipp av klimagasser og ved de fleste anvendelser også lavere utslipp av NO<sub>x</sub>, svovel og partikler. Det ligger best til rette for slik overgang hos større forbrukere av kull og fyringsolje i industri- og servicenæringer, og i enkelte segmenter av transportsektoren. Ved bruk av naturgass i deler av transportsektoren, kan utslipp av NO<sub>x</sub> reduseres betydelig og utslipp av SO<sub>2</sub> og partikler elimineres. Bruk av gass i ferger kan gi betydelige reduksjoner i NO<sub>x</sub>-utslipp, og noe reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp.

Forventninger om et relativt strengt regime for utslipp av klimagasser internasjonalt er en helt sentral drivkraft for å fremme ny miljøvennlig bruk av naturgass. For flere land i Europa vil økt bruk av naturgass til blant annet gasskraft bidra til å kunne oppfylle disse målsettingene. Veksten i forbruket av gass vil i stor grad påvirkes av hvilken rolle de enkelte land mener at gassen bør ha for å oppnå utslippsforpliktelser.

*Potensialet for økt nasjonal verdiskaping:* Økt innenlands bruk av naturgass innenfor f.eks. energi-, industri-, husholdning- og transportsektorene er et alternativ til å eksportere naturgass til kontinentet. Innenlands bruk av naturgass vil gi grunnlag for verdiskaping, sysselsetting, industriell og teknologisk utvikling. Mindre enn 1 prosent av norsk naturgassproduksjon går i dag til nedstrøms industriell utnyttelse nasjonalt.

Etablering av en infrastruktur for naturgass er avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for bruk av naturgass i Norge, og er en forutsetning for å ta i bruk nye miljøvennlige gassteknologier. Utbygging av denne type infrastruktur vil derfor gi et positivt bidrag til den nasjonale verdiskapingen. Dette også på bakgrunn av at energietterspørselen i Norge fortsatt vil øke, og at det er et voksende marked for petrokjemiske produkter, plantenæring, metaller, papir og bioprotein til blant annet fiskefor.

I *kapittel 4* gis det en status for bruk av gass i Norge. Norge har av ulike årsaker et svært begrenset forbruk av naturgass i dag sett i forhold til tilgangen på gass. De ulike anvendelsene 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.

Naturgass har en rekke bruksområder, og kan erstatte andre energiformer i mange anvendelser. I hovedsak kan gassens anvendelsesområder deles inn i tre kategorier - energiformål, transportformål og industriell bruk. Bruk av naturgass til industrielle formål dominerer den innenlandske bruken av gass. Medregnet våtgass står industrien for nærmere 97 prosent av landets samlede forbruk av naturgass, mens energiformål og transport utgjør henholdsvis 2,5 prosent og 0,5 prosent av det samlede forbruket av naturgass i Norge. Det finnes imidlertid en rekke planer som innebærer økt bruk av gass i ulike regioner.

I *kapittel 5* drøftes begrepet "ny miljøvennlig bruk av gass". Som bakgrunn for denne drøftingen vises det til at store deler av verdens energi- og kraftforsyning er basert på fossile brensler. Utslippene fra kraftsektoren står alene for nær 40 prosent av verdens utslipp av CO<sub>2</sub>. Den største kilden til utslipp er kullkraft, som utgjør 36 prosent av verdens kraftproduksjon, mens gass- og oljekraft utgjør henholdsvis 16 og 9 prosent. Samtidig er det tilgang på betydelige gjenværende ressurser av olje, gass og kull.

Definisjonen av *miljøvennlig* anvendelse av gass vil vurderes ut i fra ulike ståsteder. Den norske diskusjonen om bruk av gass og gasskraft må ses på bakgrunn av vår historie, der en omfattende elektrifisering ved hjelp av vannkraft har gitt Norge en nær utslippsfri elektrisitetssektor i dag. Mer enn halvparten av den norske energiforbruket dekkes av elektrisitet. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra samlet energibruk i Norge er derfor svært lavt sammenliknet med andre land. I internasjonal sammenheng framstår den norske energiforsyningen som svært miljøvennlig.

Utvalget har ikke søkt å foreta en gjennomgang av samtlige anvendelser av naturgass med tanke på hva som kan sies å være miljøvennlige anvendelser. Utvalget har valgt en generell tilnærming, der miljøvennlig bruk av gass skal forstås som bruk av gass innenfor rammene av våre internasjonale miljøforpliktelser.

Siden mandatet nevner eksplisitt CO<sub>2</sub>-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.

I *kapittel 6* er det gitt en gjennomgang av ulike teknologier for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Slik teknologi har liten oppmerksomhet utenfor Norge. I dag er det i hovedsak to utfordringer som har oppmerksomhet knyttet til mer miljøvennlig

kraftproduksjon internasjonalt; teknologiutvikling som kan gi bedret virkningsgrad og miljøprestasjoner for kullkraftverk og gasskraftverk, samt en overgang fra kullkraft til gasskraft.

Gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, ofte kalt *CO<sub>2</sub>-fri gasskraft*, benyttes som betegnelse på kraftverk med gass som energikilde og der CO<sub>2</sub> skilles ut, enten i forkant, underveis eller i etterkant av kraftproduksjonsprosessen. Prosessen vil ikke være "CO<sub>2</sub> fri" før den utskilte CO<sub>2</sub> håndteres på en måte som gjør at CO<sub>2</sub> ikke lekker ut til atmosfæren.

De mest kjente konseptene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering er:

- rensing av eksosgassen i etterkant av kraftproduksjonen,
- naturgass omdannes til hydrogenrik gass og CO<sub>2</sub> som skilles ut før forbrenning
- forbrenningen av naturgass skjer med rent oksygen istedenfor luft

En har svært begrenset erfaring med skille ut CO<sub>2</sub> fra en kraftproduksjonsprosess. De ulike konseptene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering varierer i modningsgrad. Enkelte er til en viss grad testet ut i annen anvendelse, og noen teknologikonsepter inneholder komponenter som hver for seg er utprøvde. For andre teknologier gjenstår det betydelig utviklingsarbeid.

Med utgangspunkt i anslagene som finnes på kostnader ved de ulike teknologikonseptene er det klart at gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering representerer en betydelig økning i både investerings- og driftskostnader sammenliknet med dagens gasskraftverk. Sett i forhold til et 400 MW gasskraftverk kan dagens teknologikonsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering innebære merkostnader på 4-5 mrd.NOK over kraftverkets levetid.

*Kapittel 7* gir en faktisk fremstilling av ulike måter å håndtere CO<sub>2</sub> på, enten det kommer fra gasskraftverk eller annen type produksjon med utskilling av CO<sub>2</sub>. Utskilt CO<sub>2</sub> kan deponeres i vannførende geologiske formasjoner (akviferer), i forlatte eller produserende petroleumsreservoarer, i kullformasjoner eller direkte i havet. Biologiske og kjemiske prosesser er andre metoder for å binde utskilt CO<sub>2</sub> på. Industriell anvendelse av CO<sub>2</sub> og binding av CO<sub>2</sub> i mineraler omtales også. En felles utfordring for alle lagringsløsninger er at en må være sikker på at CO<sub>2</sub> forblir isolert fra atmosfæren så lenge drivhuseffekten utgjør en trussel mot miljøet på jorden.

Utskilt CO<sub>2</sub> komprimeres og transporteres gjennom rørledning til injeksjonsanlegget. Deretter injiseres CO<sub>2</sub> i en egnet formasjon. Ved konstruksjon og drift av et nytt, miljøvennlig gasskraftverk over et visst antall år, utgjør kostnader relatert til rørledning, injeksjonsbrønn og transport omlag 25 prosent av de totale kostnadene. Etter at anlegget er kommet i drift, utgjør transportkostnadene en relativt liten andel av driftskostnadene for deponering.

CO<sub>2</sub> kan anvendes industrielt på mange måter, men ikke i de kvanta det er snakk om ved storskala rensing av eksosgass fra kraftverk. For slike kvanta er det kun en kjent anvendelse der CO<sub>2</sub> kan ha en positiv verdi, og det er bruk av CO<sub>2</sub> som injeksjonsgass i forbindelse med petroleumsproduksjon. Andre anvendelser vil kunne være kommersielt attraktive avhengig av lokale forhold, som for eksempel nærhet til en

bruker. Et felles trekk ved disse anvendelsene vil være at de ikke vil være i stand til å ta hele den produserte CO<sub>2</sub> mengden fra et gasskraftverk.

*Kapittel 8* beskriver ulike sider ved hydrogen som energibærer.

Teknologibeskrivelsen tar utgangspunkt i internasjonal status på området. Satsingen på hydrogen som energibærer i Norge adresseres i kapittel 12. Hydrogen presenteres som et miljøvennlig drivstoff med høyt energiinnhold, velegnet i et fremtidig energisystem. Kapitlet setter fokus på ulike former for produksjon av hydrogen fra naturgass, men beskriver også produksjon fra vann og biomasse. Tilfredsstillende lagring og distribusjon av hydrogen er en forutsetning for økt bruk av hydrogen. Ulike former for lagring og distribusjon, og utfordringer knytte til disse, blir beskrevet. Det pekes på at hydrogen kan brukes som brensel i brenselceller eller i ulike forbrenningssystemer. Det kan benyttes i stasjonære systemer, for eksempel i distribuert kraft/varmeproduksjon, eller i transportsektoren. Hydrogen som energibærer er foreløpig i en ikke-kommersiell fase. Produksjonskostnadene vil imidlertid avhenge av hvordan hydrogenet produseres og i hvor stor skala produksjonen foregår.

*Kapittel 9* tar for seg gass til distribuert kraft- og varmeproduksjon, det vil si at gassen distribueres for anvendelse til kraft- og varmeproduksjon fra mindre produksjonsenheter plassert geografisk i nærheten av forbrukerne. Distribuerte systemer regnes som energieffektive og miljøvennlige løsninger. Det blir pekt på at for å få høy virkningsgrad i distribuerte anlegg forutsettes det at spillvarmen kan utnyttes til oppvarming. Det må da ligges til rette for vannbåren eller luftbåren varme i bygninger. Selv om kostnadene i det elektriske nettet reduseres ved distribuert kraft/varme, vil kostnadene ved infrastruktur for gasstransport trolig være den viktigste hindringen for utvikling av et mer distribuert kraft/varmesystem i Norge. Beskrivelsen av distribuert kraftforsyning omhandler også brenselceller. Serieproduksjon av brenselcellebiler kan komme i 2003-2005. Trolig vil brenselceller bli tatt i bruk like tidlig i distribuert kraftforsyning. Markedet for brenselceller er i klar vekst internasjonalt, men kostnadene er foreløpig høye.

*Kapittel 10* gir en oversikt over de mest sentrale internasjonale aktivitetene når det gjelder forskning, utvikling og demonstrasjon av ny energiteknologi, med spesiell fokus på områdene gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering og hydrogen. Dette inkluderer aktiviteter innenfor EUs 5. og 6. rammeprogram, IEA samarbeidsavtaler og Nordisk energiforskning, samt relevante aktiviteter i USA og Japan. Det gis også en beskrivelse av CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP) som er det største industrielle initiativet for å videreutvikle gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub>-deponering internasjonalt, og der også norske selskaper deltar.

*Kapittel 11* gir en gjennomgang av rammebetingelser som er særlig relevante for nye miljøvennlige anvendelser av naturgass. Det er lagt vekt på å beskrive dagens organisering av støtte til forskning og utvikling, introduksjon av naturgass og investeringer i infrastruktur for naturgass. Av andre relevante rammebetingelser er det gitt en omtale av støtten som gis til andre teknologier (nye fornybare), samt en gjennomgang av CO<sub>2</sub>-avgiften og øvrige virkemidler for å redusere utslipp av klimagasser og lokal luftforurensing. I tillegg beskrives relevante EØS-direktiver og regler, med særlig vekt på reglene for offentlig støtte.

*Kapittel 12* beskriver de utfordringer som er felles for nye miljøvennlige anvendelser av gass. En felles utfordring knyttet til alle nye miljøvennlige anvendelser av gass er at tilgjengeligheten på naturgass i Norge er begrenset til noen få områder. Selv om det er et bredt politisk ønske om økt bruk av gass innenlands, finnes det foreløpig ingen generelt utformet virkemiddelbruk rettet mot å fremme ny infrastruktur for gass. Med offentlig medvirkning kan det imidlertid åpne seg muligheter. Offentlige støtteordninger kan bidra til å redusere risiko i en fase hvor nye industristeder er under oppbygging. I forbindelse med ilandføring til gasskraftverk, eller andre større gassprosjekter som gjennomføres, kan også offentlig medvirkning bidra til å sikre større distribusjon enn planlagt. Dette kan skje ved støtte til utbygging av for eksempel grenrør. Ny gassinfrastruktur må imidlertid sees i sammenheng med utvikling og forsterkning av elnettet i Norge.

En hovedutfordring i forhold til større utbredelse av nye miljøvennlige gassteknologier er at teknologikonseptene ikke er tilstrekkelig utviklet, eller for kostbare i bruk. Det synes i dag å være et svært begrenset markedspotensiale for slike teknologier. En avgjørende forutsetning for at nye miljøvennlige gassteknologier skal tas i bruk er at kostnadene kan reduseres gjennom bl.a. forskning og utvikling. Trolig må det utvikles teknologi som er minst 50 prosent billigere for at løsningene skal bli kommersielt konkurransedyktig med de kraftpriser og kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp som man forventer i overskuelig fremtid.

En slik utvikling krever betydelige ressurser, både finansielle og kompetansemessige, og vil ta tid. En rekke av aktørene utvalget har vært i kontakt med viser til at det kan være realistisk å oppnå kostnadsreduksjoner på 30-50 prosent innenfor en 10-15 årsperiode, forutsatt en dedikert satsing på forskning og utvikling av slike teknologier. I denne sammenheng er det understreket at teknologiutvikling med tanke på nye konsepter og/eller en stor reduksjon i kostnader vil kreve betydelig tid og ressurser.

En viktig utfordring knyttet til en norsk satsting er også at markedet for teknologier basert på gass i dag betjenes av store internasjonale aktører, med tilgang på andre utviklingsressurser enn i Norge. De største kundene, som vil utgjøre markedsgrunnlaget for en eventuell videreutvikling av ulike gassteknologier, er også internasjonale. Det norske markedet alene er for lite til å forsvare en utvikling og kommersialisering av gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering både for norske og internasjonale selskaper.

Utvikling, utprøving og kommersialisering av ny teknologi krever betydelige investeringer. De store energi- og leverandørselskapene gjør en kommersiell vurdering av hvilke teknologiområder det er hensiktsmessig å kanalisere ressurser til. Dette innebærer at en satsing på gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, med et mulig framtidig marked, vil veies opp mot en videreutvikling av dagens gasskraftteknologi, som har et kommersielt marked idag. Det er i dag en sterkt økende etterspørsel rettet mot konvensjonelle gasskraftverk på verdensbasis, og leverandørselskapenes utviklingsarbeid i forhold til gasskraft er i stor grad konsentrert rundt bedret virkningsgrad og reduserte kostnader i slike kraftverk. Basert på den internasjonale energisammensetning og forventede CO<sub>2</sub>-kostnader under Kyotoprotokollen vil dette trolig være tilfelle i mange år framover.

Selskaper som Statoil, Hydro, Aker Maritim og Kværner har i mange år arbeidet med konkrete teknologier eller problemstillinger knyttet til gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Summen av de norske FoU aktiviteten på gasskraft med CO<sub>2</sub> - håndtering har i løpet av få år nådd et betydelig omfang, og favner en rekke teknologier og forskningsområder. Dette fokuset setter Norge i en særstilling, og gir samtidig et godt utgangspunkt for en langsiktig teknologiutvikling med et sterkt innslag av norske aktører.

I *kapittel 13* gis det en vurdering av hvordan forskning og utvikling kan bidra til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon i Norge. Første del av kapittelet gir en gjennomgang av dette i forhold til henholdsvis gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, CO<sub>2</sub>- deponering og hydrogen. Siste del av kapittelet gir en vurdering av en samlet oppfølging på disse områdene.

Et viktig grunnlag for vurderingen i dette kapittelet har vært dialogen med de norske aktører som arbeider med miljøvennlige anvendelser og teknologier for gass. Utvalget har i denne prosessen fått innsyn i ulike miljøers erfaringer fra dagens satsing, og hva som eventuelt vurderes som mangler med dagens organisering i forhold til de utfordringene aktørene står ovenfor.

Et sentralt budskap fra denne gjennomgangen er at en fra myndighetens side i begrenset grad kan bestemme forløpet til teknologisk utvikling gjennom sine satsingsområder. Det er summen av rammevilkår og utviklingen i internasjonale energi- og teknologimarkeder som avgjør hvor raskt og hvilken retning teknologiutviklingen skjer i årene framover. Bare ved å legge til grunn og adressere de faktisk forutsetninger og utfordringer som eksisterer nasjonalt og internasjonalt kan en satsing på dette området være vellykket. En forsering av forskning og utvikling knyttet til nye miljøvennlige gassteknologier er mulig til et visst punkt. Dette har imidlertid begrenset verdi dersom det fortsatt ikke foreligger tilstrekkelig kommersielt marked for teknologiske løsninger.

Det er for tidlig å si hva slags konsept for *gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering* som vil vise seg å ha størst potensiale. Det er derfor i dag ikke mulig å gi en konkret anbefaling om å foretrekke en framfor andre av dagens teknologiløsninger for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Det er bred enighet i utvalget om at teknologiforbedring og utvikling av nye løsninger er nødvendig før det kan tas stilling til hvilke teknologiske konsepter som det er aktuelt å ta videre til demonstrasjonsstadiet.

Som følge av dette er det avgjørende at det over en viss periode satses på et bredt spekter av teknologier med tanke på å bringe fram nye konsepter og teknologiske løsninger. Ved å sentrere innsatsen om et eller noen få konsept på et for tidlig tidspunkt, kan en risikere å ta forhastede valg i forhold til hvilke teknologier som kan vise seg være mest lovende på sikt. Selv om det legges opp til en periode med bred satsing, vil det på et tidspunkt være nødvendig å snevre inn antall FoU-prosjekter og gå videre med et eller flere konsepter til en demonstrasjonsfase.

Oppsummert bør utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-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 hensiktsmessig å hoppe over fase 1, eventuelt også fase 2, og gå rett på realisering av et fullskala anlegg. Det mest effektive på sikt, for å frambringe konkurransedyktige løsninger vil være å følge normal teknologisk utviklingsprosess, med etablering og drift av demonstrasjonsanlegg før fullskala produksjonsanlegg besluttes. Bare på denne måten kan konseptenes reelle teknologiske og økonomiske potensiale avklares og kvalifiseres, og en unngår satsinger som senere kan vise seg å være teknologiske blindspor

Lønnsomheten i ulike konsepter for CO<sub>2</sub>-håndtering kan øke ved at CO<sub>2</sub> får verdi i en annen anvendelse. Norske løsninger knyttet til *deponering og anvendelser av CO<sub>2</sub>* kan ikke eksporteres uten videre, men bare i den grad det har relevans for tilsvarende løsninger internasjonalt. De norske konseptene som er knyttet til særnorske muligheter for CO<sub>2</sub>-håndteringen, kan derfor vise seg å være av begrenset interesse for andre land uten tilsvarende løsninger.

Viktige utfordringer knyttet til deponering er sikkerhet, forsvarlig lagring av CO<sub>2</sub> og verifisering av dette. Samtidig er det uløste juridiske problemstillinger knyttet til eierforhold til reservoar og langtidslagring av CO<sub>2</sub>. Det anbefales å legge opp til en åpen diskusjon fra norsk side vedrørende de vitenskapelige, juridiske og institusjonelle spørsmål knyttet til deponering av CO<sub>2</sub>, på nasjonalt såvel som internasjonalt nivå. Trolig er det særlig behov for å bidra med informasjon og kunnskap fra praktisk erfaring på norsk sokkel (Sleipner) og at det settes i gang teknisk/vitenskapelig forskningsarbeid i denne sammenheng.

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

Den største utfordringen for bruk av hydrogen i stor skala, er at et hydrogenmarked vil måtte bygges opp over tid, samtidig som det forutsetter en trinnvis oppbygging av et distribusjonssystem for hydrogen. Det vil ta lang tid å få etablert så store markeder at man kan forsyne hydrogen gjennom rørledninger fra store produksjonsanlegg. Det vurderes ikke som sannsynlig med et slikt marked før etter 2015. Lagring av hydrogen vil trolig være den største usikkerhetsfaktoren knyttet til et kommersielt gjennombrudd for hydrogen som drivstoff i kjøretøy. Et slikt gjennombrudd for hydrogen som drivstoff kan ligge minst 10 år frem i tid.

Oppgaven de nærmeste årene bør være å definere hvor Norge har sine fortrinn og systematisk bygge videre på disse. Dette gjelder blant annet:

- god tilgang på naturgass som kilde for hydrogenproduksjon
- muligheter for deponering av CO<sub>2</sub>

- lang erfaring fra storskala produksjon av hydrogen
- kompetanse på hydrogenløsninger, både i industrien og i flere FoU-miljøer

Dagens *organisering av FoU innenfor miljøvennlige naturgassanvendelser* synes å ha vært hensiktsmessig i en tidlig, forskningsdominert fase. Dersom den norske innsatsen skal kunne møte utfordringene over tid og frembringe konkurransedyktig teknologi og produkter i et internasjonalt marked, har leverandørbedrifter, FoU-miljøer og energiselskaper pekt på at det er behov for en organisering som oppsummert tar hensyn til at det er:

- i) Begrenset markedspotensiale for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering i dag
- ii) Større grad av langsiktighet og stabilitet for forskning og teknologiutvikling
- iii) Bedre samspill og samordning i innovasjonsskjeden
- iv) Viktige aktører er ikke norske

Organiseringen av satsingen 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 insentiver i de forskjellige stadiene av teknologiutviklingen. Med dagens virkemiddelapparat er det imidlertid organisatorisk komplisert og økonomisk meget krevende å få til en sammenhengende virkemiddelbruk for å realisere både forskning, pilotprosjekter, teknologidemonstrasjon og kommersialisering for gasskraftteknologi.

Ut i fra at samlet satsing skal følge alle leddene i teknologiutviklingen, vil det være nødvendig å vurdere nye organisasjonsformer. En hensiktsmessige organisering kan være i form av et statlig innovasjonsselskap. En samling av satsingen i form av et selskap er egnet ivareta et overordnet ansvar for helheten, både i forhold til de ulike teknologier og anvendelser og i forhold til de ulike teknologistadiene.

For å sikre langsiktighet og stabilitet i engasjement bør det spesielt vurderes ulike modeller som ivaretar dette behovet, samt omfanget av finansieringen av et slikt innovasjonsselskap. Det nærliggende for en langsiktig organisering av det samlede området miljøvennlige gassanvendelser/teknologier, er å basere seg på en fondsmodell. Dersom det etableres et slikt fond kan avkastningen disponeres av innovasjonsselskapet. En annen modell er å tilføre selskapet en kapitalbase hvor også deler av denne kan disponeres, i tillegg til avkastningen.

Ved slik ny organisering vil det fortsatt være viktig å bevare et sterk forskningsfaglig forankring og koordinering i Norges forskningsråd. Utvalget anbefaler at det etableres et samlet forskningsprogram under Norges forskningsråd som omfatter alle relevante områder (med unntak av den frie grunnforskningen). Det forutsettes et tett samarbeid mellom Forskningsrådet og det anbefalte innovasjonsselskapet.

*Kapittel 15* drøfter samfunnsøkonomiske konsekvenser av utvalgets forslag. Utvalget har vurdert ulike forutsetninger som må være tilstede for økt miljøvennlig bruk av gass i Norge. I denne sammenheng har utvalget pekt på behovet for nærmere utredninger på en rekke områder. Utvalget legger til grunn at videre arbeid og utredninger på disse områdene er nødvendig for å bidra til et tilstrekkelig

beslutningsgrunnlag for den strategi som skal legges for økt miljøvennlig bruk av gass i Norge. Utvalget vurderer at oppfølgingen av disse forslagene kan skje innenfor forvaltningens ordinære rammer.

Utvalget har vurdert og gått inn for en sterk økning i satstingen for å fremme forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser og teknologier. Utvalget har sett det som viktig at en slik satsing har et langsiktig perspektiv (15 år), og at organiseringen vurderes grundig i forhold til de sammensatte utfordringer som er knyttet til denne målsettingen. Forholdet til EØS-reglene av en slik satsing må vurderes nøye.

Utvalgets forslag vurderes å ha positive samfunnsøkonomiske virkninger. I denne sammenheng vektlegger utvalget at forslaget vil bidra til å stimulere den langsiktige teknologi- og industriutviklingen i Norge og legge grunnlag for å oppnå økt miljøvennlig bruk av gass. Forslag til ny satsing og organisering vil gi en sammenhengende og helhetlig virkemiddelbruk for å realisere både forskning, pilotprosjekter, teknologidemonstrasjon og kommersialisering for ulike typer miljøvennlig gassteknologi. De finansielle rammene for forskning og utvikling blir stabile, noe som vil gi grunnlag for langsiktige satstinger. Dette er en forutsetning for å realisere en slik teknologiutvikling som er tid- og kapitalkrevende, og som favner en rekke ulike aktører. Dette vil kunne være et viktig bidrag til fremveksten av en norsk gassklynge.

*Kapittel 16 er særmerknad fra ett av utvalgets medlemmer.*

## **2.2 Utvalgets konklusjoner og anbefalinger**

Med "Utvalget anbefaler, det er enighet i utvalget om, utvalget påpeker", menes følgende: "Utvalgets flertall, alle medlemmene, med unntak av Siri Engesæth", jf. også dette medlemmets særmerknad i kapittel 15.

### *Bakgrunn*

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 gassteknologier. Etablering 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 utbygging 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 det 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 fyringsolje i industri- og servicenæringer, og i enkelte segmenter av transportsektoren. En slik konvertering vil i sterk grad redusere utslipp av NO<sub>x</sub>, svovel og partikler og samtidig føre til en moderat reduksjon av CO<sub>2</sub>-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<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>-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, jf. kapittel 4.

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 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 Grenland-området 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 m.v særlig vurderes i forhold til de samlede positive synergieffekter som kan oppnås.

#### *Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering*

Utvalget mener at det må ha høy prioritet å få fram teknologier som raskest mulig kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Med utgangspunkt i de teknologiske konseptene som foreligger, er det imidlertid enighet i utvalget om at det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 besluttet. På den måten kan anleggenes reelle teknologiske og økonomiske potensiale avklares. Å bryte med en slik naturlig teknologisk/kommersiell utvikling vil kunne føre til forhastede valg som senere viser seg å være teknologiske blindspor.

Utvalget anbefaler at ulike teknologiske løsninger for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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.

### *CO<sub>2</sub>-håndtering*

Kostnader til kompresjon, transport og injeksjon av CO<sub>2</sub> utgjør 30-40 prosent av kostnadsgapet mellom dagens gasskraftverk med best tilgjengelig teknologi og en ny løsning med CO<sub>2</sub>-håndtering. Utvikling av økonomisk konkurransedyktige gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering vil derfor være avhengig av teknologiske og økonomiske gjennombrudd også på disse områdene. Utvalget ser bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeproduksjon som et interessant alternativ til ren CO<sub>2</sub>-lagring, fordi dette kan innebære muligheter for å redusere kostnadsgapet betydelig. Store mengder CO<sub>2</sub> må da være tilgjengelig til dette formål, noe som på sikt vil kreve oppbygging av egnet infrastruktur for transport av CO<sub>2</sub>. Geografisk samling av CO<sub>2</sub>-utslipp vil gjøre dette mindre kostnadskrevende.

Utvalget vil understreke viktigheten av de pågående utredninger og kartlegginger av potensialet for bruk av CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> for offshore deponering eller trykkstøtte vil kreve betydelige investeringer. Økonomisk forsvarlig drift vil dessuten forutsette meget store CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-lagring i geologiske formasjoner offshore, mener utvalget at CO<sub>2</sub>-transport på skip kan være et interessant og realistisk alternativ.

Det er fortsatt et behov for dokumentasjon av hvorvidt ulike løsninger for CO<sub>2</sub>-lagring er forsvarlige 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 nisjeområder 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 dette må være en del av den totale satsingen som omtales i punkt 9 nedenfor.

### *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-miljø 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 CO<sub>2</sub>-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 kostnadskrevenende 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, og 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 et 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 mrd. NOK.

En slik kapitalbase åpner for en årlig satsing på omlag 300 mill. NOK som da skal finansiere både forskning, kompetanseoppbygging, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering.

Utvalget ser det som viktig at et slikt innovasjonsselskap forvalter hovedtyngden av den offentlige innsatsen innenfor alle relevante hovedområder; blant annet gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, hydrogen som energibærer, og CO<sub>2</sub>-deponering og salg av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning.

Utvalget anbefaler 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 enkeltselskaper. Utvalget finner ikke dette formålstjenlig.

## II BRUK AV NATURGASS - BAKGRUNN

### 3 Et ønske om økt bruk av naturgass i Norge

#### 3.1 Innledning

Total mengde utvinnbar gass på norsk sokkel (inkludert produsert volum) er anslått til om lag 7000 mrd. Sm<sup>3</sup>. Så langt er det produsert om lag 10 prosent av de totale gassressursene på norsk sokkel.

Med bakgrunn i ressurs situasjonen på norsk sokkel, og gitt at kun en liten del av ressursene er produsert så langt, er det grunn til å tro at gassvirksomheten i Norge har en svært langsiktig horisont, kanskje opp mot 100 år med dagens produksjonsprofil. Halvparten av de påviste gjenværende petroleumsressursene på kontinentalsokkelen er naturgass, og gass vil derfor spille en stadig viktigere rolle i den norske petroleumsvirksomheten. Produksjonen av gass utgjør i dag om lag 25 prosent av den totale petroleumsvirksomheten, men denne andelen forventes å øke utover i tid.

Norges eget forbruk av naturgass er imidlertid svært beskjedent. Ser en bort ifra forbruket på sokkelen, jf. kapittel 4, er det i størrelsesorden kun en prosent av den samlede årsproduksjonen som benyttes innenlands. Til sammenlikning har Europa et forbruk av naturgass som er 50 prosent større enn sin egen produksjon. Kombinasjonen av en slik betydelig tilgang på egne energiresurser og et relativt sett lavt forbruk innenlands, er unik i verdenssammenheng. Historisk skyldes dette flere forhold, der geografi, bosetning og en tidlig satsing på en oppbygging av et overføringsnett for elektrisitet med bakgrunn i vannkraftressursene står sentralt. Da produksjonen av naturgass kom i gang på norsk sokkel, fantes det ikke samme grunnlag for å bygge opp et distribusjonsnett for gass om i øvrige land i Europa. Norge har derfor i dag et svært begrenset rørbasert distribusjonsnett for naturgass, kun lokalisert rundt ett av ilandføringsstedene for gass.

Også i andre nordiske land er det et langt større forbruk av naturgass enn i Norge, samt et bedre utbygd distribusjonsnett. Fra Sjælland i Danmark går det en ledning til sør-Sverige som går videre nordover til Gøteborg. Distribusjonsnettet for gass i Sverige dekker bare den sørvestlige delen av landet. Det finske naturgassnettet strekker seg fra sørøst i Finland og vestover, med en gren nordover og en gren sørover i den vestlige delen. Omtrent halvparten av Finlands befolkning bor innen rekkevidde av gassnettet.

#### **Boks 3.1 Nærmere om utviklingen av gassforbruket i Europa**

Naturgassforbruket har blitt vel fordoblet i Europa siden 1970. Særlig de siste ti årene har en sett en sterk vekst i naturgassforbruket. I løpet av 1990-tallet vokste forbruket med over 3 prosent per år, mens det totale energiforbruket i denne perioden vokste med under 1 prosent per år. Veksten i etterspørselen etter naturgass til kraftproduksjon har vært størst (om lag 10 prosent per år). Innenfor kraftsegmentet

har naturgass særlig blitt mer konkurransedyktig fordi nye gasskraftverk har blitt betydelig mer kostnadseffektive. Forbruket av naturgass i Europa er for år 2000 anslått til omlag 460 mrd. Sm<sup>3</sup>. Det er forventet at veksten i det totale europeiske forbruket av gass også i de neste to tiårene vil bli betydelig.

Husholdninger er den største sektoren for sluttforbruk med et forbruk på rundt 135 mrd. Sm<sup>3</sup> gass per år. Andre offentlige og kommersielle bygninger har et forbruk på rundt 36 mrd. Sm<sup>3</sup> gass. Oppvarming av bolig- og forretningsbygg og varmtvann for bruk i slike bygninger står for om lag 50 prosent av sluttforbruket av naturgass Europa.

Industrien har et sluttforbruk på 131 mrd. Sm<sup>3</sup> gass. Kjemisk industri (inkludert petrokjemi) representerer den klart største bransjen med et forbruk på vel 43 mrd Sm<sup>3</sup>. Denne industrien bruker gass som råstoff, til varmeformål og til konvertering til andre energibærere. De andre store gasskonsumerende bransjene er jern og stål, ikke-metalliske mineraler, mat og tobakk og tremasse og papir.

Transportsektoren bruker knapt 0,7 mrd. Sm<sup>3</sup> naturgass. Dette dreier seg i hovedsak om drift av rørledninger. Italia representerer et spesialtilfelle. Der er avgiftssystemet innrettet med sikte på å få busser og biler til å bruke gass. Volumene blir likevel små i denne sammenheng.

Det har vært en særlig sterk vekst i bruken av naturgass i energiforsyningen de siste 30 årene. I denne perioden er bruk av naturgass til elektrisitetsproduksjon tredoblet, og gassbasert produksjon av kraft og varme fordoblet. Bruken av naturgass for fjernvarmeproduksjon er også tredoblet, men fra et beskjedent volum.

Det synes i dag å være relativt bred enighet i Norge om å oppnå mer verdiskaping innenlands ved blant annet å anvende en større andel av denne naturgassen nasjonalt. Dette kan samtidig bidra positivt til et mer energieffektivt og miljøvennlig energisystem.

Utredningens mandat med dets begrunnelse og bakgrunn, jf. kapittel 1, har vært det styrende elementet for utvalgets vurderinger og anbefalinger. Samtidig har utvalget i sitt arbeid lagt til grunn at det er et politisk ønske om økt bruk av naturgass i Norge. Det vises i denne sammenheng til Stortingets behandling av St.meld. nr. 44 (1994-1995) Norge som gassnasjon – bruk av naturgass i Norge i Innst.S. nr. 149 (1995-1996) hvor blant annet følgende føringer ble gitt:

"Komiteen går inn for at det satses på lønnsom og miljøvennlig innenlandsk anvendelse av norsk gass, også til industrielt forbruk. Dersom naturgassen erstatter andre fossile brensler, vil utslippene av klimagasser reduseres. Naturgassen må forvaltes i et perspektiv som strekker seg over flere generasjoner og som sikrer størst mulig inntekter. I introduksjonsfasen kan et begrenset myndighetsengasjement være nødvendig, men også næringslivet har et ansvar for at bruken av gass i Norge tiltar etter hvert som tilgjengeligheten øker. Dette gjelder både industriell bruk, i transportsektoren og andre muligheter som gassen gir åpning for."

"Komiteens flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet, Høyre og medlemmet Hillgaar, vil vise til at selv om energibruken i Europa er i ferd med å flate ut, så skjer det en klar endring i

sluttbrukernes energietterspørsel med en relativt sterk økning i elektrisitetsforbruket. Selv med en fallende trend i landenes samlede energibruk, vil etterspørselen etter elektrisitet sannsynligvis fortsatt øke. Det vil derfor være av stor miljømessig betydning at generering av elektrisitet skjer med brennstoff som gir lavest mulig utslipp."

"Et annet flertall, medlemmene fra Senterpartiet, Høyre og Sosialistisk Venstreparti og Kristelig Folkeparti, viser til at naturgass representerer den mest aktuelle "energibro" mellom en fossil tidsalder og et fremtidig energibilde dominert av fornybare energibærere og hydrogen. I så måte stiller Norge i en gunstig situasjon for eksempel ved at hydrogen kan fremstilles tilnærmet CO<sub>2</sub> fritt både fra naturgass og ved elektrolyse av vann hvor prosessen kan drives av vannkraft."

I Innst.S. nr.122 (1999-2000) viser et flertall i energi- og miljøkomiteen til følgende i sin behandling av St.meld. nr. 29 (1998-1999) Om energipolitikken:

"Komiteens flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet, Fremskrittspartiet og Høyre, viser til at Norge har betydelige energiresurser. Norge rå over nesten 1/3 av Vest-Europas vannkraftproduksjon, halvparten av gassreservene og 3/4 av oljereservene. Til sammenligning har Norge 1 prosent av befolkningen. I mer enn 100 år har Norge vært ledende når det gjelder å utnytte energiresursene, og vi har bygget opp kompetanse og teknologi i verdensklasse. Flertallet ser utbygging av gasskraftverk som en moderne videreføring av denne tradisjonen."

Videre påpeker et annet flertall:

"Et annet flertall, medlemmene fra Arbeiderpartiet og Høyre, vil understreke at et absolutt krav til bruk av naturgass i Norge er at dette kan innordnes våre internasjonale klimaforpliktelser."

Utvalget legger til grunn at utslipp av klimagasser knyttet til kraftproduksjon er en global utfordring, hvor Norge skal bære sitt ansvar i henhold til internasjonale forpliktelser under Klimakonvensjonen og Kyotoprotokollen, og i henhold til nasjonal klimapolitikk og nasjonale mål.

Hvordan økt bruk av gass i Norge blant annet kan bidra til å bedre den nasjonale kraftbalansen, til å redusere de globale utslippene av klimagasser og stimulere til økt verdiskaping, utdypes nedenfor.

### **3.2 Bidrag til energiforsyningen**

Norge er i en særegen situasjon med hensyn til vår rikelige tilgang på energiresurser. Store vannkraftressurser ble grunnlaget for en omfattende elektrifisering av landet i forrige århundre. Senere ble olje- og gassressursene på norsk sokkel oppdaget og satt i produksjon.

Dette har gitt et annet utgangspunkt for å ta i bruk ulike energibærere i Norge. Øvrige europeiske land er svært avhengige av importert energi. Hensynet til forsyningssikkerheten i disse landene har lagt grunnlag for en diversifisert energiforsyning. Den store energiproduksjonen i Norge har i mange år medført at overgang til andre energibærere, som for eksempel naturgass, har vært av liten betydning for forsyningssikkerheten innenlands.

Vannkraften står for nær all elproduksjon i Norge, noe som gjør den norske energiforsyningen svært utsatt for svikt i nedbøren. I dag kan det produseres 118 TWh i et år med normal nedbør. Den norske produksjonsevnen har imidlertid et variasjonsområde på +/- 25 TWh/år avhengig av nedbørsforholdene. Tørråret 1996 ga en påminnelse om sårbarheten i en energiforsyning som er svært elektrisitetsavhengig.

Den norske energisituasjonen har endret seg de siste 10 årene. Fra 1990-2000 økte bruken av elektrisitet med 18 TWh, mens tilveksten i ny produksjonskapasitet i samme periode bare var 3,9 TWh. Den beskjedne veksten i ny kraftkapasitetet gjennom flere år har bidratt til at Norge har gått over fra å være netto krafteksportør til å være netto kraftimportør i år med normale nedbør- og temperaturforhold. Når overføringskapasiteten allerede til en viss grad må benyttes til import også i år med normal nedbør, øker sårbarheten for svikt i vannkraftproduksjonen. Gitt eksisterende planer for utbygging av ny kraft, er det grunn til å regne med at evnen til å håndtere slike situasjoner vil bli ytterligere svekket i de nærmeste årene.

Det er en nær sammenheng mellom økonomisk vekst og økning i forbruket av elektrisitet. Selv med en satsing på energiøkonomisering er det trolig at forbruket vil fortsette å stige i årene som kommer, både som følge av økonomisk vekst, befolkningsvekst og en utvikling mot husholdninger med større gjennomsnittlig boligareal.

Når det gjelder forventninger om ny tilgang på kraft har det også vist seg at det er stor usikkerhet knyttet til muligheten for nye overføringsforbindelser til utlandet. Samtidig er mulighetene for å bygge ut ny vannkraft begrensede. Utbyggingstiden i kraftsektoren er lang, og prosjektene som vil bli fullførte i nær framtid vil gi liten vekst i produksjonskapasiteten.

Det har derfor vært fokus på bruk av gass som en løsning for å sikre energiforsyningen, både gjennom tilskudd til elektrisitetsproduksjon og gjennom overgang til direkte bruk av gass som alternativ til elektrisitet. 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). I denne forbindelse ble det pekt på at satsing på naturgass ville være et viktig element i politikken for omlegging av energisektoren. Med bakgrunn i kraftbalansen og behovet for ny produksjonskapasitet, vedtok også et flertall i Stortinget at det skulle legges til rette for gasskraftproduksjon basert på dagens best tilgjengelige teknologi i Norge.

### **3.3 Miljøaspektet**

#### *3.3.1 Internasjonale drivkrefter*

Forbrenning av fossile brensler innebærer utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser, utslipp av NO<sub>x</sub> og flyktige organiske forbindelser (VOC). I tillegg kommer mindre mengder SO<sub>2</sub> og partikler. De ulike utslippskomponentene bidrar til ulike miljøproblemer, som på hver sin måte er internasjonale av natur.

Klimaproblemet er globalt sett den største miljøutfordringen vi står overfor. Menneskeskapte utslipp av klimagasser øker konsentrasjonen av klimagasser i

atmosfæren. Det er denne økningen i konsentrasjonen av klimagasser, med temperaturstigning som resultat, som vanligvis kalles "drivhuseffekten".

Den tredje hovedrapporten fra FNs klimapanel viser at utviklingen i blant annet temperatur, havnivå, istykkelse og nedbør tilsammen gir et bilde av en klode under oppvarming. Innholdet i denne rapporten viser tydelig alvoret i situasjonen og forsterker behovet for en felles global innsats for å møte klimaproblemet.

Klimakonvensjonen fra 1992 med Kyotoprotokollen fra 1997 er de internasjonale avtalene som skal begrense de globale utslippene av klimagasser. Gjennom protokollen er det vedtatt en bindende avtale som utdyper og konkretiserer forpliktelsene i Klimakonvensjonen.

Kyotoprotokollen setter et øvre samlet tak for hvor store utslipp av klimagasser fra de industrialisert landene kan være. I tillegg inneholder den konkrete utslippsforpliktelser for hvert enkelt land og EU.<sup>1</sup> Kyotoprotokollen inneholder tre ulike mekanismer for å gjennomføre klimatiltak over landegrensene: internasjonal kvotehandel, felles gjennomføring og den "grønne" utviklingsmekanismen. Den sistnevnte mekanismen gjelder investeringer i klimatiltak i utviklingsland.

Klima- og miljøhensyn generelt vil få betydning for hvor raskt behovet for naturgass vil vokse. For flere land i Europa vil økt bruk av naturgass til blant annet gasskraft bidra til å kunne oppfylle disse målsettingene. Veksten i forbruket av gass vil i stor grad påvirkes av hvilken rolle de enkelte land mener at gassen bør ha for å oppnå utslippsforpliktelser. Forventninger om et relativt strengt regime for utslipp av klimagasser internasjonalt er en helt sentral drivkraft for å fremme ny miljøvennlig bruk av naturgass.

### 3.3.2 *Naturgass som miljøvennlig energikilde og -bærer*

Naturgass er miljøvennlig i forhold til andre fossile energibærere. Sammenlignet med bruk av kull og oljeprodukter, gir naturgassen lavere utslipp av klimagasser og ved de fleste anvendelser også lavere utslipp av NO<sub>x</sub>, svovel og partikler. Bygging av gasskraftverk med eller uten CO<sub>2</sub>-håndtering, som erstatter økt bruk av kull- og oljekraft på kontinentet, vil kunne bidra til store utslippsreduksjoner av klimagasser globalt. Ved å følge en slik strategi, vil utslippene i Norge kunne øke isolert sett. Utslipp av klimagasser bør imidlertid sees i sammenheng, og på tvers av landegrensene.

De fleste land i Europa har naturgass som en del av sin energiforsyning, ut fra ulike forutsetninger og målsettinger. I mange land har målsettinger om sikker energiforsyning spilt en viktig rolle. Økt bruk av naturgass muliggjør en diversifisering av energiforbruket. I de siste årene har også satsing på naturgass i Europa blitt et virkemiddel for å oppnå miljømessige forbedringer, selv om miljøhensyn i seg selv ikke var sentralt på det tidspunktet de fleste land i Europa innførte bruk av naturgass. Miljøvirkningen er størst der gass erstatter kull, men er også betydelig ved overgang fra oljeprodukter til oppvarming og i ulike industrielle

---

<sup>1</sup> EU-landene har benyttet protokollens adgang til å danne en boble, det vil si at utslippsmålet landene har påtatt seg, skal oppnås for EU-området under ett.

anvendelser. I forhold til kull medfører bruk av naturgass at utslippene av CO<sub>2</sub> halveres per produsert kWh.

Ved bruk av naturgass i deler av transportsektoren, kan utslipp av NO<sub>x</sub> reduseres betydelig og utslipp av SO<sub>2</sub> og partikler elimineres. Miljøforbedringene ved bruk av naturgass og/eller hydrogen i denne sektoren er relativt sett størst for tunge kjøretøyer i byer. Bruk av gass i ferger kan gi betydelige reduksjoner i NO<sub>x</sub> -utslipp, og noe reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp.

### 3.3.3 *Alternative strategier for Norge*

Sett i forhold til de fleste land er det mulig å forfølge flere strategier og muligheter for å få etablert et mer energieffektivt og miljøvennlig energisystem:

1. Naturgass erstatter kull og olje både i kraftproduksjon og innenlandsk forbruk.
2. Det utvikles gasskraft med håndtering av CO<sub>2</sub>.
3. Hydrogen produsert fra naturgass med håndtering av CO<sub>2</sub> erstatter bruk av fossile energibærere.
4. Hydrogen som energibærer, produsert fra fornybar energi.

Det er vanskelig å tidfeste disse fasene, og det vil være store overlapp mellom dem. I et fremtidig "hydrogensamfunn" vil det bare være to energibærere, elektrisitet og hydrogen.

Norge er i den spesielle situasjonen at vi innenlands har meget begrensede muligheter til tiltak i fase 1, fordi i praksis er hele vår elektrisitetsproduksjon basert på vannkraft, en ren energikilde. I andre land er elektrisitetsproduksjonen i stor grad basert på fossilt brensel og kjernekraft. Utslippene av CO<sub>2</sub> fra samlet energibruk i Norge er derfor svært lav sammenliknet med andre land. I internasjonal sammenheng, hvor andelen fornybar energi typisk er 4-8 prosent, er den norske energiforsyningen svært miljøvennlig.

Samtidig spiller norsk gasseksport en viktig nøkkelrolle i fase 1 i Europa. Det er også slik at øket norsk gasseksport, som er en forutsetning for fase 1 tiltak i Europa, isolert sett øker innenlands utslipp av CO<sub>2</sub>.

Norge har et potensiale for et begrenset omfang av utslippsreduksjoner i fase 1 ved å erstatte oljeprodukter med gass. Et særlig interessant eksempel på dette er overgang til gass som drivstoff for skip. Det teoretiske potensialet ved overgang fra diesel til gass i skip er 30 prosent CO<sub>2</sub> reduksjon og 90 prosent NO<sub>x</sub> reduksjon. Reduksjonen i CO<sub>2</sub> -utslipp forventes å bli noe lavere fordi det kreves noe mer energi til å drive gassdistribusjon enn distribusjon av petroleumsprodukter.

## 3.4 **Nasjonal verdiskaping**

Et tredje hovedargument som trekkes frem i argumentasjonen for å øke bruken av naturgass i Norge, er potensialet for økt nasjonal verdiskaping. Økt innenlands bruk av naturgass innenfor f.eks. energi-, industri-, husholdning- og transportsektorene er et alternativ til å eksportere naturgass til kontinentet. Innenlands bruk av naturgass vil gi grunnlag for verdiskaping, sysselsetting, industriell og teknologisk utvikling.

Mindre enn 1 prosent av norsk naturgassproduksjon går i dag til nedstrøms industriell utnyttelse nasjonalt.

Etablering av en infrastruktur for naturgass er avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for bruk av naturgass i Norge, og er en forutsetning for å ta i bruk nye miljøvennlige gassteknologier. Utvalget legger til grunn at utbygging av denne type infrastruktur utgjør et positivt bidrag til den nasjonale verdiskapingen. Det forutsettes videre at energietterspørselen i Norge fortsatt vil øke, og at det er et voksende marked for petrokjemiske produkter, plantenæring, metaller, papir og bioprotein til blant annet fiskefor.

Økt bruk av naturgass i Norge kan skje på flere måter. Det er i denne sammenheng viktig å skille mellom naturgass som energibærer og naturgass som råstoff til ulike industriprosesser. Naturgass kan dermed inngå i verdikjeden i samfunnet på flere måter, jf. kapittel 4. Verdiskapingen som følger av aktiviteter basert på naturgass vil variere over tid, og på tvers av anvendelsesområder.

## 4 Anvendelsesområder for naturgass i dag

### 4.1 Innledning

Naturgass i den form som utvinnes fra gassfeltene går under betegnelsen rikgass. Denne gassen inneholder en blanding av våtgass og tørrgass. Før gassen sendes videre til sluttbrukermarkedene i Europa, er det nødvendig å skille ut våtgassen for å oppfylle spesifikasjonskrav for eksportgassen. I Norge skjer slik viderebehandling av rikgassen på ilandføringsstedene Kårstø og Kollsnes. Etter prosessering vil tørrgassen, som i hovedsak består av metan, sendes videre til kontinentet. Våtgassen skilles i komponentene etan, butan, propan samt NGL som selges til en rekke ulike anvendelsesområder.

Naturgass har en rekke bruksområder, og kan erstatte andre energiformer i mange anvendelser. Norge har av imidlertid ulike årsaker et svært begrenset forbruk av naturgass i dag sett i forhold til tilgangen på gass jf. kapittel 3. De ulike anvendelsene er i hovedsak knyttet til forbruket på sokkelen og forbruk rundt ilandføringsstedene for gass og Grenlandsområdet.

#### Boks 4.1: Transport av naturgass

All bruk av gass forutsetter tilgjengelighet av gass der den skal brukes. Transport og distribusjon av gass kan skje i rør, i form av flytende nedkjølt gass (LNG) eller som komprimert gass (CNG). De ulike formene for naturgassdistribusjon vil i varierende grad være forbundet med stordriftsfordeler.

Transport av gass over korte og mellomlange distanser skjer i rørledning. Distribusjon av gass i rør er kjennetegnet ved høye investeringskostnader og lave driftskostnader. Transportkostnadene ved rørledningstransport av gass er derfor sterkt skalaavhengig. De høye investeringskostnadene knyttet til infrastruktur medfører at det kreves store volumer eller små transportavstander for å gi tilfredsstillende lønnsomhet i et rørledningsprosjekt. Legging av rør er med andre ord mest aktuelt i områder der markedsgrunnlaget for gass er stort. Dette gjør at gassrørprosjekter i første rekke vurderes i forhold til områder med høy befolknings- eller industritetthet. Stordriftsfordelene i gasstransport er derfor en viktig barriere for større bruk av gass innenlands.

LNG (Liquefied Natural Gas) er betegnelsen på gass som er nedkjølt til så lave temperaturer at den er flytende. Dette muliggjør transport der transport via rørledning ikke er mulig eller hensiktsmessig. For å omgjøre gass til LNG er det behov for anlegg som kan nedkjøle gass til tilstrekkelige lave temperaturer. Gassen kan deretter lagres og distribueres på godt isolerte tanker. Transport av LNG kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog. På samme måte som ved rørtransport er LNG-distribusjon kostbart. Dette skyldes at bygging av anlegget for nedkjøling av naturgassen innebærer store investeringer og at omformingsprosessen fra naturgass til LNG er energikrevende. Lønnsomheten i slike prosjekter avhenger derfor av at det er store

avsetningsmuligheter for LNG. Nær tilgang på mulige kjølemedium som nitrogen og kjølevann kan imidlertid bidra til å redusere kostnadene ved et LNG-anlegg.

CNG (Compressed Natural Gas) er gass som kan lagres og transporteres ved at den settes under høyt trykk på tanker. Utstyret som kreves for dette er relativt enkelt, og gjør metoden aktuell også i mindre skala. Denne formen er dermed velegnet for distribusjon av relativt små gassmengder over korte avstander. Transport av CNG kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog. Mengden transportert energi pr. volum og vektenhet er imidlertid lavt, sett i forhold til for eksempel diesel eller LNG. Selv om CNG vil være den billigste transportmåten for mindre avstander, vil transportkostnadene stige raskt når avstanden øker.

## **4.2 Ulike anvendelsesområder for naturgass**

Naturgass vil i mange tilfeller kunne konkurrere med andre energikilder, særlig elektrisitet. Distribusjon av både naturgass og elektrisitet forutsetter en særskilt tilrettelagt infrastruktur, og mange forhold kan derfor påvirke konkurransen mellom de to energibærerne. Overførings- og fordelingsnettene for elektrisitet er godt utbygd i Norge. Dette innebærer at det vil kunne være vanskelig å oppnå god lønnsomhet ved bygging av gassrør til områder med godt utbygd strømforsyning. I områder med knapp kapasitet i strømmettet kan imidlertid gassrør fremstå som et konkurransedyktig alternativ.

I hovedsak kan gassens anvendelsesområder deles inn i tre kategorier - energiformål, transportformål og industriell bruk.

### *4.2.1 Energiformål*

Gass kan direkte eller indirekte benyttes til alle energiformål. Gass kan brennes for produksjon av damp eller varmt vann, eller for direkte oppvarming. Gass kan også benyttes til å drive motorer, turbiner og brenselceller. Gass kan konverteres til alle andre høyverdige energibærere. På basis av gass kan man produsere hydrogen, elektrisitet og tradisjonelle oljeprodukter.

*Direkte bruk av gass* brukes ofte om anvendelser der gass benyttes som kilde til varme. Store deler av Europa har lange tradisjoner med å anvende gass til oppvarming av bolig og vann. Gass kan også benyttes som en rask og effektiv energikilde til matlaging i gasskomfyrer. Utbredelsen av direkte bruk av gass i europeiske land skyldes at infrastruktur er bygd fram til bolig og byområder, som gir enkel tilgang på gass. Gass brukes også til oppvarming av boliger gjennom fjernvarmesystemer, som på samme måte krever utbygd infrastruktur. I Norge finnes det eksempler på direkte bruk av gass til oppvarming i skoler, sykehus og hotell basert på gass som distribueres i rør fra Karmøy (Gassnor).

Det finnes også løsninger for bruk av gass i bygninger og boliger der rørledningssystem ikke er tilstede. Propan kan distribueres ved hjelp av tankbiler og for eksempel gjøres tilgjengelig for forbrukeren i nedgravde tanker i nærheten av boligen. Shell Boliggass er et eksempel på en virksomhet som tilbyr dette konseptet i Norge.

*Gasskraftverk* brukes ofte som en generell betegnelse der naturgass benyttes til produksjon av elektrisitet, eventuelt varme. Det finnes ulike typer gasskraftverk. Et kraftverk der kun gassturbiner driver generatoren, kalles gassturbinverk. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel, og egner seg derfor som topplastverk. Driftskostnadene er relativt høye. Elproduksjon i gassturbiner medfører samtidig produksjon av varmeenergi. Slike gassturbiner finner vi i dag på faste installasjoner i Nordsjøen, jf. kapittel 4.3.

I kombinerte kraftverk (Combined Cycle Gas Turbine- CCGT) og kraftvarmeverk utnyttes varmen, og dette bidrar til å øke totalvirkningsgraden betydelig i forhold til et gassturbinverk. Kombinerte kraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbine til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en elvirkningsgrad opp mot 60 prosent. Det er denne type kraftverk som vil benyttes i de konkrete planer for gasskraft i Norge på Kårstø og Kollsnes, jf. kapittel 4. Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til for eksempel oppvarmingsformål (fjernvarme). Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir ledet til varmevekslere i et fjernvarmesystem. I et kraftvarmeverk er elproduksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del av energiinnholdet i gassen til nyttbar energi (over 80 prosent). Denne teknologien er utgangspunktet for det planlagte gasskraftverket i Skogn.

I Norge er det generelt begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til priser som dekker kostnadene. Bare 9 prosent av varmekraftverkene i EU utnytter varmen til fjernvarme. Varmeetterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. Etterspørselen etter varme til boliger og kontorer i Norge er lav store deler av året. Uten gassrørledninger til de store byene synes større kraftvarmeverk lite aktuelt i Norge.

Teknologiutviklingen for gasskraftverk er også nærmere omtalt i kapittel 6.

#### *4.2.2 Transportformål*

Naturgass er godt egnet som motordrivstoff, og er mer miljøvennlig enn bensin og diesel. I transport brukes gass i komprimerte former (CNG/LNG) til drivstoff i båter og biler/busser. Gass kan også brukes i transport gjennom mer foredelte produkter som metanol dimetyleter (DME) og hydrogen. Overgang til naturgass kan redusere de lokale og regionale miljøvirkningene fra transportsektoren, særlig ved konvertering av tunge dieseldrevne kjøretøyer.

Bruk av gass i transportsektoren forutsetter distribusjonssystemer for naturgass. CNG/LNG krever større lagringsvolum enn for bensin og diesel og må ses i forhold til plassavveininger for mindre enheter. Bruk av naturgass vil i første omgang være mest aktuelt for enheter som går i faste ruter og opererer innenfor begrensede geografiske områder.

I skip vil ikke bruk av naturgass medføre de samme vekt- og volumproblemene som i veitransport. Sjøgående fartøy kan derfor være godt egnet til naturgassdrift gitt at øvrige forutsetninger for å bruke gass er tilstede. For en del rutegående skip vil det

heller ikke være en nødvendig forutsetning at et distribusjonsnett er tilstede, men at naturgass er tilgjengelig til konkurransedyktig pris på enkelte steder langs kysten. NO<sub>x</sub>-utslippene fra kysttrafikken (ca 12.000 fartøyer) utgjør nærmere 40 prosent av de norske NO<sub>x</sub>-utslippene. En overgang til naturgassdrift for deler av de sjøgående fartøyene kan dermed gi store miljøgevinster.

I dag har vi et eksempel på bruk av gass i en ferje, M/F Glutra, som er verdens første ferje der fartøyets motorer går på nedkjølt flytende naturgass, LNG. NO<sub>x</sub>-utslippene er redusert med 90 prosent sammenliknet med konvensjonelle dieselferger. Det foreligger også planer om bruk av naturgass i blant annet supplybåter. Statoil har kontrahert to nye forsyningsskip fra rederiet Eidesvik AS som skal baseres på gassdrift i form av LNG. Statoil er gjennom en intensjonsavtale med myndighetene gitt fleksibilitet i forhold til å benytte de utslippsreduksjonene som oppnås ved de to båtene i andre deler av selskapets virksomhet. Konvertering til LNG-drift i ferjer er et eksempel på et tiltak som kan bli aktuelt i forbindelse med tredjepartsløsninger for NO<sub>x</sub>.

#### *4.2.3 Industriell bruk*

Naturgass brukes som utgangspunkt for produksjon av en rekke forskjellige produkter. Naturgass inneholder blant annet etan, propan, butan og nafta (NGL) som inngår som råstoff i en rekke verdikjeder innenfor raffinering og petrokjemisk industri. Naturgass kan via omdanning til syntesegass benyttes til produksjon av blant annet metanol, ammoniakk, syntetisk olje og hydrogen. Metanolfabrikken på Tjeldbergodden representerer en slik anvendelse.

Naturgass kan også brukes som råstoff til å lage bioproteiner som blant annet kan benyttes til fôr- og matvareproduksjon. Et slikt anlegg er i dag i drift på Tjeldbergodden.

### **4.3 Status og planer for bruk av naturgass i Norge**

#### *4.3.1 Bruk av naturgass på norsk kontinentalsokkel*

Av en brutto gassproduksjon på i overkant av 90 mrd. Sm<sup>3</sup> i 2000, ble nesten 45 prosent brukt på norsk sokkel.

Bruk av gass til økt oljeutvinning (gassinjeksjon) utgjør i dag den største delen av gassforbruket på sokkelen. Gassinjeksjon innebærer at gass føres ned i et oljereservoar for å opprettholde trykket i reservoaret. Gassinjeksjon fører at oljen lettere flyter til produksjonsbrønnene, og dermed til at en større del av oljen utvinnes. Omlag 80 prosent av den injiserte naturgassen vil kunne gjenvinnes senere. Gassinjeksjon har for mange felt gitt store økninger i oljeutvinningen til lave kostnader. Det er primært gass produsert fra eget felt som benyttes. Gassinjeksjon forventes å øke til et årlig volum på 47 Sm<sup>3</sup> i 2002-2005, for deretter å bli redusert.

Gass benyttes også for å dekke energiforbruket på de faste installasjonene på sokkelen. I dag blir det brukt om lag 3 mrd. Sm<sup>3</sup> gass i gassturbiner som driver generatorer og kompressorer. Generatorene produserer den elektrisiteten som trengs ombord på plattformen, og kompressorene brukes til å komprimere gass for injeksjon og eksport/transport. Kraftforbruket på installasjonene til havs i 2001 var 14 TWh. I alt

er det installert 3100 MW på installasjonene offshore.<sup>2</sup> Moderne gassturbiner har en virkningsgrad på maksimalt 37-38 prosent. Gjennomsnittlig effektiv virkningsgrad ligger imidlertid lavere, antakelig på omlag 30 prosent, fordi turbinene ikke alltid benyttes fullt ut. Teknologiutviklingen har medført at virkningsgraden har steget med 50 prosent siden 1975. I 1999 ble det første kombinerte gassturbananlegget satt i drift på Oseberg. Dette anlegget har en maksimalt beregnet virkningsgrad på om lag 48-50 prosent. På sokkelen begrenses imidlertid bruken av ny og mer effektiv teknologi på eldre innretninger av manglende plass og vektkapasitet, samt at kostnader ved ombygging kan være store.

Forbruket av gass til energiproduksjon i gassturbiner har økt som følge av økningen i aktivitetsnivået, og flere produserende enheter. Energibruk pr produsert enhet ble redusert for hvert år til og med 1996, men har deretter vist en svak stigning, noe som skyldes synkende oljeproduksjon og økende vannproduksjon. Forbedringen i energiutnyttelse frem til 1996 var ikke nok til å veie opp for økningen i energibruken som høyere aktivitet har bidratt til. Det forventes at forbruket vil øke noe fram mot 2005, for så å falle som følge av blant annet lavere produksjon.

### *Kraft fra land*

Kilder til utslipp av CO<sub>2</sub> fra petroleumssektoren kan deles inn i fire hovedgrupper:

1. Forbrenning av gass i turbiner for produksjon av energi
2. Fakling
3. Indirekte utslipp av CO<sub>2</sub> i form av uforbrente hydrokarboner
4. Direkte utslipp av metan

Petroleumssektoren sto i 1999 for 24 prosent av de nasjonale utslippene av CO<sub>2</sub>, hvor utslipp fra kraftgenerering sto for om lag 78 prosent. Mulighetene for å forsyne installasjoner på norsk sokkel med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner, som et mulig tiltak for å redusere utslipp til luft offshore, har derfor vært utredet flere ganger.

Med kraft fra land menes her:

- å forsyne nye installasjoner med kraft fra land nær uttakspunktet i høyspentnettet på land
- å forsyne plattformer med kraft fra land helt eller delvis på eksisterende og nye plattformer.

Stortinget fattet i februar 1996 i Innst. S. nr. 114 (1995-96) vedtak om at det ved utarbeidelse av plan for utbygging og drift skal pålegges oljeselskapene å legge fram en vurdering av mulighetene for kraft fra land. Dette gjør rettighetshaverne på norsk sokkel i dag. Ingen nye utbygginger har til nå funnet det kommersielt forsvarlig å bruke kraft fra land, med unntak av Troll C-plattformen.

Muligheten til å forsyne norsk sokkel med kraft fra land, har som sagt vært studert av flere. I 1997 utarbeidet blant annet Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Oljedirektoratet (OD) en rapport. I rapporten vurderes kostnadene ved å forsyne sokkelen med kraft fra land var svært høye sett i forhold til den miljøgevinst som

---

<sup>2</sup> Tallet inkluderer produksjonsinnretninger og transportsystemer, basert på innrapporterte tall fra operatørene.

oppnås, samtidig som det pekes på at det er overveiende sannsynlig at det finnes andre, mer effektive og billigere tiltak for å redusere utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten. Trollområdet ble her pekt på som et unntak. Mulighetene for kraft fra land vurderes i dag konkret i første rekke for Ekofisk/Valhall/Ula/Gyda-området.

Tiltakskostnad knyttet til kraft fra land er i SFTs tiltaksanalyse fra 2000 anslått til å være høy. Denne analysen er forbundet med stor usikkerhet. Oljeindustriens landsforening (OLF) konkludert i 1998 med at kraftforsyning fra land for nye installasjoner nær land var på om lag den da gjeldende CO<sub>2</sub>-avgiften, det vil si omlag 460 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. For eksisterende felt eller nye felt som ligger lenger fra land, vil kostnadene være 1,5 –3 ganger den da gjeldende CO<sub>2</sub>-avgiften.

Med dagens underskudd på kraftbalansen vil en evt ny forbruksvekst fra elektrifisering av installasjoner på norsk sokkel, innebære økt import av kraft. Kraft fra land til enkelte installasjoner vil redusere de nasjonale utslippene av klimagasser, men i global sammenheng vil utslippene mest sannsynlig forbli uendret eller øke.

#### 4.3.2 Innenlandsk bruk av naturgass

Tabell 4.1 viser fordelingen av den innenlandske bruken av naturgass. Samlet forbruk av gass i Norge utenom sokkelen ble beregnet til nærmere 800 millioner Sm<sup>3</sup> i 2000.

Bruk av naturgass til industrielle formål dominerer den innenlandske bruken av gass. I tillegg til gassbruken som er medregnet i tabell 4.1, kommer bruk av våtgass som per i dag utgjør 1,2 millioner tonn, som omregnet til naturgass tilsvarer omlag 1,5 milliarder Sm<sup>3</sup>. Hovedtyngden av disse leveransene kommer fra norsk sektor. Medregnet dette, står industrien for i alt 97 prosent av landets samlede forbruk av naturgass, mens energiformål og transport utgjør henholdsvis 2,5 prosent og 0,5 prosent av det samlede forbruket av naturgass i Norge.

Tabell 4.1: Fordelingen av gassforbruket i Norge

|                     | Mengde, Sm <sup>3</sup> | Andel av totalforbruk |
|---------------------|-------------------------|-----------------------|
| Industrielle formål | 700 millioner           | 91 %                  |
| Energiformål        | 60 millioner            | 7,8 %                 |
| Transportformål     | 10 millioner            | 1,2 %                 |

Kilde: Olje- og energidepartementet, 2001.

Bruk av naturgass i Norge i dag er sterkt knyttet til gassregioner og ilandføringsstedene for naturgass. Dette er områder hvor blant annet lokale muligheter og forutsetninger er har vist seg å være gunstige, spesielt i forhold til industriell utvikling og transportbehov. I det følgende gis det en kort oversikt over status og planer knyttet til ulike regionene rundt ilandføringsstedene i Norge.

#### Tjeldbergodden og området rundt Trondheimsfjorden

Naturgass fra Haltenbanken blir i dag ført i land til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Anlegget ble offisielt åpnet i juni 1997, og består av fire fabrikker; et gassmottaksanlegg, en metanolfabrikk, en luftgassfabrikk og en LNG-fabrikk.

Metanolfabrikken representerer den første bruken av naturgass i industriell produksjon i Norge, og er den viktigste avtakeren av gass på Tjeldbergodden. Anlegget er blant de største i verden, og om lag 13 prosent av Europas forbruk av metanol produseres her.

LNG-anlegget som er satt i drift på Tjeldbergodden er det første i Norge. Det finnes svært få LNG-anlegg i verden i dag, og i Norge er det kun på Tjeldbergodden man har realisert et slikt anlegg. LNG fra anlegget blir distribuert med tankbil til kunder i Trondheim, og anlegget forsyner i første rekke Trondheim Energiverks fjernvarmeanlegg og Ranheim Papirfabrikk. I tillegg leveres LNG fra Tjeldbergodden til verdens første gassdrevne bilferge som går i fergesamband i Romsdal.

Luftgassfabrikken produserer oksygen, nitrogen og argon. En stor andel av oksygenet inngår i fremstillingen av metanol.

Det er også etablert en bioproteinfabrikk på Tjeldbergodden, som eies av Norferm. Bioproteinet som produseres her brukes i hovedsak som tilsetning til fiske- og dyrefôr. Fabrikken er den første i sitt slag og vil ha en årlig produksjonskapasitet på 10.000 tonn. I forbindelse med metanolfabrikken er det også etablert et oppdrettsanlegg for piggvar og kveite i Tjeldbergodden Biopark.

### *Planer*

På Tjeldbergodden foreligger det planer om utvidet produksjon ved metanolfabrikken. I tillegg til planene i forbindelse med metanolfabrikken er det også planer om økt LNG-produksjon.

I tilknytning til Norske Skogs fabrikk i Skogn er planlagt et kraftvarmeverk basert på gass. Fabrikken trenger både kraft og varme til en planlagt utvidelse. Industrikraft Midt-Norge har fått konsesjon og utslippstillatelse for kraftvarmeverket jf. kapittel 4.4. Kraftvarmeverket skal integreres med den eksisterende papirfabrikken, og levere både elektrisk kraft og dampvarme til fabrikken. Det er en forutsetning for utbyggingen av kraftvarmeverket at det legges gassledning fra Tjeldbergodden, inn Trondheimsfjorden, til Skogn. Utbyggingen av kraftvarmeverket og rørledningen skal etter planen igangsettes i 2002, med produksjonsstart i 2004. Overskuddsvarme fra et kraftvarmeverk kan også brukes til å tørke og foredle biobrensel som kan selges i markedet. Planer for et slikt anlegg er under utvikling. Naturkraft og Nordenfjeldske har tidligere forhåndsmeldt planer om gasskraftverk på Tjeldbergodden, jf. kapittel 4.

Et gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn med mulige avgreninger til byer/tettsteder rundt kan gi basis for økt bruk av naturgass i Midt-Norge. En vesentlig del av dette vil skje ved at olje og diesel skiftes ut med naturgass. Et eget selskap, MidGas – Gassbasert utvikling i Midt-Norge, er opprettet for å utvikle muligheter for gassbruk i landsdelen. Videre har Statoil, Trondheim Energi Verk (TEV) og Nord-Trøndelag Energi Verk (NTE) opprettet selskapet Naturgass Trøndelag som skal markedsføre og forsøksvis øke bruken av naturgass i regionen.

### *Kollsnes og Bergensregionen*

Gassanlegget på Kollsnes ble satt i drift i 1996 som en integrert del av utbyggingen av Troll-feltet. Anlegget er på størrelse med Kårstø, og er dermed blant de største i verden. Fra Kollsnes eksporteres gass til Europa via fire rørledninger; Statpipe, Europipe I, Zeepipe og Franpipe. Etableringen av anlegget innebærer at naturgass også er blitt tilgjengelig for bruksformål i området. Kollsnes er knyttet til raffineriet på Mongstad gjennom rørledning for våtgass og kondensat.

Fra rørledningen leveres det gass til Kollsnes Næringspark. Her har Naturgass Vest etablert et anlegg for leveranser av CNG til Bergensregionen. Gassen distribueres med trailere fra CNG-anlegget til kunder i Bergensområdet. Gassen benyttes først og fremst til kjøretøy og fyrsentraler, blant annet er naturgass tatt i bruk i fyrkjelen til Haukeland sykehus og i boliger. 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 er planlagt økt til 80 innen utgangen av 2003.

I tillegg til CNG-anlegget er det igangsatt flere gassrelaterte prosjekter i næringsparken. Cod Culture Norway AS startet bygging av et anlegg for yngel av torsk våren 2001. I anlegget skal spillvarme fra naboanleggene bidra til økt varme i Cod Culture Norways vanntanker .

#### *Planer*

Naturkraft AS har fått konsesjon for bygging og drift av et 400 MW gasskraftverk på Kollsnes, jf. kapittel 4.4.

Det er planlagt sjørør med en årlig kapasitet på 300 mill.  $\text{sm}^3$  fra Kollsnes til Laksevåg i Bergen, med grenrør til Askøy/Sotra. Naturgass Vest skal selge og distribuere gassen i regionen.

Naturgass Vest har også vedtatt å bygge et LNG-anlegg for distribusjon av gass til ferger, supplyskip og industristeder på Vestlandet. LNG skal distribueres fra Kollsnes Næringspark med skip. En potensiell avtaker til gassen er HSD som har flere store ferger som ønskes konvertert til gassdrift. Det er imidlertid på ingen måte uproblematisk å konvertere eksisterende ferger til gassdrift.

#### *Kårstø – Haugalandet*

Kårstø er det første stedet naturgass ble ilandført i Norge. Naturgass ble gjort tilgjengelig på Kårstø i 1985 gjennom etableringen av anleggene for behandling av gass i tilknytning til Statpipe. På Kårstø ilandføres og prosesseres gass fra Statfjord/Tampen-området og Åsgårdledningen. I prosesseringen skilles våtgassen ut og sendes med skip til Grenlandsområdet og kundene i eksportmarkedet, mens tørrgassen eksporteres videre i rør.

Etanor DA startet sin virksomhet på Kårstø i oktober 2000. Dette partnerskap produserer omlag 600 000 tonn etan per år, som er solgt på langsiktige kontrakter til Borealis og Norsk Hydro. Etterspørselen etter etan er stor. Etan blir blant annet brukt i petrokjemianleggene på Rafnes, i Stenungsund og i ammoniakkproduksjonen på Herøya. I forbindelse med renfremstillingen av etan, produseres en høykonsentrert

CO<sub>2</sub>, som enten som i dag, kan tilbakeføres til salgsgassen, eller i fremtiden kan raffineres ytterligere for renfremstilling av CO<sub>2</sub> for salg eller til deponering.

Gasnor har med utgangspunkt i gass fra Kårstø bygget ut et lokalt rørledningsnett for distribusjon av naturgass fra Statpipe-ledningen til Karmøy og Haugesund. Gasnor leverte i 2001 nærmere 40 mill Sm<sup>3</sup> (tilsvarende 410 GWh) og er foreløpig den eneste bedriften som distribuerer naturgass i rør i Norge. Kundegrunnlaget er primært basert på industribedrifter og større yrkesbygg som sykehus, hoteller m.v. Hydro Aluminium er en stor avtaker av gassen som leveres gjennom rørledningen. Aluminiumsfabrikken benytter gass til videreforedling og har erstattet fyringsolje med gass i oppvarming. Karmsund fiskerihavn har også erstattet fyringsoljer med gass fra Kårstø. Møllerodden AS har installert naturgassfyrte stråleovner i produksjonshallen i sitt nye bygg på Hasseløy i Haugesund. Gasnor har også to fyllestasjoner for kjøretøy (CNG) i drift, og leverer naturgass til 70 biler og busser.

#### *Planer*

Haugaland Næringspark AS er etablert for å utvikle et stort næringsområde sentralt plassert på Haugalandet, i nærheten av Kårstø. Målsettingen er å bli et pilotområde når det gjelder industriell anvendelse av naturgass i Norge. Næringsparken er et samarbeid mellom kommunene Tysvær, Bokn, Haugesund og Karmøy.

#### *Stavanger og Jærenområdet*

Lyse Gass ble stiftet høsten 2000. Selskapets første prosjekt er å legge gassrørledning over Boknafjorden til Nord-Jæren, samt bygge distribusjonsnett fram til Forus, industriområdet mellom Stavanger og Sandnes. Den første gassen forventes å bli levert til kundene i 2003 eller 2004. Parallelt med dette arbeider Lyse med å planer om et gasskraftverk. Kraftverket, som også ses i forhold til CO<sub>2</sub>-frie teknologiløsninger, vil kunne bygges en gang mellom 2005 og 2010, avhengig blant annet av lønnsomhetsbetraktninger og teknologiutvikling.

Et gassrør til Stavanger vil kunne representere et løft for bruk av gass i Stavangerregionen. I tillegg til mulighetene innenfor kommunene Stavanger, Sola, Randaberg, og Sandnes finnes det i områder sør for Sandnes og i Ryfylke flere potensielle større brukere av naturgass. I dette området ligger blant annet flere av de største veksthusene og en av de store industribedriftene i regionen, Kvernland Klepp som også er storforbruker av propan.

#### *Grenland/Ytre Oslofjord*

I dag leveres våtgass med skip fra Kårstø til fabrikker i Grenlandsområdet. Her benyttes gassen i petrokjemisk industri, som råstoff til produksjon av plastråstoffer. Våtgass benyttes også i produksjon av ammoniakk som igjen inngår i gjødselproduksjon. Hydro Porsgrunn og Noretyl på Rafnes er de største gassbrukere i Grenland.

Videreutviklingen av industrien i Grenlandsområdet er i stor grad knyttet til økt tilgang på våtgass (etan), og tilgang på naturgass.

For petrokjemiaktiviteten er det avgjørende med ny tilførsel av konkurransedyktig råstoff i form av etan. Gassbehandlingsanleggene på Kårstø og den fremtidige kapasitetsøkningen man forutsetter der, kan gi grunnlag for kombinert etan og CO<sub>2</sub> utskilling, som både legger grunnlaget for en utvikling av den petrokjemiske industrien i Grenland, samtidig som man oppnår kontroll med CO<sub>2</sub> innholdet i salgsgassen fra Kårstø. I forbindelse med økt etanutskilling på Kårstø, er det et alternativ å føre etan i en separat NGL rørledning til Rafnes. Dette gir en sikker og miljømessig gunstig transport av råstoff til Grenlandsindustrien. Denne transporten foregår i dag kun med skip.

Utviklingen av gassbruken i øvrig industri og til vanlig forbruk i Grenlandsområdet er knyttet opp til mulighetene for et grenrør gjennom Skagerrak til Grenland. Planene ses i sammenheng med avtalen som er inngått om gassalg til Polen og et gassrør over Skagerak. Et eventuelt gassrør vil tidligst være operativt høsten 2008. I sammenheng med planene for Grenland ble det i januar 2002 opprettet et nytt distribusjonsselskap for gass, Naturgass Grenland AS. Naturgass Grenland er det første selskapet på Østlandet med det formål å markedsføre og distribuere norsk naturgass til industri og stasjonære brukere. Etter Gassnor i Haugesund/Karmøyområdet og Gassnett Vest i Bergensområdet, blir Naturgass Grenland den tredje forretningsenheten i Norge for distribusjon og salg av gass i det norske markedet. Selskapet eies av Skagerrak Energi, Statoil, Hydro og Gasnor.

Planene retter seg i hovedsak mot mindre og mellomstore industrivirksomheter. Tilknytning for privathusholdninger vil vurderes etter hvert som infrastrukturen kommer på plass og kundemassen øker. I første omgang tar eierne sikte på bringe gass på markedet i Grenland i løpet av 2003-2004, basert på LNG innført til området via bil eller båt. Målet er å koble nettet i Grenland opp mot den framtidige gassledningen fra Nordsjøen til Polen, Austerled når den kommer på plass. Selskapet vurderer etablering i Grenland som en inngang til et større marked på Sør-Østlandet.

#### *Hammerfest - Snøhvit*

Regjeringen la i januar 2002 fram en proposisjon for Stortinget med forslag til vedtak om utbygging, anlegg og drift av Snøhvit LNG. Totale utvinnbare ressurser for Snøhvitfeltet er anslått til 193 mrd. Sm<sup>3</sup> gass og 18 mill. Sm<sup>3</sup> kondensat.

Planene for Snøhvit innebærer at brønnstrømmen fra feltene vil bli transportert i en rørledning inn til et mottaks- og prosesseringsanlegg på Melkøya ved Hammerfest, den omgjøres til produktene LNG, LPG og kondensat. LNG, LPG og kondensat overføres til separate lager og transporteres deretter videre med skip til kjøperne i markedet. LNG utgjør omlag 85 prosent av prosjektets inntekter.

CO<sub>2</sub>, som inngår naturlig i brønnstrømmen fra Snøhvit-feltene, er planlagt separert ut og transportert via rørledning tilbake til feltet der den reinjiseres. Akkumulert over anleggets levetid planlegges til sammen 23 mill. tonn CO<sub>2</sub> deponert på denne måten.

Prosesen for å gjøre naturgass flytende krever energi. Integrert i LNG-anlegget er det planlagt et energianlegg dimensjonert til å dekke prosjektets behov for kraft og varme. Anlegget skal tilknyttes kraftnettet i Finnmark, men har ikke som formål å levere kraft

til el-markedet. Energianlegget vil være basert på 4 gassturbiner, der avgassen tas i bruk til varmeformål. Anleggets samlede energiutnyttelse (kraft og varme) vil bli om lag 70 prosent totalt.

Snøhvit-prosjektet planlegges bygget ut over fire faser. Første fase planlegges ferdigstilt slik at anlegget kan starte med ordinære leveranser i perioden desember 2005 - oktober 2006. Det er inngått avtaler om salg av LNG til kjøpere i USA og Spania, og leveringsforpliktelsene overfor disse starter 1. oktober 2006. Ved full produksjon skal anlegget årlig levere 5,67 mrd. Sm<sup>3</sup> LNG til markedet. I tillegg kommer LPG og kondensat.

## **4.4 Status for gasskraft i Norge**

### *4.4.1 Aktuelle prosjekter*

Det er i dag gitt konsesjon til bygging og drift av tre gasskraftverk i Norge.

Naturkraft AS fikk i juni 1997 konsesjoner etter energiloven for bygging og drift av kombikraftverk på Kollsnes i Hordaland og Kårstø i Rogaland. Gasskraftverkene er tenkt bygget med en ytelse på om lag 400 MW installert effekt hver, og med samlet produksjonsevne på 5,6 TWh/år. SFT vedtok i januar 1999 å gi Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø utslippstillatelser etter forurensningsloven. Etter at flertallet på Stortinget i mars 2000 vedtok at det ikke skal stilles strengere krav til utslipp av CO<sub>2</sub> fra norske gasskraftverk enn fra gasskraftverk i EØS-området, gjorde Miljøverndepartementet om utslippstillatelsene til de to gasskraftverkene. Naturkraft fikk endelig utslippstillatelse og energikonsesjon for sine to planlagte gasskraftverk a 400 MW på henholdsvis Kårstø og Kollsnes i 2001.

Industrikraft Midt-Norge fikk i 2001 endelig konsesjon og utslippstillatelse for et 800 MW kraftverk i to separate aggregater på Fiborgtangen i Levanger kommune. Planene forutsetter en gassrørledning i Trondheimsfjorden fra Tjeldbergodden til Skogn. Industrikraft Midt-Norge DA planlegger å integrere anlegget med Norske Skogs papirfabrikk i Skogn, som kan utnytte store mengder varme.

Naturkraft og Nordenfjeldske har tidligere forhåndsmeldte planer om gasskraftverk på Tjeldbergodden. De to selskapene etablerte senere et samarbeid med tanke på å søke om konsesjon for et nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden på 700 MW. Sett sammen med planene om et gasskraftverk på Skogn vil realiseringen av disse planene kreve større tilgang på gass enn det som i dag er tilgjengelig. Det eksisterende Haltenpipe kan ikke forsyne både Skogn, metanol og LNG produksjon og et nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden.

### *4.4.2 Nærmere om rammebetingelsene for gasskraft i Norge*

De siste årene har det vært gjennomført et arbeid knyttet til rammebetingelsene for bygging av gasskraft i Norge. Dette arbeidet hadde sin bakgrunn i spørsmålet om konsesjoner for Naturkraft AS.

SFT ga 21. januar 1999 Naturkraft AS (Naturkraft) utslippstillatelser etter forurensningsloven til to gasskraftverk på henholdsvis Kårstø i Tysvær kommune og Kollsnes i Øygarden kommune. SFTs vedtak ble i hovedsak stadfestet av Miljøverndepartementet i klagevedtak 22. juni 1999.

I samme periode har Stortinget behandlet St. meld. nr. 29 (1998-1999) Om energipolitikken. Energi- og miljøkomiteen har i sin innstilling om energipolitikken (Innst. S. nr. 122 (1999-2000)) inngående vurdert spørsmålet om utbygging av gasskraftverk i Norge, herunder konsesjonsbehandlingen av de to verk som er planlagt av Naturkraft.

Innstilling S. nr. 122 (1999-2000) fra energi- og miljøkomiteen om energipolitikken og Stortingets vedtak av 9. mars 2000, la nye politiske føringer for behandling av søknader om utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra nye gasskraftverk. I henhold til tilråding fra flertallet i Stortingets energi- og miljøkomite, gjorde Stortinget følgende vedtak om gasskraft:

”I Stortinget ber Regjeringen snarest treffe tiltak for omgjøring av vilkårene i de tildelte utslippstillatelser for gasskraftverk. Behandlingen av omgjøringssakene og eventuelle utslippssøknader for nye gasskraftverk forutsettes å skje innenfor forurensningslovens rammer, og slik at følgende retningslinje legges til grunn: Inntil et system for omsetning av utslippskvoter er lovregulert og satt i kraft stilles ikke strengere utslippskrav for klimagasser enn det som i dag er vanlig for gasskraftprodusenter i andre EØS-land.

II Krav til utslippsreduksjoner av NO<sub>x</sub> kan søkes imøtekommet ved at søkerne påtar seg forpliktelser som innebærer NO<sub>x</sub>-reduserende tiltak i andre virksomheter, herunder i samferdselssektoren.

III Stortinget legger til grunn at gasskraftverk som før Kyotoprotokollens første budsjettperiode deltar i internasjonale fondssystemer, kvoteordninger eller andre ordninger som Kyotoprotokollen legger opp til, blir forhåndskreditert dette. Stortinget anser det som viktig at en slik kreditering blir lovregulert i god tid før Kyotoprotokollens gjennomføringsperiode.”

Som følge av dette ble det i juni 2000 utarbeidet retningslinjer for behandling av gasskraftsaker i SFT som tillegg til forurensningsloven, forskrift for saksbehandling etter forurensningsloven og vanlig praksis for behandling av konsesjonssaker. Retningslinjene spesifiserer blant annet at nye anlegg må baseres på best tilgjengelige teknologi (BAT) i henhold til definisjonen av IPPC direktivet som i dag er implementert i forurensningsloven. Vurderingen av BAT for CO<sub>2</sub>-utslipp fra gasskraftverk i Norge skal ut fra dette baseres på det som til en hver tid regnes som BAT for gasskraftverk i EØS-området. For NO<sub>x</sub> utslipp gjelder det tilsvarende at vurderingen skal baseres på det som regnes som BAT for gasskraftverk i EØS-området på det tidspunktet utslippstillatelse gis. Der det ut fra miljøsituasjonen lokalt/regionalt og/eller ut fra hensynet til en kostnadseffektiv oppfyllelse av Norges internasjonale forpliktelser, og under hensyntagen til at kravene er mulig å oppfylle teknisk/økonomisk, kan SFT stille strengere krav enn BAT. Dersom utslippsgrensene begrunnes ut fra hensynet til internasjonale miljøforpliktelser, bør dette begrunnes med basis i tiltakskostnadene. Stilles det strengere krav enn BAT, kan differansen mellom tillatt utslippsnivå og den del som kan oppfylles med en teknologi som anses

som BAT, oppfylles ved tiltak hos tredjemann. Konsesjonshaver må søke om en slik løsning.

### III NYE MILJØVENNLIGE TEKNOLOGIER OG ANVENDELSER AV NATURGASS

#### 5 Innledning

Store deler av verdens energi- og kraftforsyning er basert på fossile brensler. Et felles trekk ved alle fossile brensler er at det dannes CO<sub>2</sub> ved forbrenning. Utslippene fra kraftsektoren står alene for nær 40 prosent av verdens utslipp av CO<sub>2</sub>. Den største kilden til utslipp er kullkraft som utgjør 36 prosent av verdens kraftproduksjon, mens gass- og oljekraft utgjør henholdsvis 16 og 9 prosent. Samtidig er det fortsatt tilgang på betydelige gjenværende ressurser av olje, gass og kull. Størrelsen på gjenværende oljereserver er anslått til å utgjøre omlag 40 ganger dagens årlige oljeforbruk og gassreservene til omtrent 60 ganger dagens årlige gassforbruk. De gjenværende kullreservene kan dekke dagens forbruk i et tusenårs perspektiv.

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 kull til gass i kraftproduksjon gir en halvering av CO<sub>2</sub>-utslippene. Samtidig elimineres utslippene av svoveldioksid helt, i tillegg til at NO<sub>x</sub>-utslipp og utslipp av sot blir vesentlig redusert.

Også sett sammen med bruk av olje til fyring, industriprosesser mv. gir det en betydelig miljøgevinst å konvertere til gass. I internasjonal sammenheng er dette bakgrunnen for at bruk av naturgass i seg selv ofte vurderes som miljøvennlig.

En kulldominert kraftforsyning internasjonalt preger også synet på spørsmålet om gasskraftteknologi i andre land. Det siste årene har det vært en sterk framvekst av gasskraft i internasjonalt, en utvikling drevet av både økonomiske og miljømessige hensyn. Det er sannsynlig at en også i lang tid framover vil ha fokus internasjonalt på å konvertere kraftproduksjon fra kull til gass, og på denne måten ta ut de mest nærliggende miljøgevinstene.

Definisjonen av *miljøvennlig* anvendelse av gass vil imidlertid vurderes ulikt ut i fra ulike ståsteder. Den norske diskusjonen om bruk av gass og gasskraft må ses på bakgrunn av vår historie, der en omfattende elektrifisering ved hjelp av vannkraft har gitt Norge en utslippsfri elektrisitetssektor i dag. Mer enn halvparten av den norske energiforbruket dekkes av elektrisitet. Utslippene av CO<sub>2</sub> fra samlet energibruk i Norge er derfor svært lavt sammenliknet med andre land. I internasjonal sammenheng framstår den norske energiforsyningen som svært miljøvennlig.

Definisjonen av nye anvendelser kan henspeile på anvendelser som er nye sett i forhold til at det forutsetter en type bruk eller teknologier som ikke er utviklet i dag, hverken i Norge eller andre land. Nye anvendelser av gass kan også relaterte seg til

anvendelser der det i dag er tradisjon for å benytte andre energibærere nasjonalt eller internasjonalt. Utvalget legger begge forståelsene til grunn i tolking av mandatet.

På samme måte kan det foretas ulike vurderinger hva som er ny miljøvennlig bruk av gass. Miljøvennlig bruk av gass i Norge kan relatere seg til at gass erstatter mer forurensende energikilder, sammenliknet med hvordan tradisjonell naturgassaktiviteten skjer internasjonalt. En mer krevende vurdering av miljøvennlig bruk av gass kan for eksempel være i de tilfeller gassen ikke går til erstatning av andre mer forurensende energibærere, men brukes i ny aktivitet eller til en teknologi der sammenlikningsgrunnlaget ikke finnes.

Utvalget har ikke søkt å foreta en gjennomgang av samtlige anvendelser av naturgass med tanke på hva som kan sies å være miljøvennlige anvendelser. Utvalget har valgt en generell tilnærming, der miljøvennlig bruk av gass skal forstås som bruk av gass innenfor rammene av våre internasjonale miljøforpliktelser.

Siden mandatet nevner eksplisitt CO<sub>2</sub>-fri gasskraft og hydrogen, er det fokusert særlig på disse framtidsmulighetene for bruk av gass. I tillegg har utvalget i noen grad også sett på anvendelser der norske lokale utslipp kan reduseres ved substitusjon til naturgass og områder som også vil medføre at bruk av gass gir bedre miljøresultat.

Alle nye anvendelser av gass krever at gass er tilgjengelig for brukerne. Utbygging av infrastruktur og et distribusjonsnett for gass krever store investeringer. Forutsetningen for drøftingen som gjøres av muligheter og teknologier hviler på en forutsetning om infrastruktur som bringer gass i land, dersom ikke annet er sagt. Kostnadene ved dette er da ikke medregnet i vurderingen av de ulike anvendelsesområdene.

## 6 Gasskraftverk – nye miljøvennlige teknologier

### 6.1 Innledning

Kraftproduksjon basert på fossile brensler er en av de største kildene til CO<sub>2</sub> utslipp globalt. Det er derfor et stort potensial å utvikle teknologier med reduserte CO<sub>2</sub> utslipp fra ulike typer kraftverk.

Det internasjonale fokuset på reduserte utslipp fra kraftproduksjon må ses i forhold til at kull har en dominerende plass i verdens kraftproduksjon, samtidig som nærmere 20 prosent av verdens kraftkapasitet er over 30 år gammel. I dag er det derfor i hovedsak to utfordringer som har oppmerksomhet internasjonalt; teknologiutvikling som kan gi bedret virkningsgrad og miljøprestasjoner for kullkraftverk og gasskraftverk, samt en overgang fra kullkraft til gasskraft.

De siste 25 års utvikling av gassturbiner har ført til at den elektriske virkningsgraden i gasskraftverk er økt fra 45 prosent til nærmere 58 prosent. Som følge av dette er CO<sub>2</sub> utslippene pr. produsert kilowatttime i slike anlegg redusert med 25 prosent i løpet av denne tiden. Et 400 MW gasskraftverk vil derfor slippe ut 300 000 tonn mindre CO<sub>2</sub> pr. år i dag enn et gasskraftverk av samme størrelse på midten av 70-tallet.

CO<sub>2</sub>-effektiviseringen har vært en bieffekt av den teknologiutvikling som har vært motivert av å oppnå høyest mulig elektrisitetsproduksjon med minst mulig bruk av gass. Drivkraften bak denne utviklingen fra leverandørindustrien sin side, har vært å kunne tilby anlegg med bedret økonomi. Utviklingen har samtidig gitt positive konsekvenser for utslippene fra gasskraftproduksjon.

### 6.2 Nærmere om gasskraft med CO<sub>2</sub> håndtering

Gasskraft med CO<sub>2</sub> håndtering, ofte kalt *CO<sub>2</sub>-fri gasskraft*, benyttes som betegnelse på kraftverk med gass som energikilde og der CO<sub>2</sub> skilles ut, enten i forkant, underveis eller i etterkant av kraftproduksjonsprosessen. Betegnelsen "CO<sub>2</sub>-fri" er imidlertid upresis i den forstand at CO<sub>2</sub> ikke forsvinner i løpet av prosessen. Prosessen vil ikke være "CO<sub>2</sub> fri" før den utskilte CO<sub>2</sub> håndteres på en måte som hindrer at CO<sub>2</sub> lekker ut til atmosfæren.

Begrepet "CO<sub>2</sub> fri gasskraft" omfatter fire trinn: CO<sub>2</sub>-fanging før eller etter kraftproduksjon, kompresjon av CO<sub>2</sub>-gassen, transport og langtidslagring av CO<sub>2</sub> i form av injeksjon/deponering/anvendelse. Håndtering av CO<sub>2</sub> er nærmere omtalt i kapittel 7.

Teknologi for å separere ut CO<sub>2</sub> fra gass har vært kjent siden 20-årene. Rensing av CO<sub>2</sub> fra eksosgass som oppstår ved forbrenning av fossile brensler (kull, olje eller naturgass) startet sent på 70-tallet. Separasjon av CO<sub>2</sub> fra gass startet imidlertid ikke med utgangspunkt i klimautfordringen. Metoden fikk relevans som en mulig kilde til industriell bruk av CO<sub>2</sub>, herunder også til økt oljeutvinning, jf. kapittel 7. Flere kommersielle CO<sub>2</sub>-separeringssanlegg ble konstruert på slutten av 70-tallet og begynnelsen av 1980 årene i USA. De fleste av disse CO<sub>2</sub>-separasjonsanleggene er i

dag lagt ned. Det finnes imidlertid fortsatt operative separasjonsanlegg i dag på kullkjeler og gasskjeler/turbiner, blant annet i USA, India, Kina og Brasil.

En har imidlertid svært begrenset erfaring med separering av CO<sub>2</sub> fra en kraftproduksjonsprosess, selv om det fra et industrielt ståsted finnes teknologi som kan gjøre det mulig med gasskraft med minimale CO<sub>2</sub>-utslipp. De ulike konseptene varierer i modningsgrad. Enkelte er til en viss grad testet ut i annen anvendelse, og noen teknologikonsepter inneholder komponenter som hver for seg er utprøvd. For andre teknologier gjenstår det betydelig utviklingsarbeid før teknologiene kan testes ut. Felles for alle de ulike kjente teknologikonseptene er imidlertid at energiforbruket i tilknytning til å ta ut CO<sub>2</sub>, krever en økning på 10-30 prosent naturgassbrensel sammenliknet med konvensjonelle gasskraftverk. Som følge av energitapene i prosessen blir derfor virkningsgraden i kraftproduksjon redusert. Et annet felles trekk er at investeringskostnaden for CO<sub>2</sub>-utskillingen er høy, og vil resultere i en betydelig vekst i de totale investeringene (mer enn fordoblet) for et gasskraftverk. Dagens teknologier er følgelig kostnadskrevende i forhold til vanlig gasskraftproduksjon, og det største fokuset ligger derfor på forskning og utvikling med tanke på billigere og mer energieffektive teknologier.

Gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering kan ikke med dagens kjente teknologiløsninger sies å være mer avansert teknologi enn dagens best tilgjengelige teknologi, ofte betegnet som konvensjonelle gasskraftverk. Slike gasskraftverk som er planlagt i Norge vil ha en garantert virkningsgrad på 58 prosent, og representerer teknisk sett det beste som finnes kommersielt tilgjengelig av gasskraftteknologi med hensyn til energieffektivitet. I forhold til dagens gasskraftteknologi, vil virkningsgraden ved gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering være sammenliknbare med det gassturbiner kunne yte i 1975 jf. omtalen i kapittel 6.2. Dette skyldes de store energitapene i prosessen knyttet til utskilling av CO<sub>2</sub>. Gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering representerer imidlertid en annen teknologisk retning enn det som hittil har vært drivende for utviklingen av gassturbiner.

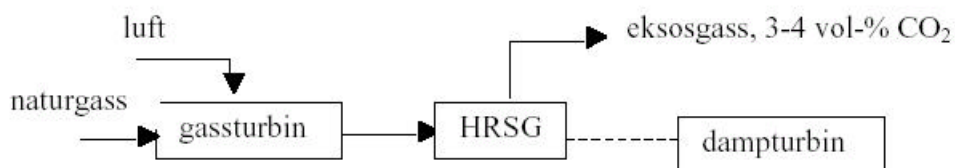
Norske miljøer har lenge arbeidet med gasskraftløsninger som kan gi lavere utslipp av CO<sub>2</sub> enn dagens best tilgjengelige gasskraftteknologi, jf. kapittel 12. Statoil har arbeidet med problemstillingen de siste 10 årene, og både Hydro og Aker Maritime har i mange år arbeidet med ulike konsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. I tillegg har andre norske miljøer som Kværner og SINTEF lenge arbeidet med problemstillinger knyttet til dette. Den norske aktiviteten er nærmere beskrevet i kapittel 12. Utviklingen av de norske renseteknologikonseptene blir støttet gjennom Forskningsrådets KLIMATEK-program. Programmet ble etablert for å fremme utvikling og demonstrasjon av teknologi som kan bidra til å redusere klimagassutslipp. Gjennom dette har nær alle aktuelle norske teknologikonsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering fått støtte i en forsknings- og utviklingsfase. Programmet har også gitt støtte til det norske arbeidet i det internasjonale CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP), jf. kapittel 10.

### **6.3 Beskrivelse av ulike separasjonsteknologier**

Referansen for å sammenlikne gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering er dagens tilgjengelige teknologi for gasskraftverk, som i dag har en garantert virkningsgrad på 58 – 59

prosent ved oppstart. Normalt vil gjennomsnittlig virkningsgrad over levetiden for anlegget være 55-56 prosent med dagens teknologi. Slike anlegg er såkalte kombikraftverk, som også utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Et slikt 400 MW gasskraftverk vil i utgangspunktet medføre utslipp på 1,1 millioner tonn CO<sub>2</sub> pr år. Kraftverket vil ha en produksjonskostnad på mellom 16-21 øre/kWh, avhengig av gasspris og avkastningskrav. Figur 6.1 viser en prinsippskisse for et gasskraftverk.

Figur 6.1: Prinsippskisse av kombinert gasskraftverk (CCGT), HRSG = Heat recovery system.



Kilde: SINTEF Energiforskning, 2000.

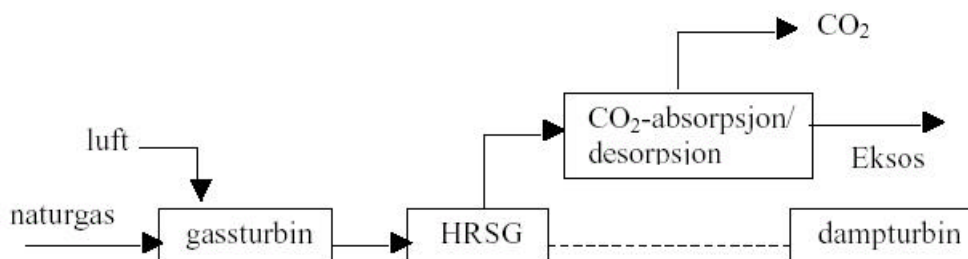
I de følgende kapitlene gis det en beskrivelse av de mest kjente teknologiene for reduserte utslipp fra gasskraftproduksjon, såkalt CO<sub>2</sub>-fri gasskraft. Det finnes imidlertid en flere varianter av de ulike teknologikonseptene, og det finnes også en rekke mindre kjente teknologier som ikke beskrevet her.

### 6.3.1 Røykgassrensing

Røykgassrensing (post combustion removal) benyttes som betegnelse for prosessen som skiller ut CO<sub>2</sub> fra eksosen etter forbrenningen i kraftverket har funnet sted. Absorpsjon ved hjelp av en aminløsning er den mest kjente teknologien for å fjerne CO<sub>2</sub> fra eksosgass. Teknologien er imidlertid ikke utprøvet på kraftverk av aktuell størrelse.

Utskillingen av CO<sub>2</sub> skjer ved at eksosen fra kraftverket føres gjennom et tårn ("absorber", "scrubber"). I dette tårnet kommer eksosen i kontakt med en absorpsjonsvæske som gjør at CO<sub>2</sub> løses opp i væsken. Løsningsmiddelet, som er anrikt på CO<sub>2</sub>, går deretter ut av tårnet i bunnen og sendes til en regenerator ("stripper"). Ved å tilføre varme, økes temperaturen, og løsningsmiddelet slipper CO<sub>2</sub>, som går ut av toppen av regeneratoren.

Figur 6.2: Prinsippskisse av utskilling av CO<sub>2</sub> fra eksosgassen.



Kilde: SINTEF Energiforskning, 2000.

Prosessen med å skille ut CO<sub>2</sub> fra resten av gassen er energikrevende, og det vil kreve 10 - 30 mer naturgass for å produsere en kilowatttime kraft sammenliknet med dagens gasskraftverk. Virkningsgraden i kraftverket blir anslagsvis 47-51 prosent.

De aminløsningene som hittil har vært benyttet er relativt fortynnede. Dette, sammen med det faktum at CO<sub>2</sub> -konsentrasjonen i eksosgassen i et gasskraftverk bare er 3 – 4 prosent, medfører at det kreves mye væske og betydelig størrelse på anlegget. Absorpsjonsanlegget for et 400 MW kraftverk blir meget stort; 30-50 m høyt og ca. 120-150 m<sup>2</sup> areal i kolonne. Det er sannsynlig at mellom 90-1500 tonn/år spesialavfall må håndteres, hvorav 30 – 500 tonn/år med amin, salter og organisk karbon. Det produseres i tillegg NO<sub>x</sub> i samme størrelsesorden som ved et konvensjonelt gasskraftverk. Renseprosessen vil også gi noe utslipp av ammoniakk.

Fordeler med teknologien for separering av CO<sub>2</sub> fra eksosgassen, er at den er utprøvd, både ved produksjon av CO<sub>2</sub> til industrielle formål, rensing av naturgass og fjerning av CO<sub>2</sub> fra syntesegass. Kraftverket vil i liten grad påvirkes av selve separasjonsprosessen, og kraftverket vil kunne kjøres uavhengig av driftsstans i rensenanlegget dersom konsesjonsbetingelsene tillater det. Som en selvstendig enhet kan også rensenanlegget ettermonteres på kraftverket når økonomien eventuelt gjør en slik løsning interessant. Dette gjør det mulig å benytte best tilgjengelig teknologi på selve kraftverket.

Slik eksosrensing kan benyttes også på kullkraftverk, oljekraftverk, gasskraftverk og andre typer eksosgassutslipp. Teknologien kan dermed ha stort potensial med tanke på at den internasjonale kraftproduksjonen er dominert av kull. En videreutvikling av teknologien kan åpne for muligheter til å redusere klimagassutslipp fra eksisterende installasjoner så vel som nye, både i Norge og andre land. I et internasjonalt FoU-perspektiv er det stort fokus på denne teknologien.

Svakheter ved teknologien er det store energitapet, arealbehovet, store mengder spesialavfall, og at teknologien aldri har vært benyttet i så stor skala som det er snakk om for et kraftverk. Det er dermed en betydelig teknologisk risiko knyttet til oppskalering av teknologien

Kostnadene ved dagens teknologi for eksosrensing er beregnet av ulike miljøer nasjonalt og internasjonalt. Drake and Herzog har beregnet ekstrakostnadene pr kilowatt time produsert i, forhold til et konvensjonelt gasskraftverk til 1,6 cent/kWh eller 13 øre/kWh (400 - 450 pr tonn CO<sub>2</sub>), unntatt transport og deponeringskostnadene. SINTEF Energiforskning AS har beregnet kostnadene til mellom 12-16 øre/kWh avhengig av kraftverkets størrelse. Det er godt sammenfall mellom ulike fagmiljøers økonomiske beregninger og vurderinger av metoden.

Teknologien med å benytte aminer for å fjerne CO<sub>2</sub> fra eksosgassen har imidlertid ikke utviklet seg vesentlig de siste 10 år. Utfordringene framover synes å være særlig knyttet til å redusere nødvendig kontaktflate mellom avgass og absorpsjonsvæske, samt å finne bedre stoffer til å fange CO<sub>2</sub> som kan redusere nødvendig størrelse på anlegget

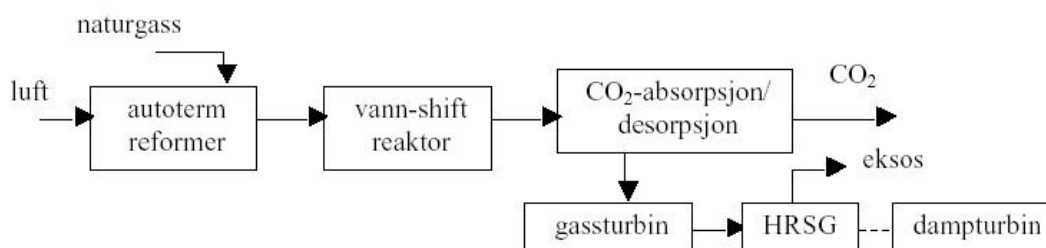
og løse avfallsproblemet. Kværner har gjort fremskritt med sin membranteknologi jf. kapittel 12 og Mitsubishi har kommet med forbedrede aminløsninger.

### 6.3.2 Avkarbonisering av brenselet

Ved separasjon av CO<sub>2</sub> før forbrenningen eller såkalt “pre-combustion decarbonisation” omdannes (reformerer) naturgassen til en gassblanding bestående av hydrogen og CO (såkalt syntesegass). I etterfølgende trinn omformes CO til CO<sub>2</sub> som deretter vaskes ut av gassblandingen. Fjerningen av CO<sub>2</sub> skjer under trykk. Ved hjelp av denne prosessen kan karbonet i naturgass fjernes fra brenselet før forbrenning i gassturbinen finner sted. Den hydrogenrike gassen, som er igjen etter utskilling av CO<sub>2</sub>, benyttes til forbrenning i kraftverket istedenfor naturgass. Hydrogengassen kan også inneholde vanndamp for å tilfredsstille krav til brenselegenskaper gitt av gassturbinen. En typisk sammensetning av en slik brenngass kan være 46 prosent hydrogen, 40 prosent nitrogen, 13 prosent vanndamp og noe karbonmonoksid, metan og CO<sub>2</sub>.

Hydrogengassen vil ha redusert energinnhold sammenliknet med den opprinnelige naturgassen. Dette innebærer at samlet virkningsgrad i kraftverket med dagens teknologinivå blir redusert til 45-47 prosent. Prosessen gir utslipp av NO<sub>x</sub> på samme nivå eller noe lavere enn konvensjonell gasskraftteknologi. Samtidig vil det fortsatt slippes ut noe CO<sub>2</sub>, rensegraden kan typisk være 83-86 prosent. Hydros tidligere konsept "Hydrokraft" er et eksempel på bruk av denne teknologien.

Figur 6.3: Prinsippskisse av hydrogenkraftverk.



Kilde: SINTEF Energiforskning, 2000.

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

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

Gassturbiner som benyttes i dette teknologikonseptet, er av samme type som benyttes i kraftverk med kullgasifisering (IGCC). Teknologiutvikling med tanke på denne typen gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering kan derfor bli hjulpet gjennom utvikling på et

annet område. Det er bare en av gassturbinprodusentene, General Electric (GE), som kan sies å være langt fremme innen gassturbinteknologi på dette området. GE har imidlertid stor erfaring med hydrogenholdige brenslere (IGCC, raffinerigasser etc.).

Det er også mulig å etterinstallere (i tid) denne teknologien på et konvensjonelt gasskraftverk. Dette gjøres optimalt dersom forberedelser gjøres ved bygging av hovedanlegget. Dette skyldes at prosessen teknisk sett er komplisert med tette koblinger (damp, luft og brensel) mellom reformeringsanlegg og kraftverk for å oppnå høyest mulig virkningsgrad. Eventuelle tilretteleggelser for en senere implementering av teknologien innebærer først og fremst at det velges en type gassturbin som kan brenne den aktuelle brenngassen.<sup>3</sup> Trolig må en lengre driftstans påregnes for dette arbeidet. Investeringsnivået for en slik ettermontering sammenlignet med etterrensing er ikke kjent.

Ulempene ved teknologien er det store energitapet i prosessen ved å omforme naturgass til en hydrogenrik gass (syntesegass) og at det i dag kun finnes en aktuell leverandør for den aktuelle type gassturbin. Det synes heller ikke i dag å være et markedsgrunnlag for en annen anvendelse av syntesegass som benyttes som brensel i denne type kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Dagens marked for metanol og ammoniakk tilsier ikke store muligheter. Markedsmuligheter for slike tilleggsprodukter må derfor sees på som del av en visjon om fremtidig utvikling, f.eks. innen et fremtidig energimarkedet der hydrogen kan ha en plass som drivstoff til kjøretøyer (brenselceller).

Det er anslått at kostnadene for produksjon av elektrisitet vil øke i størrelsesorden 10-12 øre sammenliknet med dagens best tilgjengelige gasskraftteknologi. Utfordringer framover knyttet til videreutvikling av teknologien vil, foruten større grad av integrasjon av elektrisitetsproduksjon og hydrogenproduksjon med CO<sub>2</sub>-innfangning, være knyttet til kostnadsreduksjoner.

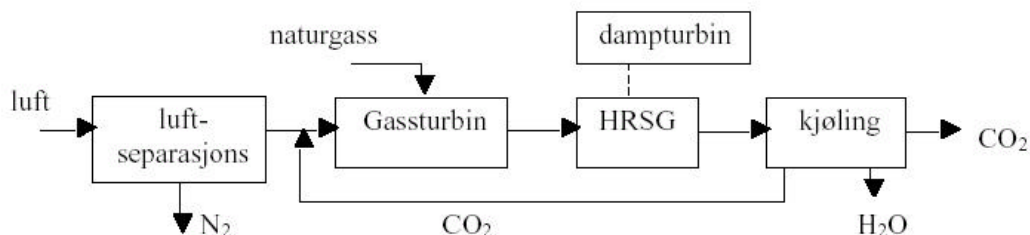
### 6.3.3 Forbrenning med rent oksygen - Oxyfuel

"Oxyfuel" benyttes som en betegnelse på en type gasskraftverk der forbrenningen av naturgass skjer med konsentrert oksygen istedenfor luft, jf. figur 6.4. Fordelen med dette er at eksosen etter forbrenningen kun inneholder CO<sub>2</sub> og vanddamp, i motsetning til eksosen fra et vanlig gasskraftverk som i tillegg inneholder store mengder nitrogen. Vanddamp og CO<sub>2</sub> kan deretter enkelt skilles fra hverandre ved en nedkjøling med kjølevann. Det meste av vanddampen kondenserer, mens CO<sub>2</sub> forblir i gassform. Fordi en benytter oksygen istedenfor luft reduseres nitrogen i forbrenningen vesentlig. Dette reduserer dannelsen av NO<sub>x</sub> i selve kraftproduksjonsprosessen. I en lukket forbrenningsprosess vil utslipp av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> til luft være like null. Metoden krever imidlertid tilgang på oksygen, og det er derfor nødvendig med oksygenproduksjon i tilknytning til kraftverket. Ut fra dette eksisterer det to konsepter for teknologien, enten basert på at oksygen produseres i et luftseparasjonsanlegg (HiOx) eller ved at

---

<sup>3</sup> Mer spesifikt omfatter disse forberedelsene installasjon av en bestemt type brennkamre og system for brennstofftilførsel. Videre fordres en tilpasset design av avgasskjelen og tilrettelegging av større luftuttak på gassturbinens kompressor. Dampsystemet må legges til rette for utveksling av damp med reformeringsanlegg.

luftseparasjon og forbrenning integreres i en reaktor (AZEP), jf. kapittel 12 om de ulike norske konseptene.



#### 6.4 Prinsippskisse for oxyfuel.

Kilde: SINTEF Energiforskning, 2000.

HiOx konseptet innebærer som nevnt et eget luftseparasjonsanlegg. Dette vil på samme måte som ved CO<sub>2</sub> separering være en energikrevende prosess og redusere anleggets totale virkningsgrad. Ved separasjon av luft vil det produseres store mengder nitrogen. Nitrogen kan få en verdi dersom den benyttes til trykkstøtte for økt oljeproduksjon, og mengden som injiseres kan endres over tid for å tilpasse seg en injeksjonsprofil.

Fordelene med HiOx løsningene er at prosessene er lukket etter forbrenningen. Dermed har løsningene null utslipp til luft, og det brukes ikke kjemikalier. Den elektriske virkningsgraden for et HiOx kombikraftanlegg blir høy selv med dagens luftseparasjonsteknologi. Det utvikles i dag nye ioniske membraner til oksygenproduksjon, som utprøves i flere pilotanlegg i mindre skala. Det antas at større anlegg kan komme i drift innen fem år. Ved anvendelse av slike membraner vurderes det at energiforbruket ved oksygenproduksjon kan reduseres med ca. 50 prosent. I dette tilfellet vil virkningsgraden i et HiOx kombikraftanlegg kunne økes fra ca. 48 til 52 prosent, og kostnadene for oksygenanlegget kunne reduseres med 25-40 prosent. Ved mer kompakte løsninger vurderes HiOx løsning å kunne bli egnet til bruk både i offshore anlegg og på land, jf. kapittel 12 og vedlegg fra Aker/Kværner.

Et Hiox anlegg kan enten leveres som et dampanlegg eller som et kombikraftanlegg. Konseptet for et kombinert kraftverk er ikke tilgjengelig i dag fordi det krever tekniske modifikasjoner av gassturbinen. CO<sub>2</sub> og luft er gasser med betydelig forskjell i egenskaper og en standard gassturbinkompressor og -turbin er dårlig tilpasset dette konseptet. Ytelsene i dagens turbiner ville derfor bli uakseptable. Hovedutfordringen for en HiOx kombikraftløsning blir å utvikle en ny gassturbinløsning med utgangspunkt i dagens teknologi. Kostnadene ved HiOx teknologien er usikker, i hovedsak fordi det gjenstår teknologiutvikling som kan kreve betydelige kostnader. Dagens anslag på økte produksjonskostnadene for elektrisitet (eksklusiv utviklingskostnader) sammenliknet ved et vanlig gasskraftverk er beregnet om lag 10-11 øre/kWh, jf. SINTEF Energiforskning, 2000.

Det andre kjente alternativet for oxyfuelteknologi er et konsept hvor luftseparasjonen er integrert i gassturbinens brennkammer ved bruk av en keramisk membran. Konseptet, AZEP - Advanced Zero Emission Power (Hydro/Alstom), har de samme fordeler som HiOx når det gjelder null-utslipp til luft og ingen kjemikalier. Denne teknologien vil også kunne anvendes både offshore og på land. Konseptet vil gi

minimale energitap og virkningsgraden forventes å ligge i størrelsesorden 55 prosent. Dette vil innebære bedret økonomi for oxyfuelkonseptet. Målet i forhold til AZEP er å halvere ekstrakostnaden forbundet med CO<sub>2</sub>-håndteringen sammenlignet med de "CO<sub>2</sub>-frie" teknologiene som kan realiseres i dag. Dette innebærer å redusere den ekstra produksjonskostnaden for elektrisitet til i størrelsesorden 6-7 øre/kWh. Teknologien ligger imidlertid noe lenger frem i tid enn de øvrige alternativene. For AZEP kreves ingen ny gassturbinteknologi. Teknologiutviklingen her er i første rekke knyttet til keramisk membran og varmeveksler i den integrerte luftseparasjons- og forbrenningsenheten. Utviklingen er anslått av Hydro til å koste i størrelsesorden 150 millioner kr frem til demonstrasjonsanlegg, nærmere beskrivelse finnes i kapittel 12.

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

#### **6.4 Vurdering av teknologiene – kostnader ved dagens kjente gasskraftkonsepter med CO<sub>2</sub>-håndtering**

De ulike teknologiene varierer i modningsgrad. De to alternativene med henholdsvis fanging av CO<sub>2</sub> fra eksosgassen etter forbrenning og utskilling i forkant med hydrogen som drivstoff i turbinen, synes som de mest modne teknologiene. Eksosgassrensing er en forholdsvis kjent teknologi som er benyttet i andre sammenhenger, og de ulike komponentene i et hydrogenfyrt kraftverk er kjente og testet ut allerede. Disse teknologiene er imidlertid umodne i den forstand at ingen av teknologiene er prøvd ut i større skala, eller i forbindelse med et gasskraftverk av den typen som bygges i dag. Det antas at det finnes et begrenset potensial for å redusere kostnader.

Den tredje mest kjente metoden med et oksygenfyrt kraftverk har betydelige gjenværende utviklingsbehov, først og fremst knyttet til videreutvikling/modifisering av en gassturbine som kan drives på oksygen. Så vidt kjent drives i dag ikke et slikt utviklingsarbeid hos noen leverandører med unntak av Hydro/Alstoms samarbeidsprosjekt AZEP. Dette skyldes at markedspotensialet på kort og mellomlang sikt må sies å være begrenset til Norge.

En sammenstilling av kostnadene ved for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering er krevende fordi kostnadsestimering av slike teknologier vil være beheftet med større usikkerhet enn ved andre mer kjente og anvendte teknologier. I tillegg er de ulike kostnadsanslagene basert på varierende forutsetninger. Kostnadene vil generelt avhenge av forutsetninger om gasspris, anleggets størrelse og levetid, kalkulasjonsrente, og i hvilken grad kompresjon, transport og deponering av CO<sub>2</sub> er inkludert. Samtidig vil anslagene på kostnadene for teknologier med betydelig gjenværende utviklingsarbeid være svært usikre, og må ses i en annen tidshorisont enn de mer modne konseptene.

Det er imidlertid gjort et betydelig arbeid internasjonalt, i forskningsinstitusjoner i og ulike programsammenheng de senere årene. En del av miljøene har søkt å benytte

samme forutsetninger for de ulike teknologier med tanke på sammenlikning. Dette gjelder for eksempel SINTEF, MIT og IEA. Både nasjonale og internasjonale referanser et relativt omforent spenn for ekstra kostnadene i forhold til et konvensjonelt gasskraftverk.

Tabellen viser ulike anslag på økte produksjonskostnader ved å ta i bruk gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering sammenliknet med dagens best tilgjengelige teknologi, uten at det er tatt stilling til ulike faktorer som kan bidra til bedret lønnsomhet eller faktisk gjennomførbarhet av teknologikonseptene i et fullskala kraftverk.

*Tabell 6.1: Ulike kostnadseksempler nasjonalt og internasjonalt på økte kostnader ved gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, jf. også litteraturliste.*

|                           | IEA   | MIT   | DoE   | CCP   | SFA pacific | Kværner/<br>aker | SINTEF |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------------|------------------|--------|
| Ekstrakostnad<br>øre /kWh | 13-15 | 13-15 | 14-16 | 12-16 | 16 - 18     | 10-15            | 9 – 16 |

IEA etablerte i 1991 "IEA Greenhouse Gas R&D Programme" (IEA GHG). I dag er 17 land, deriblant Norge, og 7 industriselskaper medlemmer i IEA GHG. På bakgrunn av den dominerende andel CO<sub>2</sub>-utslippene fra kraftproduksjon representerer, har renseteknologi og lagring av CO<sub>2</sub> fra slike anlegg en sentral posisjon i arbeidet. I dette programmer er det også gjort en vurdering og sammenstilling av de ulike ledende teknologiene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-deponering, jf. tabell 6.2. Anslagene i tabell 6.2 er eksklusiv kostnadene ved kompresjon, transport og deponering av CO<sub>2</sub>. Slike kostnader utgjør typisk 25 prosent av merkostnadene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering.

*Tabell 6.2: IEA anslag på kostnader for gasskraft med CO<sub>2</sub> –håndtering ekskl. kostnader til rør, kompresjon og deponering.*

| Prosess                    | CO <sub>2</sub> fanging            | Effektivitet (%) LHV) | Investerings (\$/kWe) | Elpris (c/kWh) | CO <sub>2</sub> utslipp (g/kWh) | CO <sub>2</sub> kostnader unngått (\$/t CO <sub>2</sub> ) |
|----------------------------|------------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Natural gas combined cycle | Ingen                              | 56                    | 410                   | 2.2            | 370                             | Referanse                                                 |
|                            | Eksosgassrensing (6.3.1)           | 47                    | 790                   | 3.2            | 61                              | 32                                                        |
|                            | Utskilling før forbrenning (6.3.2) | 48                    | 910                   | 3.4            | 65                              | 39                                                        |

Kilde: IEA, 2000.

Det største initiativet for å videreutvikle gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub>-deponering internasjonalt, er CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP), jf. kapittel 10. CCP startet opp våren 2000, og prosjektet består i dag av til sammen ni oljeselskaper. Fra norsk side deltar Hydro og Statoil. Tabell 6.3 viser noen foreløpige konklusjoner med hensyn til ulike teknologikonsepter som har vært vurdert av prosjektet. Teknologikonseptene i tabellen er sortert etter ulik modningsgrad. For de teknologiene som kan sies å være

utviklet tilstrekkelig til utprøving i dag, er det anslått en økning i produksjonskostnadene på 12-16 øre/kWh.

CCP skisserer også potensial for kostnadsreduksjoner over tid for de teknologiene som dette prosjektet omhandler. Disse anslagene vil være forbundet med større usikkerhet. Tabell 6.3 gir grove anslag for 400 MW kraftverk, kompresjon til 100 bar, 100 km rørledning og én injeksjonsbrønn.

*Tabell 6.3 Forventet økning i elpris for ulike teknologier.*

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

Kilde: CCP, 2002.

Det er enighet om at ingen av renseteknologiene som er vurdert i prosjektet peker seg ut som mer konkurransedyktig enn andre, og CCP anbefaler at alle konseptene videreutvikles inntil man har tilstrekkelig informasjon til å komme med klare anbefalinger om hvorvidt noen av konseptene skal skrinlegges, evt. føres videre til en pilotfase, jf. kapittel 10.

Det er vanskelig å vurdere de ulike teknologienes potensiale i dag. Fra et teknologisk ståsted eksisterer det i dag metoder som muliggjør produksjon av gasskraft med minimale CO<sub>2</sub>-utslipp, selv om slike teknologier ikke er utprøvd i kraftverk av den størrelse og type som planlegges i dag. Slik kraft blir imidlertid for dyr å produsere.

Med utgangspunkt i anslagene som finnes på kostnader ved de ulike teknologikonseptene, er det klart at gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering representerer en betydelig økning i både investerings- og driftskostnader sammenliknet med et konvensjonelt gasskraftverk. Sett i forhold til et 400 MW gasskraftverk innebærer dagens teknologikonsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering at investeringskostnadene kan øke med 2,5 - 2,8 milliarder kroner og at driftskostnadene vil øke med 300-400 mill. kroner pr. år, jf. SINTEF 2000.

Når det er investert i en gitt teknologi vil de økte driftskostnadene påløpe i hele anleggets levetid. Levetid anslås vanligvis til 25 år. Neddiskontert over levetiden kan det samlet påløpe i størrelsesorden 4-5 milliarder kroner i økte kostnader sammenliknet med et konvensjonelt 400 MW gasskraftanlegg. For større anlegg kan det eksistere stordriftsfordeler som moderer økningen i driftskostnadene noe. Samtidig vil dette øke nivået på investeringskostnadene som må utliknes sammenliknet med konvensjonelle kraftverk.

Den endelige målgruppen med tanke på eventuell kommersialisering av gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering vil være energi- og kraftselskaper, som ønsker å produsere elektrisitet for salg. Uavhengig av teknologi vil drivkraften for en eventuell investeringsbeslutning være muligheten for å produsere kraft som er konkurransedyktig i markedet. Fordi kraftmarkedet i Norden henger sammen gjennom eksisterende (og planlagte) overføringsforbindelser mellom landene vil det være utviklingen i kraftprisen i Norden (og Europa) som bestemmer kraftprisen i Norge.

Høye CO<sub>2</sub>-priser eller strenge rammebetingelser for CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge vil ikke alene gjøre det lønnsomt å bygge og drive et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Kraftprisene i det nordiske og europeiske markedet blir i stor grad bestemt av produksjonskostnadene og rammebetingelsene til europeiske kraftverk. I et slikt marked kan ikke norske produsenter med fordyrende produksjon eller rammebetingelser konkurrere med øvrige produsenter som ikke har tilsvarende teknologi/rammebetingelser.

Dersom det legges harmoniserte CO<sub>2</sub>-avgifter eller kvoter på fossilbasert kraftproduksjon i Norden og Europa, vil dette generelt skape grunnlag for å bedre lønnsomheten ved CO<sub>2</sub> effektiv kraftproduksjon. Med de anslag som finnes på framtidige priser på kvoter/kreditter, vil dette prisnivået imidlertid ikke være tilstrekkelig til at slike anlegg kan konkurrere med andre typer kraftproduksjon i Norge eller utlandet, jf. også drøfting av viktige rammebetingelser i kapittel 11.

På lengre sikt kan slike gasskraftverk være mer aktuelle. Strengere klimaavtaler kan bli en realitet og kan igjen føre til økt konkurransekraft for slike teknologier. Samtidig vil teknologiene videreutvikles, spesielt med hensyn på energitapene i prosessen. Det arbeides nå med flere nye konsepter, og det er for tidlig å si hva slags konsept som vil vise seg mest lovende på sikt. Dette er drøftet i større bredde i kapittel 12, blant annet på basis av de ulike innspill utvalget har fått fra relevante leverandører og energiselskaper som arbeider på området. Utfordringene og mulighetene knyttet til økt anvendelse og teknologiutvikling er nærmere drøftet i kapittel 12. Mulighetene for anvendelse av CO<sub>2</sub> vil også kunne påvirke lønnsomheten, jf. kapittel 7 og 12.

## 7 Håndtering av CO<sub>2</sub>

### 7.1 Innledning

Dette kapitlet gir en faktisk fremstilling av ulike måter å håndtere CO<sub>2</sub> på, enten det kommer fra gasskraftverk eller annen type produksjon med utskilling av CO<sub>2</sub>. Kapittel 12 drøfter nærmere mulighetene og utfordringene ved å deponere CO<sub>2</sub> i Norge.

Utskilt CO<sub>2</sub> kan deponeres i vannførende geologiske formasjoner (akviferer), i forlatte eller produserende petroleumsreservoarer, i kullformasjoner eller direkte i havet. Biologiske og kjemiske prosesser er andre metoder for å binde utskilt CO<sub>2</sub> på. Industriell anvendelse av CO<sub>2</sub> og binding av CO<sub>2</sub> i mineraler omtales også. Et fellestrekk ved industrielle anvendelser av CO<sub>2</sub> er at mengden CO<sub>2</sub> som håndteres blir svært liten i forhold til de store CO<sub>2</sub>-utslippene. Denne utredningen omhandler ikke naturlig opptak av CO<sub>2</sub> i for eksempel skog.

En felles utfordring for alle lagringsløsninger er at en må være sikker på at CO<sub>2</sub> forblir isolert fra atmosfæren så lenge drivhuseffekten utgjør en trussel mot miljøet på jorden. Det er et behov for dokumentasjon som sannsynliggjør at de ulike lagringsløsningene er tilfredsstillende i et slikt langsiktig, miljømessig perspektiv.

Lagringsløsningene må videre være i overensstemmelse med internasjonal og nasjonal lovgivning og retningslinjer på området.

CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i eksosgass fra gassturbiner er lav så lenge konvensjonell teknologi benyttes. Injeksjon av ubehandlet eksosgass med lav CO<sub>2</sub>-konsentrasjon er imidlertid ikke aktuelt av flere grunner. Eksosgass har et stort volum, og energibehovet for det nødvendige kompresjonsarbeidet før injeksjon blir derfor meget høyt. Det er derfor ikke mulig å lagre eksosen fra standard gassturbin i et hydrokarbonfelt hvis turbinens egen kraft skal benyttes til kompressoren. Høyere konsentrasjon i eksosgassen gjør det imidlertid mindre kostnadskrevende å gjenvinne CO<sub>2</sub> fra avgassen. En annen sentral årsak er at det meste av en vanligvis begrenset lagringskapasitet i reservoarene blir opptatt av andre komponenter i eksosgassen enn CO<sub>2</sub>.

### 7.2 Lagringsmuligheter for CO<sub>2</sub>

#### 7.2.1 I havet

Det er foreslått minst to metoder for å lagre CO<sub>2</sub> i havdypet: (1) Behandlet og rensset CO<sub>2</sub> fra utslippskilden injiseres direkte i havet. CO<sub>2</sub>-strømmen løses i havmassene, som etter hvert felles ut i form av hydrater eller i sedimenter på havbunnen. (2) Det naturlige opptaket av CO<sub>2</sub> i havet påvirkes ved hjelp av kunstig gjødsling, for eksempel av jern.

Lagring av CO<sub>2</sub> i havet kjennetegnes blant annet av stor lagringskapasitet. Denne metoden er i dag imidlertid forbundet med en begrenset vitenskapelig forståelse av mulige effekter på levende marine ressurser, hvilken oppholdstid havdeponering faktisk medfører og hvordan CO<sub>2</sub> fordeler seg i havet over tid. Med den usikkerheten

som råder og med dagens kunnskap på området, anses lagring i dyphavet som lite aktuelt. Lagring i dyphavet behandles derfor ikke videre.

### 7.2.2 I geologiske formasjoner

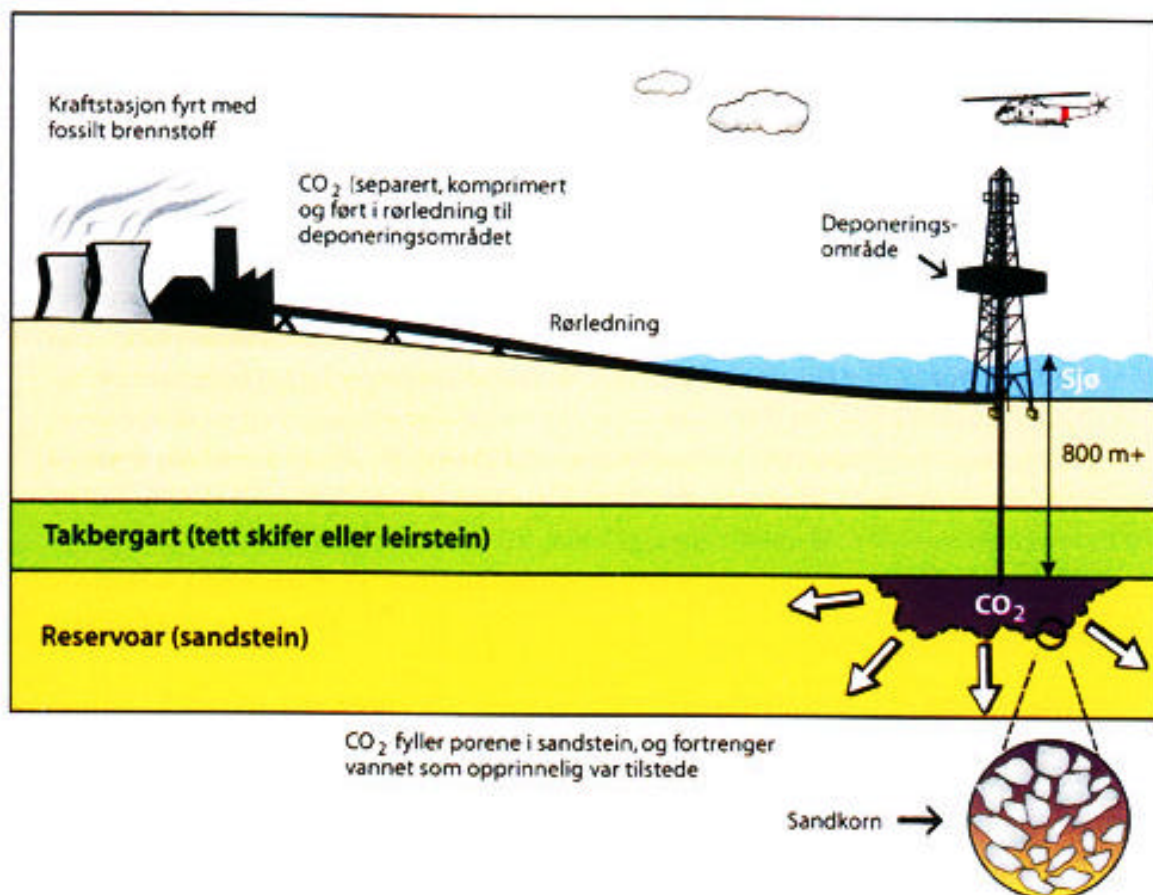
Det finnes tre hovedtyper av geologiske formasjoner som har potensiale til å lagre store mengder av CO<sub>2</sub>: (1) vannførende geologiske formasjoner (akviferer), (2) produserende og ikke-produserende petroleumsreservoarer og (3) ikke utvinnbare kullformasjoner.

#### Vannførende geologiske formasjoner

Hovedprinsippet ved lagring av CO<sub>2</sub> i vannførende lag i geologiske formasjoner i undergrunnen går ut på å injisere CO<sub>2</sub>-gass i tilnærmet ren form inn i porerommene i egnede bergarter. Til deponeringsformål er det nødvendig å finne bergarter med høy permeabilitet, og som er overleiret av tette takbergarter eller med takbergarter med lav permeabilitet, f.eks. skifer.

For at deponering av CO<sub>2</sub> skal være praktisk mulig, må CO<sub>2</sub> lagres i tett fase, dvs i tilnærmet flytende form. CO<sub>2</sub> vil være i denne fasen ved et dyp på ca 800 meter under havoverflaten. Dette innebærer at lagring av CO<sub>2</sub> på et generelt grunnlag er uinteressant i bergarter som ligger grunnere enn 800 meter under havoverflaten.

#### Skjematisk framstilling av karbondioksyd-deponering i undergrunnen



*Figur 7.1: Skjematisk fremstilling av CO<sub>2</sub>-deponering i vannførende lag i geologiske formasjoner i undergrunnen.*

Kilde: Norges Geologiske Undersøkelser, 1998.

Det høstes nå erfaring med deponering av CO<sub>2</sub> blant annet i en vannførende formasjon på Sleipnerfeltet, i Utsiraformasjonen. Siden 1996 har 1 million tonn CO<sub>2</sub> per år blitt lagret i denne formasjonen. For å imøtekomme salgsspesifikasjon på den produserte gassen, separeres CO<sub>2</sub> fra brønnstrømmen, og ikke fra eksosgassen etter en forbrenningsprosess. Det er første gang CO<sub>2</sub> er fjernet fra produsert gass og injisert i en akvifer. Prosjektet har vakt internasjonal oppmerksomhet og anerkjennelse. Gjennom integrasjon og nye bruksmetoder for eksisterende metodologi og teknologi, vil prosjektet gi en vitenskapelig basert metode for vurdering, planlegging og overvåking og kontroll av underjordisk lagring av CO<sub>2</sub>. Så langt tyder erfaringene fra prosjektet på at Utsiraformasjonen er tilfredsstillende som lagringsplass.

Injeksjon i akviferer er en relativt ny tanke som har sin åpenbare styrke i store volum tilgjengelig plass. I Nordsjøen finnes det sandsteinsakviferer med svært stor utstrekning og tykkelse. Disse har kapasitet til å lagre store mengder CO<sub>2</sub> for eksempel fra kraftstasjoner i Nord-Europa i flere hundre år fremover. For å få redusert transportkostnadene vil det imidlertid være gunstig om man hadde lagringsmuligheter i de nære områdene langs kysten. I disse områdene er det imidlertid gjort få geologiske studier for å kartlegge hvor og om en har egnede akviferer til deponeringsformål.

#### *Forlatte petroleumsreservoarer*

CO<sub>2</sub>-injeksjon kan også være aktuelt i olje- og gassfelt som ikke lenger utvinnes. Disse reservoarene har inneholdt olje og gass, og antas fortsatt tette. Disse reservoarene er derfor i utgangspunktet ideelle for deponering. Dessuten er reservoaregenskapene vanligvis grundig utforsket og kartlagt.

Selv om det geologisk og teknologisk er mulig å bruke slike reservoarer til lagring av CO<sub>2</sub>, forventes det at denne lagringsmuligheten er mindre attraktiv økonomisk, sammenlignet med bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning. På den annen side kan lokalisering og nærhet til punktkilden tale for en slik lagringsmulighet.

Sannsynligvis vil det også være behov for endringer i dagens praksis for å kunne bruke forlatte petroleumsreservoarer til lagring av CO<sub>2</sub>. Videre er det ikke etablert praksis for hvordan operatørskapet for et forlatt petroleumsreservoar skal håndteres i den grad reservoaret ikke lenger betraktes som et petroleumsfelt, men som et lagringssted for CO<sub>2</sub>.

Forlatte reservoarer vil ofte inneholde olje- og gassressurser som potensielt kan ha en økonomisk verdi i den grad oljeprisen øker tilstrekkelig eller nye EOR-teknikker og teknologier utvikles. Det kan derfor være av interesse i fremtiden å konvertere disse feltene til olje- og gassproduksjon igjen. Injeksjon av CO<sub>2</sub> kan i mellomtiden imidlertid ha forurenset petroleumsressursene. Dette er også et aspekt som må adresseres for eventuelt å kunne bruke forlatte olje- og gasfelter til å lagre CO<sub>2</sub>.

### *Kullformasjoner*

Et annet lagringsmedium er ikke utvinnbare kullformasjoner. CO<sub>2</sub> kan injiseres i kullformasjoner, hvor kullet absorberer CO<sub>2</sub> og gir det et permanent lagringssted forutsatt at kullet aldri utvinnes. En ønsket sideeffekt av denne metoden er også at CO<sub>2</sub> muliggjør utvinning av metan ved at CO<sub>2</sub> fortrenger metan absorbert i kullet.

I New Mexico, USA, injiseres det i dag over 100.000 tonn CO<sub>2</sub> over en treårs periode i et demonstrasjonsanlegg. Dette er det mest kjente demonstrasjonsanlegget for deponering av CO<sub>2</sub> i kull-leier.

### *Biologiske og kjemiske prosesser*

Avanserte biologiske prosesser kan utvikles og brukes til å binde CO<sub>2</sub> både fra store, sentraliserte punktkilder og fra mer geografisk spredte utslippskilder. Bakterier og andre organismer kan eksempelvis brukes til å fjerne karbon fra brenselet, og til å gjenvinne karbon fra avfall.

### *Kostnader*

Utskilt CO<sub>2</sub> komprimeres og transporteres gjennom rørledning til injeksjonsanlegget. Deretter injiseres CO<sub>2</sub> i en egnet formasjon. Ved konstruksjon og drift av et nytt, miljøvennlig gasskraftverk over et visst antall år, utgjør kostnader relatert til rørledning, injeksjonsbrønn og transport ca 25 prosent av de totale kostnadene. Etter at anlegget er kommet i drift, utgjør transportkostnadene en relativt liten andel av driftskostnadene for deponering.

Kostnadene ved deponering av CO<sub>2</sub> øker med avstanden fra utskillingssted til deponeringsanlegg. Det vil derfor være ønskelig å finne et velegnet lagringssted så nær utslippskilden som mulig. Hvis flere punktkilder kan bruke samme rørledningssystem, reduseres også den relative kostnaden. Se kapittel 6 for en videre drøfting av kostnader forbundet med gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-deponering.

Merkostnaden for å fjerne CO<sub>2</sub> ved bruk av dagens beste tilgjengelig teknologi, regnet i produksjonskostnad for elektrisitet, sammenlignet med konvensjonell gasskraft, er av flere studier beregnet til om lag 10-15 øre/kWh. Med dagens rammebetingelser vil disse teknologiene være vesentlig dyrere sammenlignet med forventet pris på alternative utslippsreducerende tiltak. Selv om CO<sub>2</sub> gis en verdi ved at den benyttes til trykkstøtte i petroleumsreservoarer, som igjen bidrar til å forlenge et felts levetid, endrer ikke dette bildet seg tilstrekkelig.

### *Virkninger på miljøet*

Det er viktig at CO<sub>2</sub> er lagret tilstrekkelig lenge til at man er sikker på at CO<sub>2</sub> forblir isolert fra atmosfæren så lenge drivhuseffekten utgjør en trussel mot miljøet på jorden. Det forventes at egnede olje- og gasreservoarer har karakteristika som gjør at lagret CO<sub>2</sub> forblir i reservoarene i et slikt tidsperspektiv. Det er videre viktig å unngå akutte utslipp av CO<sub>2</sub>. Lagringsegenskapene i vannførende geologiske formasjoner er generelt mindre utforsket enn for petroleumsreservoarer.

Deponering av CO<sub>2</sub> innebærer bruk av energi. I den grad deponering av CO<sub>2</sub> kan redusere hastigheten i konsentrasjonsøkningen av CO<sub>2</sub> i atmosfæren, vil deponering fortsatt være en gunstig tilnærming i et miljømessig perspektiv. Hovedinnvendingen

mot undergrunnsdeponering fra et miljømessig synspunkt har til nå vært hovedsakelig konsentrert rundt sikkerhet, det vil si muligheten for at CO<sub>2</sub> lekker til overflaten. Skal kraftgenerering med CO<sub>2</sub>-deponering være et realistisk alternativ, er det nødvendig å finne reservoarer som er egnet til langtidslagring av CO<sub>2</sub>.

#### *Behov for dokumentasjon*

Hvis lagring av CO<sub>2</sub> skal brukes som utgangspunkt for å oppfylle nasjonale forpliktelser under FNs klimakonvensjon, vil det være nødvendig å få beregnet og dokumentert den mengden CO<sub>2</sub> som deponeres. IPPCs retningslinjer for utslippsregnskap gir adgang til å ikke inkludere den mengden CO<sub>2</sub> som deponeres i et lands estimater for faktiske utslipp.

Når det gjelder CO<sub>2</sub>-rensing, er det teknologisk mulig å måle CO<sub>2</sub>-innholdet i avgassen som en integrert del av den kjemiske prosessen. Tilleggskostnadene forventes å være minimale. Eventuelle behov for å måle det faktiske CO<sub>2</sub>-innholdet fra en forbrenningsprosess må imidlertid avklares, og i dag er det ikke vanlig at dette gjøres. Eksempelvis beregnes de avgiftsbelagte CO<sub>2</sub>-utslippene på norsk kontinentalsokkel i dag med utgangspunkt i målte volum av forbrukt naturgass og diesel på innretningene, og en feltspesifikk faktor for karboninnholdet i brenselet.

Når det gjelder transport av CO<sub>2</sub>, transporteres det allerede store mengder CO<sub>2</sub> i rørledninger i USA på kommersiell basis. Også i denne fasen er det teknologisk mulig å overvåke og måle CO<sub>2</sub> til lave kostnader. Det må avklares om det er nødvendig å bruke liknende måleinstrumenter for å måle CO<sub>2</sub> som injiseres i geologiske formasjoner. Når CO<sub>2</sub> er lagret i formasjonen, er det teknologisk mulig å overvåke hvordan CO<sub>2</sub> reagerer over tid i reservoaret ved hjelp av seismiske data. Det er også sentralt å kunne dokumentere hvor mye av injisert CO<sub>2</sub> som forblir værende i undergrunnen. Et sentralt spørsmålet i denne sammenheng er hvilket datagrunnlag som vil være godt nok.

*Tabell 7.1: Forventede muligheter og kostnader forbundet med langtidslagring av CO<sub>2</sub>*

| <b>Lagringsmetode</b>              | <b>Tilgjengelig teknologi?</b> | <b>Verifikasjon?</b> | <b>Relativ verifikasjonskostnad</b> |
|------------------------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------------|
| Vannførende geologiske formasjoner | Ja                             | Enkel                | Lav                                 |
| Forlatte olje- og gassfelt         | Ja                             | Etablert praksis     | Lav                                 |
| Økt oljeutvinning                  | Ja                             | Etablert praksis     | Lav - medium                        |
| Ikke-utvinnbare kullfelt           | Delvis                         | Moderat              | Medium                              |

Kilde: IEA, 2000.

### 7.3 Anvendelse av CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub> kan anvendes industrielt på mange måter, men ikke i de kvanta det er snakk om ved storskala rensing av eksosgass fra kraftverk. For slike kvanta er det kun en kjent anvendelse der CO<sub>2</sub> kan ha en positiv verdi, og det er bruk av CO<sub>2</sub> som injeksjonsgass i forbindelse med petroleumsproduksjon. Andre anvendelser vil kunne være kommersielt attraktive avhengig av lokale forhold som for eksempel nærhet til en bruker. Et felles trekk ved disse anvendelsene vil være at de ikke vil være i stand til å ta hele den produserte CO<sub>2</sub> mengden.

Selv om CO<sub>2</sub> blir solgt til oljeselskaper til for eksempel en pris på 150 NOK/tonn CO<sub>2</sub>, viser studier at man fortsatt har en kostnadsforskjell i elpris, sammenlignet med et konvensjonelt gasskraftverk (Combined Cycle). Et tilleggsmoment er at bruk av CO<sub>2</sub> frigjør hydrokarbongass, som ellers ville vært brukt til injeksjon, til eksport og dermed øker verdien for slik gass.

#### 7.3.1 Økt utvinning av olje og gass (EOR)

Oljeproduksjonen på en rekke felt på norsk kontinentalsokkel vil i løpet av de nærmeste årene komme inn i en fase med sterkt fallende produksjonsrate. På enkelte felt vil økt vannproduksjon kreve betydelige investeringer dersom produksjonen skal opprettholdes. Det må da tas stilling til om feltene skal forlates, eller om det skal foretas nye investeringer for å få ut noe mer av den gjenværende oljen. Restoljen kan typisk utgjøre 40 til 60 prosent av den oljen som opprinnelig var tilstede. Det vil på dette tidspunktet eksistere god geologisk kjennskap til reservoaret.

Erfaringer fra andre olje provinser i verden kan tilsi at det i en sen fase settes inn metoder som gir økt oljeutvinning. Gassinjeksjon kan være en metode. Allerede i dag viser Oljedirektoratets prognoser at injeksjon av gass vil øke.

CO<sub>2</sub> kan være en alternativ injeksjonsgass, dersom man har tilstrekkelige kvanta. CO<sub>2</sub> kan injiseres fra første produksjonsdag, eller den kan injiseres etter vanninjeksjon (tertiær gassinjeksjon med CO<sub>2</sub>). En tredje måte er alternerende injeksjon av CO<sub>2</sub> og vann (VAG). Felt som har vært produsert med massiv trykkstøtte med naturgass, vil ikke være kandidater for CO<sub>2</sub>-injeksjon da en både forurenses den injiserte naturgassen og potensialet for ytterligere økt utvinning er lav. En eventuell blanding av naturgass og CO<sub>2</sub> i reservoaret innebærer også store separasjonskostnader for utskillelse av CO<sub>2</sub> fra gassen. I Norge vil f.eks. feltene Oseberg og Sleipner ikke være kandidater for CO<sub>2</sub>-injeksjon.

CO<sub>2</sub> har som injeksjonsgass egenskaper som i mange tilfeller kan gi spesielt høyt utbytte. En av disse er at den gjennom en komponentutveksling mellom gass og olje kan danne en overgangssone mellom fasene slik at det ikke oppstår grenseflatespenninger mellom dem. Dette kalles blandbar fortrenkning, og er kjennetegnet av svært lav restolje i de sonene som er flømmet.

Også i reservoarer hvor en ikke oppnår blandbarhet, kan imidlertid CO<sub>2</sub>-gassen ha en gunstig effekt på produksjonen. CO<sub>2</sub> vil kunne fortrenge olje i deler av reservoaret som det er vanskelig å nå med andre injeksjonsfluider.

CO<sub>2</sub>-gassen kan mobilisere mye olje, men responsen er ikke spontan. Dette gir en redusert nåverdi på de ekstra investeringene som en måtte foreta for å sette i gang CO<sub>2</sub>-injeksjon.

Dersom CO<sub>2</sub> skal transporteres fra kilder på land, må den tørkes på samme måte som naturgass. Ved slike betingelser vil CO<sub>2</sub> ikke være korrosiv, og vanlig konstruksjonsstål kan benyttes både i rørledning, kompressorer og injeksjonsbrønner. På produksjonssiden må man imidlertid ta en rekke forholdsregler for å unngå korrosjon, siden CO<sub>2</sub> og formasjonsvann vil strømme i blanding.

Det tekniske potensialet har vært studert av flere. Ved massiv CO<sub>2</sub>-flømming av trykkavlastede og vannflømmede oljereservoarer, viser foreløpige studier at det tekniske potensialet for økt oljeutvinning er betydelig på norsk sokkel. En evt realisering av dette potensiale innebærer blant annet betydelige investeringer i nye brønner, rørledninger og prosessutstyr. Det må også tas spesielle forholdsregler for å møte nye krav med hensyn til vann- og gassproduksjon og korrosjon.

For å kunne benytte injeksjon av CO<sub>2</sub> i stor skala, vil det også være nødvendig å importere CO<sub>2</sub> fra industrielle kilder i Europa. I dag er det ikke gjort kvalifiserte vurderinger av hvor store deler av dette potensialet som er økonomisk lønnsomt og realiserbart under gitte forutsetninger. Mulighetene for CO<sub>2</sub>-injeksjon i stor skala reiser også spørsmålet om hvilken infrastruktur som er nødvendig.

Det er igangsatt et prosjekt av de mest aktuelle aktørene på norsk sokkel og Oljedirektoratet for å avklare det økte utvinningspotensialet nærmere, samt lønnsomheten ved en eventuell CO<sub>2</sub>-injeksjon.

Arbeidet planlegges gjennomført i tre faser:

- I. Utvelgelse av felt for foreløpig vurdering.
- II. Foreløpig vurdering av potensialet i utvalgte felt ved klassiske metoder
- III. Fullskala simuleringer på grunnlag av resultater fra foreløpige vurderinger.

Feltene Ekofisk, Gullfaks, Brage og Vigdis/Borg/Snorre/Nord/Tordis er valgt ut i fase 1. Dette representerer en blanding av store og mindre felt, og en blanding av kalk- og sandsteinreservoarer.

Arbeidet med vurdering av potensialet på de enkelte feltene foregår i de konkrete lisensene. Kostnadmessige konsekvenser av evt nødvendige modifikasjoner på eksisterende anlegg er også inkludert. Med bakgrunn i resultatene fra disse studiene, skal det gjennomføres en studie for norsk kontinentalsokkel som helhet. Målet er å avklare og beskrive de tekniske og økonomiske mulighetene på norsk sokkel av en eventuell økt oljeutvinning fra CO<sub>2</sub>-injeksjon.

I dette prosjektet vil man benytte seg av flere scenarier. I base case forutsettes det at kostnader forbundet med separasjon, oppsamling og transport av CO<sub>2</sub> til injeksjonsstedene offshore betales av produsentene av CO<sub>2</sub>. Det forutsettes videre at CO<sub>2</sub> er tilgjengelig i nødvendige mengder og gratis tilgjengelig på plattformen. Dette er imidlertid svært usikre forutsetninger, gitt at det også vil være nødvendig å importere CO<sub>2</sub> fra kilder i Europa for å kunne benytte injeksjon av CO<sub>2</sub> i stor skala.

Videre vil produsentene av CO<sub>2</sub> ha et stort behov for å kunne selge CO<sub>2</sub> til oljeselskapene. Denne type usikkerhet tas det høyde for ved å legge til grunn ulike scenarier.

### 7.3.2 Juridiske problemstillinger

Før relevante aktører evt går inn for kommersielle prosjekter med CO<sub>2</sub>-separering og deponering, vil det være nødvendig å få avklart en rekke juridiske problemstillinger knyttet til dette saksfeltet.

Langtidslagring av CO<sub>2</sub> i vannførende geologiske formasjoner og i petroleumsreservoarer reiser en rekke uavklarte juridiske spørsmål, og utvalget ser det som sentralt at relevante aktører jobber videre med de juridiske aspektene ved ulike deponeringsløsninger. Londonkonvensjonen, Oslo-Paris konvensjonene (OSPAR) og FNs klimakonvensjon har alle kompetanse til påvirke spørsmålet om deponering av CO<sub>2</sub> i tilknytning til hav- og luftforurensning. I dag representerer Londonkonvensjonen det mest relevante og betydningsfulle internasjonale forum for juridiske spørsmål knyttet til deponering av CO<sub>2</sub>.

Det er i dag uklart hvordan disse internasjonale konvensjonene, protokollene og retningslinjene vil regulere muligheten for deponering av CO<sub>2</sub> fra forbrenningsprosesser fra landbaserte kilder i undergrunnen og i havet. I tillegg er det behov for en avklaring av det nasjonale regelverket på området.

En sentral observasjon er at spørsmålet om deponering av CO<sub>2</sub> hittil i hovedsak har vært relatert til lagring i *havet* snarere enn i *geologiske formasjoner* (akvifere) eller forlatte hydrokarbonreservoarer. Det går imidlertid ikke noe klart skille mellom ulike deponeringsløsninger i forbindelse med diskusjoner under relevante konvensjoner og protokoller. Den rådende oppfatningen synes derfor å være at eventuelle uønskede konsekvenser som kan forbindes med lagring i havet også vil påvirke vurderinger av andre deponeringsløsninger, herunder lagring i geologiske formasjoner.

#### *Londonkonvensjonen*

Mange kyststater, herunder Norge, er tilsluttet Londonkonvensjonen av 1972, hvor protokoll fra 1996 i utgangspunktet forbyr dumping av industrielt avfall og annet materiale til sjø og i undergrunnen fra skip, plattformer og andre menneskeskapte konstruksjoner. Såkalte godkjente stoffer er unntatt. CO<sub>2</sub> er ikke nevnt på denne unntakslisten, men deponering av CO<sub>2</sub> fra forbrenningsprosesser fra landbasert kilder var ikke en aktuell problemstilling den gangen konvensjonen ble utarbeidet.

I henhold til Artikkel 2 må alle parter til Londonkonvensjonen individuelt og kollektivt beskytte og bevare det marine miljø fra enhver form for forurensning. Partene er også pålagt å gjennomføre tiltak for å hindre, redusere, og i tilfeller hvor det er mulig eliminere forurensning forårsaket av dumping. Artikkel 3.1 i 1996 Protokollen krever dessuten at partene skal anvende en 'føre var' tilnærming for å beskytte miljøet fra dumping, i den forstand at hensiktsmessige preventive tiltak må iverksettes når det er grunnlag for å tro at avfall eller annet materiale som introduseres i det marine miljøet kan forårsake skade. Videre, og under Artikkel 3.3, pålegges partene å handle slik at man ikke overfører, direkte eller indirekte, skade eller

mulighet for skade fra en del av miljøet til et annet, eller overfører en form for forurensning til en annen.

Det sentrale spørsmålet i tilknytning til Londonkonvensjonen i denne sammenheng er hvorvidt CO<sub>2</sub> fra store punktkilder kan betraktes som "industrielt avfall". Hvis så er tilfelle, vil deponering i havet eller i geologiske formasjoner kunne forbys i henhold til bestemmelsene om ulovlig dumping.

I følge Fridtjof Nansens Institutt (FNI) er det i dag blant partene imidlertid ulike oppfatninger av hvordan de juridiske retningslinjene som ligger til grunn for definisjonen av "industrielt avfall", skal fortolkes. Det er videre uklart hvordan unntaksbestemmelsene skal fortolkes. Partene er heller ikke enige om hvilken juridisk status deponering av CO<sub>2</sub> har i henhold til spørsmålet om dumping og klassifisering av "industrielt avfall".

### *FNs klimakonvensjon*

Den deponeringsløsning som eventuelt velges, må også være i overensstemmelse med regler og retningslinjer under FNs klimakonvensjon.

Partene til FNs klimakonvensjon er forpliktet til å avgi årlig rapportering over utslipp av klimagasser. FNs klimapanel har også utarbeidet retningslinjer for hvordan utslipp fra ulike kilder og aktiviteter skal dokumenteres. FNs klimapanel har også utarbeidet en rapport om metoder for å lage gode anslag over utslipp, såkalt 'good practice'.

Det finnes ingen krav til spesifikk metodikk når det gjelder spørsmålet om ulike løsninger for deponering og lagring av CO<sub>2</sub> i de nevnte retningslinjer. Hittil har Norges praksis med deponering fra Sleipner i Utsiraformasjonen blitt rapportert og godkjent som lagring, med henvisning til at utslippene ville vært høyere om praksis i stedet hadde vært å avhende CO<sub>2</sub> fra naturgassen på annen måte. Retningslinjene for rapportering krever imidlertid grundig dokumentasjon av at CO<sub>2</sub> som deponeres faktisk bindes.

Det er mulig at krav til dokumentasjon av utslipp og metodikk for nasjonale regnskap vil øke i tiden framover og i lys av arbeidet med ratifisering og implementering av Kyotoprotokollen. Konsekvenser for ulike deponeringsløsninger vil også her påvirkes av den generelle oppmerksomheten rundt deponering, og utviklingen under Londonkonvensjonen spesielt.

### *OSPAR*

Videre regulerer Oslo-Paris konvensjonene av 1992 havforurensning i det nordøstlige Atlanterhav.<sup>4</sup> OSPAR er samsvarende, men strengere, sammenlignet med Londonkonvensjonen. OSPAR omfatter dumping av industrielt avfall som ble faset ut i 1995, med unntak av inert (ikke-reaktivt) materiale av naturlig opprinnelse og materiale som det ikke finnes alternative lagringsmuligheter for på land, og som ikke har miljøskadelige effekter.

---

<sup>4</sup> Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav. Oslo-Paris konvensjonene trådte i kraft i 1998.

### 7.3.3 Industriell anvendelse av CO<sub>2</sub>

#### *Produksjon av stabile karbonater*

CO<sub>2</sub> kan bindes ved produksjon av stabile karbonater for permanent deponering ved reaksjon med silikatbergarter. Olivin- eller magnesium-rike ultrabasiske bergarter i utgangspunktet er de viktigste kandidatene. I denne prosessen reagerer CO<sub>2</sub> med magnesiumrike silikatmineraler (olivin eller serpentin), og danner mineralene magnesiumkarbonat, kvarts og eventuelt vann. Sluttproduktene forekommer alle i naturen, og er i virkeligheten en del av den naturlige geologiske karbonsyklus.

Magnesiumrike silikatbergarter forekommer i store mengder på mange forskjellige steder i verden. En eneste forekomst i Oman inneholder for eksempel 30.000 km<sup>3</sup> med magnesiumsilikat. Denne forekomsten er alene nok til å binde det meste av all CO<sub>2</sub> fra verdens totale forekomster av kull.

Norge er for øvrig begunstiget med flere typer og relativt store forekomster av ultrabasiske silikatbergarter. Spesielt kan flere store, nærmest rene, olivinstenforekomster fremheves, for eksempel i Åheim.

Deponering av CO<sub>2</sub> som magnesiumkarbonat er en del av ZECA (Zero Emission Coal Alliance)-teknologien som utvikles ved Los Alamos National Laboratory i USA. Beregninger utført i ZECA-prosjektet tyder på at det er realistisk å forvente en deponeringskostnad på USD 15-20/tonn CO<sub>2</sub>. Den teknologiske utfordringen ligger i å oppnå en kjemisk prosess som går raskt nok. Tilsetting av enkle og billige kjemiske forbindelser som katalysator, har gitt lovende resultater. Trykk og temperatur vil også være viktige parametre i arbeidet med å finne frem til en optimal prosess for immobilisering av CO<sub>2</sub> ved at CO<sub>2</sub> reagerer med magnesiumrike silikatbergarter.

Det har ovenfor vært fokusert på magnesiumrike silikatbergarter. CO<sub>2</sub> reagerer imidlertid i naturen med de fleste silikatbergarter, og er således et viktig reagens ved naturlig nedbryting av bergarter. I atmosfæren forekommer CO<sub>2</sub> i små mengder, ca. 350 ppm. Ren CO<sub>2</sub> eller CO<sub>2</sub> i forskjellige blandingsforhold med vann under forskjellig trykk og temperatur, eventuelt med tilsetting av billige, enkle kjemikalier har tidligere ikke vært tilgjengelig som et aktuelt industrikjemikalie, simpelthen fordi kostnadene til nå ville blitt altfor store. Ved utvikling av kostnadseffektiv utskillelse av CO<sub>2</sub> i forbindelse med kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering basert på fossile brenslers, vil situasjonen både når det gjelder mengder og kostnad for CO<sub>2</sub> bli en helt annen. Det er derfor naturlig å vurdere om CO<sub>2</sub> kan utnyttes mer generelt som et kostnadseffektivt kjemikalie for karbonatisering av en rekke forskjellige silikatbergarter og mineraler. Dette vil kunne gi et større utvalg av termodynamisk stabile karbonatmineraler for deponering. En slik karbonatisering vil dessuten kunne medføre at viktige elementer fra silikatbergarter blir lettere tilgjengelig, og derfor kan utnyttes kommersielt. Et uttak av elementer direkte fra silikatbergarter har i praksis hittil ofte vært utenkelig på grunn av store utvinningskostnader.

Industriell anvendelse av CO<sub>2</sub> er også nødvendig i en kommersiell utnyttelse av bergarten anorthositt som finnes i meget store mengder på Vestlandet. Bergarten gir grunnlag for fremstilling av silisiumoksid, aluminiumoksid og kalsiumkarbonat. CO<sub>2</sub> brukes her for å produsere kalsiumkarbonat.

## 8 Hydrogen

### 8.1 Innledning

Dette kapittelet beskriver ulike sider ved hydrogen som energibærer, inklusive hvordan hydrogenet produseres, lagres og transporteres, og hvordan det kan brukes i energisammenheng. Teknologibeskrivelsen tar utgangspunkt i internasjonal status på området. Satsingen på hydrogen som energibærer i Norge adresseres i kapittel 12.

#### *Hva er hydrogen?*

Hydrogen (H) er et grunnstoff og utgjør anslagsvis 70 prosent av grunnstoffene i universet. Det er imidlertid ikke tilgjengelig i naturen i fri tilstand, men må produseres fra et hydrogenholdig råstoff. Hydrogen finnes i alt organisk materiale, i biomasse og i fossile energibærere, men den rikste forekomsten hydrogenholdige forbindelse er vann. Hydrogenet kan skilles ut fra råstoffet, og det dannes hydrogengass ( $H_2$ ). Hydrogen er altså ikke en primær energikilde, men en energibærer. Hydrogen har et energiinnhold på henholdsvis 33 kWh/kg (nedre brennverdi, LHV) eller 42 kWh/kg (øvre brennverdi, HHV). Dette er om lag tre ganger så høyt som bensin og diesel. I utredningen benyttes nedre brennverdi, som er det vanlige å bruke.

Bruk av hydrogen som energibærer vil være en miljøvennlig og bærekraftig løsning i et fremtidig energisystem. Det vil gi et like godt transportilbud som i dag, men uten miljøulempene. Utstrakt bruk av hydrogen vil også gi nye metoder for produksjon av elektrisitet og varme til hus/industri. Forutsetningen for at bruken av hydrogen som er produsert fra fossile kilder er miljøvennlig globalt sett, er at man ved framstillingen av hydrogenet får deponert  $CO_2$  og eventuelt renser andre utslipp. Bruk av hydrogen generelt vil bidra til reduserte lokale utslipp/miljøproblemer.

#### *Rent drivstoff*

Hydrogen kan brukes akkurat som konvensjonelle brensler – brennes i kjeler eller motorer for å skaffe varme eller kraft – eller det kan reagere elektrokjemisk med oksygen i en brenselcelle og produsere elektrisitet og varme direkte. I motsetning til konvensjonelle brensler er imidlertid hydrogen et rent drivstoff. Forbrenning i luft ved høy temperatur, for eksempel som drivstoff i forbrenningsmotorer, vil gi noe  $NO_x$  (nitrogenoksider), men vesentlig mindre enn det man får med konvensjonelt drivstoff. Foregår reaksjonen ved lavere temperatur, som i katalytiske brennere eller ved direkte omdanning til elektrisitet i brenselceller, blir det bare rent vann som sluttprodukt. Dette vil gå inn i et naturlig kretsløp og ikke medføre noen belastning på miljøet.

Ved forbrenning av hydrogen slippes det ikke ut noe  $CO_2$ . Men dersom energien til å produsere hydrogenet kommer fra fossile kilder, vil man i et livsløpsperspektiv ikke kunne betrakte hydrogen som en  $CO_2$ -fri energibærer. Ved produksjon av hydrogen fra for eksempel naturgass, produseres  $CO_2$  i tilsvarende mengder som ved forbrenning av den samme mengden naturgass. Det finnes imidlertid måter å fange opp og håndtere denne  $CO_2$  på. Dette er nærmere beskrevet i henholdsvis kapittel 6. Beskrivelse av ulike separasjonsteknologier og kapittel 7.

## Sikkerhet

Generelt kan det sies at hydrogen ikke er farligere enn andre brensler og drivstoffer, men risikomomentene er til dels forskjellige og bruk av hydrogen krever tilpasset teknologi. Hydrogengass er fargeløs og luktfri, og den er ikke giftig. Blandinger av hydrogen og luft er imidlertid eksplosive, med vide grenser for antenne og detonasjon. En konsentrasjon på 18 volumprosent eller mer hydrogen i luft er eksplosjonsfarlig. Nesten alle gnister (også fra statisk elektrisitet) vil antenne hydrogen, selv ned i 4 volumprosent. De fleste gnister vil til sammenligning også antenne damp av bensin og diesel, for disse allerede ved 1-2 volumprosent i luft. Hydrogen blander seg imidlertid meget hurtig med luft og fortynnes dermed raskt til ufarlige konsentrasjoner. Utslipp av 2000 liter flytende hydrogen i friluft vil nå ufarlige konsentrasjoner i løpet av om lag 1 minutt. Hydrogenflammen beveger seg 10 ganger raskere enn flammer fra hydrokarboner og brenner uten synlig flamme. Imidlertid er varmestrålingen fra en hydrogenflamme mye mindre enn stråling fra hydrokarbonflammer. Det betyr redusert risiko for at nærstående stoffer tar fyr eller at mennesker skades.

Man må være omhyggelig ved valg av materialer og konstruksjon av utstyr for hydrogen. Gassen har lett for å lekke gjennom små sprekker, pakninger etc., fordi molekylene er så små. Hydrogen diffunderer inn i stål og andre metaller. Dette kan forårsake materialsprøhet ("hydrogensprøhet") som kan svekke materialet og gi brudd.

Disse problemene kan imidlertid ivaretas ved tilstrekkelige sikkerhetsforanstaltninger. I lukkede rom må det utvises stor forsiktighet. Det er viktig med utluftningsmuligheter på de høyeste punktene i taket, og det er viktig å ha gode og pålitelige detektorer som gir alarm ved lekkasje. Ute i friluft er det svært liten sannsynlighet for eksplosjoner, fordi hydrogen som lekker ut vil forsvinne fort til værs på grunn av sin lave tetthet. Dette i motsetning til tyngre gasser som propan eller bensindamp, som vil samles opp nær bakken og utgjøre stor eksplosjonsfare. Hvis en bensinbrann i en bil varer i for eksempel 20 minutter, vil en tilsvarende hydrogenbrann være over på tiendeparten av den tiden.

## 8.2 Produksjon av hydrogen

Hydrogen reagerer lett med andre stoffer, så på jorden finnes det ikke fritt, bare som forbindelser med andre elementer. Det betyr at hydrogen må fremstilles fra en hydrogenholdig forbindelse som for eksempel vann eller naturgass. Det er mange slike forbindelser, og det er også mange fremstillingsmåter. I et langsiktig perspektiv vil trolig hydrogen bli produsert i sin helhet ved bruk av fornybar energi (primær eller sekundær solenergi). I et kortere perspektiv vil produksjon av hydrogen fra naturgass være teknologisk og økonomisk mest gunstig. Dette kapittelet beskriver de mest sentrale fremstillingsmåtene for hydrogen, med hovedvekt på produksjon fra naturgass.

EU-kommisjonen har nylig igangsatt et politisk initiativ med hensyn til strategier for introduksjon av alternative drivstoffer. På kort og mellomlang sikt, tas det sikte på introduksjon av biodrivstoffer og naturgass, på lengre sikt hydrogen. Et foreslått mål er at 20 prosent av bensin/dieselforbruket i transportsektoren i EU innen 2020 skal

være erstattet med 10 prosent naturgass, 5 prosent hydrogen og 5 prosent en kombinasjon av ulike biodrivstoffer. En 5 prosent markedsandel av hydrogen i 2020 vil tilsvare i størrelsesorden 35-40 mrd. Nm<sup>3</sup> hydrogen per år. Hvis dette hydrogenet i sin helhet fremstilles fra naturgass, tilsvarer det et forbruk på 15-20 mrd. Sm<sup>3</sup> naturgass per år. Til sammenligning produserer en stor syntesegassfabrikk etter dagens standard 5-6 mrd. Nm<sup>3</sup> hydrogen per år.

Når det gjelder kostnader for produksjon av hydrogen, vil disse avhenge av hvordan hydrogenet produseres og i hvor stor skala produksjonen foregår. For sentral, storskala reformering fra naturgass (1450 tonn hydrogen/dag) vil produksjonskostnaden for hydrogen ligge i området 25-40 NOK/GJ. Dette tilsvarer 10-15 øre/kWh. Kostnadsspenntet dekker et spenn i gasspris fra 40 til 80 øre/Sm<sup>3</sup>. Inkluderes oppsamling og deponering av CO<sub>2</sub>, øker kostnaden med anslagsvis 20-30 prosent, forutsatt en avstand frem til deponeringsstedet offshore på 100 km. Disse kostnadene for sentral produksjon dekker ikke kostnader knyttet til lagring og distribusjon av hydrogen frem til forbruker.

For lokal, småskala produksjon av hydrogen nær forbruksstedet (1600 kg hydrogen/dag – nok til å fylle 400 biler eller 40 busser hver dag), er bildet litt annerledes. Ved elektrolyse vil produksjonskostnaden for hydrogen ligge i området 100-110 NOK/GJ ved en strømpris på 20 øre/kWh. Dette tilsvarer 35-40 øre/kWh hydrogen. Kostnaden for strøm vil typisk utgjøre 60-70 prosent av den totale produksjonskostnaden ved vannelektrolyse. Ved reformering av naturgass vil produksjonskostnaden ligge i størrelsesorden 100 NOK/GJ ved en gasspris på 133 øre/Sm<sup>3</sup>. Konkurransforholdet mellom elektrolyse og reformering vil avgjøres av de lokale energiprisene på henholdsvis strøm og naturgass.

En direkte sammenligning av storskala og småskala hydrogenkostnader vil ikke gi et riktig bilde, siden distribusjonsleddet ikke er inkludert i storskala tallene.

### 8.2.1 Hydrogen fra naturgass

#### *Direkte produksjon*

Av de ca. 500 milliarder Nm<sup>3</sup> hydrogen (ca. 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 prosesssteknologien 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. Dampreforming av naturgass foregår ved at råstoffene naturgass og vanndamp omdannes til hydrogen og CO<sub>2</sub> ved 800 °C over en nikkeltkatalysator. Forenklet kan reaksjonen skrives slik:  $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{energi} \leftrightarrow 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$ , der CH<sub>4</sub> (metan) er hovedbestanddelen i naturgass. Halvparten av det produserte hydrogen skriver seg altså fra vann, som tilføres som damp. Reformering fra naturgass gir imidlertid ikke rent hydrogen, det blir også dannet noe CO<sub>2</sub>. Om lag 75 prosent av den produserte gassen er hydrogen. Fjerning av CO<sub>2</sub> er derfor nødvendig for å få rent hydrogen.

Partiell oksidasjon av hydrokarboner ved høy temperatur (ikke katalytisk, ca 1300°C og 30-100 atm) er en annen hovedrute til hydrogen. Ved denne prosessen kan tunge hydrokarboner ("bottom-of-the-barrel") omdannes mer effektivt enn ved dampreforming. Ulemper er behovet for oksygenfabrikk, karbondannelse (sot), problemer med "overoksidering" til CO<sub>2</sub> og vann (dvs. forbrenning), samt eksplosjonsfare dersom blandingsforholdet mellom hydrokarboner og oksygen kommer ut av kontroll.

Gjennom 1990-tallet har det vært økende internasjonal fokus på *katalytisk* partiell oksidasjon av hydrokarboner til syntesegass. Reaksjonene er hurtige og eksoterme, hvilket kan åpne for reduserte dimensjoner på anlegget, dvs. høy gjennomstrømning i små anlegg, og eliminering av behovet for eksternt tilført varme. Imidlertid medfører framstilling av oksygen- og syntesegass nye kostnader og ekstra prosessutstyr, mens bruk av luft gir økte gassvolumer, separasjonskostnader og mulige sideprodukter. Bruk av katalysator kan gi bedre selektivitet, lavere driftstemperatur og redusert koksdannelse sammenliknet med den ikke-katalytiske prosessen. Det arbeides med en fundamental forståelse av og kontroll over prosessen, samt med å finne selektive, stabile lavkostnads katalysatorsystemer.

Naturgass kan også dekomponeres ved høy temperatur til karbon og hydrogen. Prosessen omtales gjerne som pyrolyse, termisk dekomponering av naturgass, eller "carbon black", og kan drives rent termisk eller katalytisk. Ved at karbon ikke konverteres til CO<sub>2</sub>, utnyttes maksimalt 58 prosent av den tilgjengelige energien for forbrenning av metan. Imidlertid unngås CO<sub>2</sub>-utslipp, og prosessen vil kun være et alternativ til annen hydrogenproduksjon med CO<sub>2</sub>-fjerning (Steinberg 1999). Karbonet ("carbon black") kan utnyttes som råmateriale til for eksempel produksjon av bilgummi, eller lagres og evt. senere utnyttes til forbrenning. Prosessen resulterer i flere ulike typer karbon, hvor noen kan ha potensiale som høy-verdi materiale, bl. a. for hydrogenlagring. Forutsatt at også "carbon black" produktet kan selges, vil prosessen gi hydrogen til konkurransedyktige priser – og uten utslipp av CO<sub>2</sub>. Det finnes per i dag ikke potensielle markeder for karbon av en slik størrelse at det vil kunne ta unna de karbonmengdene det vil være snakk om ved en storstilet overgang til hydrogen som energibærer.

Når det gjelder produksjon av hydrogen basert på gasskraftteknologi, vises det til kapittel 6.

Prosessteknologi for syntesegassframstilling fra naturgass er langt utviklet. Kostnadene ved syntesegassframstilling utgjør ofte en stor andel av totalprosessen, men er den rimeligste måten å framstille hydrogen på i dag. Dette vil imidlertid variere noe med spesifikasjonene på hydrogenet (trykk, renhet). Den laveste kostnaden oppnås dessuten ved framstilling i storskala anlegg, og det knytter seg derfor spesielle utfordringer til implementering av disse prosessene i mindre anlegg. Siden prosessene nå er godt energioptimaliserte, fokuseres den internasjonale utviklingen av syntesegass-/hydrogenframstilling på reduserte investeringskostnader for prosessanlegget.

*Via flytende hydrogenbærere*

Et alternativ til direkte produksjon av hydrogen fra naturgass er å gå via flytende hydrogenbærere. Egnede hydrogenbærere bør være flytende ved relevante betingelser, da ønsket er å eliminere problemer knyttet til lagring og transport av gassformig hydrogen. Omformingen av den flytende hydrogenbæreren til rent hydrogen kan skje i liten skala lokalt i stasjonære anlegg (f.eks. hydrogen fyllestasjoner) eller ombord i kjøretøyer.

*Metanol* er en mulig hydrogenbærer. Omdanning av metanol til hydrogen og CO/CO<sub>2</sub> kan skje ved metanolsplitting, metanolreforming, og partiell oksidasjon av metanol. Dette kan skje ved temperaturer over 150°C og trykk opp mot 30 bar.

Metanol kan være interessant som drivstoff fordi man stort sett kan bruke samme system for lagring, transport og påfylling som for bensin. Anvendt i brenselcelledrevne kjøretøy kan løsninger med metanolreforming ombord være mer CO<sub>2</sub>-effektive og gi lavere utslipp av andre forurensende forbindelser enn dagens bilmotorer. Men metanol har også en del negative egenskaper: Metanoldampen i lagringstanken er mer eksplosiv enn bensin, metanol er giftig og svært løselig i vann og store utslipp av metanol kan sige ned i grunnvannet, og metanol er korrosivt og kan angripe materialer i motorer og drivstofftanker. I tillegg er energitettheten for metanol lavere enn for bensin, og dessuten er lavtemperatur brenselceller som anvendes i kjøretøyer lite tolerante for CO, noe som dannes i reformeringsprosessen og må tas spesielt hensyn til. Metanol brytes raskt ned i naturen.

*Ammoniakk* er en annen hydrogenbærer. Ammoniakk kan spaltes til nitrogen og hydrogen ved høy temperatur (opp mot 1000°C). Ammoniakk er gassformig ved vanlig trykk og temperatur. Det lagres likevel som væske, enten ved vanlig temperatur og 10 bar trykk eller nedkjølt til under kokepunktet (242 K). Ammoniakk inneholder ikke karbon, men har toksiske egenskaper, noe som kan skape problemer ved håndtering av store mengder, f.eks. i infrastrukturen for transportsystemer.

Anlegg for spalting av ammoniakk vil medføre problemer om bord i biler på grunn av høy vekt. Ammoniakk er derfor sannsynligvis mest aktuelt som et lagringsmedium på fyllestasjoner der det kjemisk kan konverteres til hydrogen. Hvis ammoniakk produseres med samtidig håndtering av CO<sub>2</sub>, representerer dette en alternativ rute til en CO<sub>2</sub>-fri drivstoffkjede.

*Propan* kan reformeres til hydrogen om bord i kjøretøyer. Propan er flytende ved moderat trykk (9 bar) og kan derfor enkelt lagres og distribueres, samtidig som det knytter seg færre problemer til kjemisk konvertering enn for tyngre hydrokarboner (bensin/diesel). Propan brukes i dag hovedsakelig som råstoff i petrokjemiindustrien. Hvis propan skal være aktuell som lagringsmedium for hydrogen brukt i brenselcelledrevne kjøretøyer, må produksjonskapasiteten for propan økes. Bruk av propan gir kun en begrenset CO<sub>2</sub>-gevinst for kjøretøyet.

Hydrogenet til bruk i brenselceller i transportsektoren kan også komme fra flytende eller komprimert naturgass (LNG eller CNG). Reformeringen kan foregå om bord i kjøretøyet eller på fyllestasjonen. LNG er konkurransedyktig på pris i forhold til propan og er det mest miljøvennlige hydrokarbonet. Dessuten er kondensering av

naturgass en moden teknologi og det finnes kompetanse og erfaring med bruk både i forskningsmiljøer og i industrien samt hos større drivsstoffbrukere.

### 8.2.2 Produksjon fra vann

#### *Ved elektrolyse av vann*

I vannelektrolyse spaltes vann til hydrogen og oksygen ved tilførsel av elektrisk energi. Dette er en velkjent metode for fremstilling av hydrogen, også i industriell målestokk. Om lag 2-3 prosent av dagens hydrogenproduksjon skjer ved elektrolyse (Norsk Hydro). Norsk Hydro benyttet hydrogen fra vannelektrolyse til produksjon av ammoniakk fra slutten av 1920-årene og frem til slutten av 1970-årene da dampreformerer overtok. På slutten av 60-tallet benyttet Norsk Hydro om lag 3,5 TWh/år elektrisk energi til produksjon av hydrogen. Når man legger et energibehov på ca. 4,1 kWh/Nm<sup>3</sup> til grunn, tilsvarer dette ca. 850 mill Nm<sup>3</sup> hydrogen. Etter hvert som nye systemer utvikles, som for eksempel elektrolyse med polymerelektrolytt (PEM), vil energibehovet i elektrolyseprosessen bli lavere og spesifikk produksjonskapasitet vesentlig større.

De fleste kommersielt tilgjengelige elektrolysørene opererer ved atmosfærisk trykk, det vil si ved ca. 1 bar. I løpet av de siste årene, har det blitt utviklet og er under utvikling nye typer som opererer ved et trykk på opptil 30 bar. Norsk Hydro Electrolysers AS er en av de internasjonale ledende produsentene av anlegg til vannelektrolyse.

Avhengig av type elektrolytt som benyttes, skilles det mellom:

- Alkalisk vannelektrolyse med flytende kaliumhydroksid (KOH) elektrolytt
- Fast polymerelektrolytt elektrolyse (PEM)
- Høytemperatur dampelektrolyse med keramisk ioneledende elektrolytt (YSZ).

Fordelen med hydrogenproduksjon ved elektrolyse av vann er at man kan bruke den elektrisitetskilden som er mest hensiktsmessig. I Norge har det siden 1920-årene vært vannkraft. I fremtiden kan det bli vindkraft, som nå er konkurransedyktig mange steder i verden, og et langsiktig mål er også elektrisitet fra solceller. Elektrolysørene må da tilpasses den variable energitilførselen.

Hydrogen produsert gjennom elektrolyse fra strømmettet vil i mange sammenhenger være et lønnsomt alternativ, sett i forhold til de kostnader en har med lagring/transport av hydrogen. Med dette gis mulighet til å produsere hydrogenet i nærhet av bruker. Utfordringene arter seg forskjellig avhengig av hvilke bruksområder man ser på. For stasjonær energiproduksjon eksisterer det i dag gode løsninger med lokal produksjon basert på elektrolyse.

#### *Direkte fotoproduksjon*

Det drives forskning og utvikling både i Norge og internasjonalt på metoder for direkte fotoproduksjon av hydrogen. Med dette forstås at energien i sollys utnyttes direkte til å spalte vann i hydrogen og oksygen. To metoder skiller seg ut som mest lovende:

### *Fotobiologisk hydrogenproduksjon*

Muligheten for *biofotolyse*, dvs. spalting av vann ved hjelp av sollys gjennom biologiske prosesser, åpner for direkte konvertering av solenergi til lagret kjemisk energi i form av hydrogen. Hydrogenproduksjonen skjer ved at visse mikroorganismer, som for eksempel grønnalger eller blågrønnalger, utnytter sollyset i varianter av fotosyntesen som resulterer i vannspalting og produksjon av hydrogen, i stedet for den vanlige konvertering av CO<sub>2</sub> til karbohydrater. Produksjon av hydrogen på denne måten har mange potensielle fordeler: Råstoffet (vann) er billig, energien (sollys) er fornybar, produksjonsmediet (mikroalger) er selvfornyende og kan også gi andre nyttige produkter og bidra til å fjerne CO<sub>2</sub>.

Problemene ligger først og fremst i lave virkningsgrader (målt som brennverdien av produsert hydrogen delt på innstrålt solenergi), noe som fører til store arealbehov for produksjon av praktiske mengder hydrogen. Utendørs forsøk med sollys har bare gitt 1-2 prosent virkningsgrad. Man regner med at for praktisk hydrogenproduksjon må man iallfall ha en virkningsgrad på 10 prosent. Dette er hittil kun oppnådd i laboratorier, med kunstig lys og godt kontrollerte betingelser. Internasjonalt har det imidlertid vært stor forskningsaktivitet på dette området de siste par tiår, og større programmer har vært gjennomført i Tyskland, Japan og USA. I Norge har blant annet Norsk Institutt for Vannforskning (NIVA) i mange år vært opptatt av å utvikle algeteknologi, og har en unik algekultursamling med hovedvekt på blågrønnalger.

### *Fotoelektrokjemisk hydrogenproduksjon*

Konvertering av solenergi til kjemisk energi bundet i hydrogen kan også skje ved hjelp av elektrokjemiske reaksjoner. Strøm fra solceller kan brukes til å produsere hydrogen fra vann i en elektrolysør (PV/elektrolyse). Ved å kombinere solceller (halvleder) og elektrolysør i ett apparat, en såkalt fotoelektrokjemisk celle (PEC), oppnår man et enklere og mer kompakt system med potensial for gode virkningsgrader (verdenrekorden er på 12,4 prosent) sammenlignet med kombinasjonen PV/elektrolyse (Khaselev og Turner, 1998).

Det har foregått adskillig FoU på dette området internasjonalt, og interessen har vært økende de siste par år, ettersom ganske lovende resultater er oppnådd. Sammen med fotobiologisk hydrogenproduksjon har denne teknologien vært gjenstand for internasjonalt samarbeid i IEAs Hydrogenprogram, der også Norge deltar. Det antas at det vil gå lang tid før disse metodene eventuelt vil bidra vesentlig til kommersiell produksjon av hydrogen, men at de kan egne seg for lokal produksjon der forholdene er gunstige.

### *8.2.3 Produksjon fra biomasse*

Biomasse er alle organiske substanser som kan utvinnes direkte eller indirekte fra fotosyntese. Den inneholder en høy mengde av oksygen, noe som gir høy termisk reaktivitet sammenlignet med fossile brensler. Det finnes flere typer biomasse blant annet tre, gress, torv, skogsavfall, landbruksavfall og kommunalt og industrielt organisk avfall.

Biomasse kan brukes som energikilde til hydrogenproduksjon. Fordeler med bruk av biomasse er at den er fornybar, nettobidraget til CO<sub>2</sub> er lik null hvis biomasse plantes i samme takt som forbruket, den er lokalt tilgjengelig og medfører lavt utslipp av SO<sub>x</sub> og NO<sub>x</sub> ved forbrenning.

Forgassing er en måte å produsere hydrogen fra biomasse på. Her omdannes biomasse, gjennom en forbrenningsprosess, til et gassbrensel som inneholder hydrogen og en rekke andre komponenter (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> og N<sub>2</sub>). Sammensetningen på gassen er avhengig av betingelsene ved forgassing (reaktant, temperatur, trykk, etc.). Hydrogeninnholdet kan bli så høyt som 40-60 %. På grunn av de andre komponentene i gassen, vil det imidlertid være betydelige kostnader knyttet til fremstilling av hydrogen med tilstrekkelig renhetsgrad for bruk i brenselceller.

Et konkurrerende konsept til forgassing er forbrenning av biogassen med generering av elektrisitet og etterfølgende elektrolyse til helt rent hydrogen.

### **8.3 Lagring og transport av hydrogen**

I mange tilfeller vil bruk av hydrogen måtte kreve en eller annen form for lagring/transport på veien fra produksjon til sluttbruk. Lagring av hydrogen er et viktig område for internasjonal samarbeid innenfor forskning og utvikling, spesielt rettet mot transportsektoren. Fordi energitettheten for hydrogen er lav ved normaltilstand, har dette framtvunget flere løsninger for lagring og transport. Den mest optimale og/eller hensiktsmessige formen vil imidlertid være avhengig av det spesifikke anvendelsesområdet og eksisterende infrastruktur.

Ved atmosfæretrykk har hydrogengassen en tetthet på 0,09 kg/m<sup>3</sup>. Dette tilsvarer en volumetrisk energitetthet på 3 kWh/Nm<sup>3</sup> til tross for den høye spesifikke energien på 33,3 kWh/kg. Det betyr at energilagring i form av hydrogen ved atmosfæretrykk har lite for seg, volumene ville bli uhåndterlig store. For lagring så vel som transport må tettheten økes på en eller annen måte. Det eksisterer i prinsippet tre muligheter:

- komprimering til gass under trykk
- kondensering til flytende hydrogen
- absorpsjon i hydrogenrike forbindelser
- kjemisk bundet hydrogen.

Hydrogenrike væsker som for eksempel metanol, ammoniakk, propan og LNG kan også benyttes som lager for hydrogen. Fra disse kan hydrogenet spaltes relativt enkelt.

Utbygging av en nødvendig infrastruktur vil være den største utfordringen på veien mot et fullstendig hydrogensamfunn. En slik infrastruktur vil være betydelig kapitalkrevende og full utbygging vil nødvendigvis ta flere tiår. Kjøretøyer basert på hydrogen som drivstoff vil sannsynligvis i første omgang bli introdusert i mindre skala i flåtekjøretøyer, for eksempel i et nisjemarked som bybusser og med sentrale fyllestasjoner.

#### **8.3.1 Lagring av hydrogen som komprimert gass**

Mesteparten av det hydrogenet som produseres i dag, håndteres og lagres som komprimert gass under trykk (CH<sub>2</sub>) i gassflasker eller større trykkbeholdere. Det spesifikke lagringstrykket vil være avhengig av leveringstrykk for hydrogenet og

hvilke mengder som skal lagres, samt at det også er en økonomisk avveining mellom tankstørrelse/materialvalg og kompresjonskostnader. Kompresjon av hydrogen utføres vanligvis i stempelkompressorer. Det kreves om lag 2,9 kWh per kg hydrogen for å komprimere gassen fra 1 til 200 bar.

Fram til i dag har lagring i små sylindriske trykktanker med trykk opptil 200 bar vært den vanligste formen for småskala lagring av hydrogen til industriformål. Disse tankene består av lavkarbon stålmaterialer og veier om lag 70 kg. Hydrogenmengden i disse tankene utgjør om lag 1,2 prosent av totalvekten eller om lag 0,8 kg. Energitettheten i slike flasker er i størrelsesorden  $1/25 - 1/30$  av energitettheten i bensin eller diesel.

Når det gjelder transportsektoren, har bruk av naturgass som drivstoff i busser og biler på begynnelsen av 90-tallet medført utvikling av mer kompakte trykktanker tilpasset det spesifikke kjøretøyet. Disse tankene kan også benyttes for småskala lagring av hydrogen. Trykkbeholdere i stål blir imidlertid tunge når de skal benyttes i kjøretøyer. Internasjonalt har det derfor de senere årene vært forsket betydelig i moderne materialteknologi, og det er utviklet spesielle komposittmaterialer for lette trykkbeholdere blant annet for anvendelse i romfarten og som drivstoff for gassdrevne kjøretøyer. Et annet forskningsområde er elastiske (konforme) tanker som gir bedret plassutnyttelse i kjøretøyer.

Flere firmaer har nå utviklet prototypetanker helt opp til 700 bar lagringstrykk. Dette gir omtrent samme energitetthet som flytende hydrogen. DaimlerChryslers Citaro hydrogen/brenselcelle busser som skal benyttes i flere europeiske demonstrasjonsprosjekter (under EU-prosjektene CUTE og ECTOS) vil ha hydrogen tanker med 345 bar lagringstrykk.

Bruk av trykktanker i transportsektoren står overfor større tekniske utfordringer enn for mer stasjonære formål. Det vil kreve videre utvikling med tanke på:

- Lette materialer (videreutvikling av komposittmaterialer)
- Større kapasitet (økt trykk)
- Tilpassning til det spesifikke kjøretøyet (ny design) ev. bruk av elastiske materialer
- Sikkerhetssystem
- Raske påfyllingsmetoder

I et framtidig hydrogensamfunn vil det være behov for storskala produksjon av hydrogen og dermed større lagringsbehov. Økonomisk sett vil lagring av hydrogen i grunnen under høyt trykk være det mest gunstige. Dette kan skje i tomme olje- og gassreservoarer, i vannførende lag i geologiske formasjoner (akviferer), eller i utsprengte bergrom og utspylte hulrom i saltformasjoner. Lagring av hydrogen under høyt trykk vil, som for alle andre gasser, kreve kontinuerlig overvåking.

### 8.3.2 Lagring av hydrogen som væske

Lagring og transport av flytende hydrogen (LH<sub>2</sub>) er også velprøvd teknologi, utviklet spesielt i forbindelse med romfartsvirksomheten. Flytende hydrogen kan imidlertid også være interessant som drivstoff i tyngre kjøretøy (som trailere, militære kjøretøy og til dels busser) og fly. Som for lagring av hydrogen under høyt trykk er da også FoU i forbindelse med flytende hydrogen rettet mot transportsektoren.

Hovedproblemet med lagringen er å holde temperaturen tilstrekkelig lav, da flytende hydrogen koker ved om lag 20 K (- 253 °C). Utviklingen går derfor i retning av mer fleksible tanker og sofistikerte isolasjonssystemer. Et annet problem er at det kreves mye energi for å kondensere hydrogen. Med dagens teknologi dreier det seg om ca. tredjeparten av energiinnholdet i det ferdige produkt. Nye teknikker, som for eksempel magnetisk nedkjøling, ser ut til å kunne bedre virkningsgraden og redusere energiforbruket betydelig.

Teknologien for lagring av flytende hydrogen om bord i kjøretøyer og for påfylling av lagertankene er relativt langt utviklet. Bilindustrien, spesielt i Tyskland, har i økende grad sett på flytende hydrogen som mulig lagringsform for å få fortgang i innføringen av biler drevet av brenselceller. For eksempel har BMW installert kryogentank for hydrogen på sine biler med forbrenningsmotorer drevet på hydrogen. Disse har installert en liten brenselcelle for produksjon av elektrisitet til bilens elektriske utstyr. Tanking av en bil som går på flytende hydrogen kan nå gjøres på ti minutter, fullstendig automatisk.

Flytende hydrogen er en handelsvare i USA og på det europeiske kontinent, og brukes i stor skala som drivstoff i romfarten. NASA har en tank stående på Cape Canaveral som har et lagringsvolum på 3800 m<sup>3</sup> (om lag 20 m i ytre diameter og med en isolasjonstykkelse på om lag 2 meter). Dette er til nå den største tanken som er bygd for flytende hydrogen. For frakt over lengre avstander kan man tenke seg store tanker plassert inne i containere som brukes direkte på bestemmelsesstedet for å unngå ekstra omlasting. For store kvanta er lagring av hydrogen i flytende form billigere enn tilsvarende lagring under høyt trykk.

### 8.3.3 Lagring av hydrogen i faste stoffer

Hydrogen kan lagres i faste stoffer enten i form av kjemiske forbindelser, som metallhydrider, eller adsorbent på overflaten av finfordelte stoffer med stor evne til å adsorbere gasser. Her skiller særlig forskjellige typer karbon seg ut som interessante for hydrogenlagring.

Hydrogen danner faste forbindelser med en rekke metaller og legeringer. Fordelen ved lagring av hydrogen i *metallhydrider* er at det kan oppnås en meget høy pakningstetthet; hydrogentettheten er større i de fleste metallhydrider enn i flytende hydrogen. I tillegg har lagring i metallhydrider den fordelen at de er faste stoffer som kan håndteres uten store problemer ved vanlige trykk og temperaturer. De representerer derfor kanskje den sikreste form for hydrogenlagring. I tillegg er lagrings- og frigjøringsprosessen forholdsvis reversibel og kan gjentas et stort antall ganger. Men det er også visse ulemper: I tillegg til at de metaller og legeringer som kan benyttes gjerne er dyre, er de også ofte tunge. Dette resulterer i lave hydrogen- og energitettheter på vektbasis. Særlig er dette gjeldende for de såkalte lavtemperatur metallhydrider, som er mest aktuelle for bruk i transportsektoren. De legeringer som gir høyere hydrogentetthet (for eksempel magnesiumbaserte legeringer som kan gi opp til 7-8 vektprosent hydrogen), krever høye temperaturer for frigjøring av hydrogenet. Metaller og hydrider må dessuten være i finfordelt form og kan være meget reaktive og følsomme for forurensninger i gassen.

De siste årene er det særlig bruken av metallhydrid i batterier for lagring av elektrisk energi som har satt fart i utviklingen. Selv om lading og utladning her foregår elektrokjemisk og ikke involverer molekylært hydrogen, kan de anvendte legeringer også benyttes til hydrogenlagring. Gjennombruddet for Nikkel/metallhydrid-batterier betyr derfor også et gjennombrudd for metallhydrid-teknologien generelt. Metallhydridlagre for hydrogenlagring er også kommersielt tilgjengelige, både i USA og i Europa. Slike lagre er blant annet blitt utviklet og utprøvd for lagring av hydrogen i både fartøyer (U-båter) og kjøretøyer. Utfordringen er å øke lagringskapasiteten samtidig som vekten reduseres.

Når det gjelder *karbonmaterialer* har dette lenge vært utprøvd med henblikk på lagring av naturgass i kjøretøyer, senere også med hydrogen for samme formål. I løpet av 1990-årene har det dukket opp nye former for nanostrukturerte karbonmaterialer som har antydning muligheter for lagring og frigjøring av hydrogen ved moderate trykk og temperaturer. Det pågår mye forskning på dette området, både i Norge og internasjonalt, men det råder en viss usikkerhet med hensyn til muligheten for å lagre betydelige mengder hydrogen i karbonmaterialer. Kryolagring av hydrogen på nanokarbon under høyt trykk regnes av forskerne som kanskje mer interessant.

#### 8.3.4 Transport og distribusjon

Hydrogen kan transporteres og distribueres i rørledninger eller det kan distribueres ved bruk av tanker eller containere. Hvor mye hydrogen som skal distribueres, hvilken form hydrogenet distribueres i og i hvilken forbindelse det skal anvendes vil være avgjørende for distribusjonsmåten.

##### *Rørledninger*

Transport og distribusjon av større mengder hydrogen kan foregå i form av komprimert gass i rørledninger, der gassen blir distribuert direkte til den enkelte forbruker. Hydrogenet kan bli distribuert i ren tilstand eller i blanding med naturgass. Distribusjon av hydrogen i ren tilstand vil sette visse krav til rørsystemet og utstyret som skal håndtere hydrogenet. På grunn av at molekylene er så små, krever hydrogengass tettere rør og utstyr enn andre gasser for å unngå lekkasje. Hydrogen kan forårsake materialsprøhet som kan gi brudd. Man må derfor være omhyggelig ved valg av materialer og konstruksjon av utstyr for hydrogen, jf. kapittel 8.

Hydrogen distribuert i blanding med naturgass, gjerne kalt Hytan (Metan med 10-15 volumprosent hydrogen), kan håndteres som naturgass. Det betyr at infrastruktur og utstyr for naturgass også kan benyttes til distribusjon av Hytan. Hytan er et brensel som gir lavere CO<sub>2</sub>-utslipp enn ren naturgass, gitt at det innblandete hydrogenet er fremstilt på en måte som ikke gir CO<sub>2</sub>-utslipp.

I Tyskland finnes det to store (ca. 50 km) og flere mindre små rørnettverk for transport og distribusjon av komprimert hydrogen. Tilsvarende finnes også i Nord-Frankrike/Belgia og i USA. I USA finnes det også mindre rørledningssystem for flytende hydrogen, men kostnader er store både investeringsmessig og driftsmessig. Det regnes som lite sannsynlig at rørledninger med flytende hydrogen blir fremtidens transport- og distribusjonssystem for hydrogen.

### *Tanker/containere*

Hydrogenet kan også transporteres og distribueres som komprimert gass eller i flytende form i tanker eller containere. Komprimert gass transporteres i mobile trykktanker ombord i store trailere eller i tog. Trykktankene som transporteres via landeveien er vanlige 200 bars stålsylindere. De er festet i rammer og plassert liggende. Kapasiteten er gjerne på ca. 2400-3600 m<sup>3</sup> for hver last.

Når det gjelder transport av hydrogen i flytende form, er også trailer, tog eller båt alternativene. Utvikling av standard mobile containere (eksisterende containere har en kapasitet på ca. 60 m<sup>3</sup>) gjør distribusjonen mer fleksibelt og det er mulig å kombinere disse alternativer. Tankene kan enkelt transporteres fra produksjonssted til applikasjonssted uten omlasting og tap som det medfører.

## **8.4 Hydrogen sluttbruk**

Hydrogen kan bli fremtidens viktigste energibærer ved siden av elektrisiteten. Den gir ren energi gitt at eventuell CO<sub>2</sub> fra produksjonen av hydrogen fra fossilt råstoff blir tatt hånd om, eller at hydrogenet produseres fra fornybare energikilder. Hydrogen som energibærer er imidlertid foreløpig i en ikke-kommersiell fase, og flere forutsetninger må oppfylles før hydrogen for alvor kan forventes å bli brukt direkte i større skala:

- Markedsmessig gjennombrudd for brenselcelleteknologien, primært gjennom betydelig kostnadsreduksjon for brenselceller (selv om noen ser for seg en større andel forbrenningsmotorer på hydrogen i 2010 enn brenselcellebiler).
- Produksjon av hydrogen basert på fornybar energi og/eller fossile hydrokarboner med CO<sub>2</sub>-utskillelse og håndtering (Gjelder i forhold til forurensninger globalt sett. For storbyer er det den lokale forurensningen som er den kritiske. Her bidrar all bruk av hydrogen positivt).
- Tilfredsstillende løsninger tilgjengelige for lagring og distribusjon av store mengder rent hydrogen.

Generelt kan hydrogen brukes som brensel i brenselceller eller i ulike forbrenningssystemer. Det kan benyttes i stasjonære systemer eller i transportsektoren. Ofte vil bruken være knyttet til hvordan hydrogenet blir produsert.

Når det gjelder brenselceller, vises det til kapittel 9.

### *8.4.1 Forbrenningssystemer*

Forbrenning av hydrogen er karakterisert ved en nær usynlig flamme, høye flammehastigheter, stor reaktivitet og høy forbrenningstemperatur. I forhold til normale hydrokarbonbrenslere (for eksempel naturgass) har hydrogen/luft blandinger om lag 200 °C høyere flammetemperaturer. Energien som frigis per kg gass er høyere for hydrogen enn for metan, mens på volumbasis er det omvendt. Dette er forhold en må ta med i betraktning når en skal designe brennere.

Grovt sett kan en dele gassbrennere inn i fire kategorier:

- diffusjonsbrennere
- forblandede brennere
- katalytiske brennere
- strålingsbrennere.

Kombinasjoner av de to først nevnte konsepter er ofte å finne i kommersielle brennerkonfigurasjoner. Mange gassturbinkamre er produsert slik at de ved lav last opererer som diffusjonsbrennere mens luft gradvis forblendes inn mens man øker lasten. Ved full last opererer man med en tilnærmet ren forblandet flamme.

I den senere tid er det utviklet lav-NO<sub>x</sub> hydrogenbrennere som kan håndtere ulike typer blandinger mellom hydrogen og metan og gi lave NO<sub>x</sub>-utslipp.

Kull og tungoljer utnyttes i dag til kraftgenerering i moderne kraftverk ved en kombinasjon av gassifisering og gassturbine og dampgenerering (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC). Det eksisterer således en rekke kraftverk hvor brenselet gjennom gassifisering inneholder betydelige fraksjoner av hydrogen (kullgass, koksovn gass). I nesten alle disse anleggene brukes diffusjonsbrennere. Den brennkammerteknologien som er utviklet for IGCC-anlegg egner seg følgelig godt for hydrogenholdige brensler (normalt opp til 40-50 volumprosent hydrogen).

#### *8.4.2 Systemløsninger*

Hydrogen som energibærer vil alltid inngå i integrerte systemer. Et hydrogenprogram må derfor ikke bare ta for seg de enkelte prosesser og komponenter, men også se dem i sammenheng i aktuelle systemer. Systemanalyse og optimalisering av systemer ved hjelp av modelleringsverktøy er viktig, men praktisk utprøving i demonstrasjonsprosjekter er helt nødvendig for å få reell erfaring med teknologien og ikke minst utvikling av systemløsninger/applikasjoner. Grovt sett kan man skjelne mellom stasjonære systemer hvor hydrogen inngår som energibærer i stasjonære kraft (og varme-) forsyningsanlegg, og mobile systemer, dvs. bruk av hydrogen som drivstoff i transportsektoren.

##### *Stasjonære systemer*

Ved direkte bruk av hydrogen i stasjonære systemer, for eksempel til produksjon av el i stasjonære brenselceller, vil produksjonsmetoden i stor grad være avgjørende for hvor stort gjennomslag hydrogen vil få i en verden med begrensninger på CO<sub>2</sub>-utslipp. Mest miljøvennlig vil det være dersom hydrogenet blir produsert ved hjelp av ikke-fossile energikilder eller fra fossile kilder der CO<sub>2</sub> på en eller annen måte deponeres. I tillegg må man finne en tilfredsstillende løsning på utfordringene knyttet til lagring og distribusjon av store mengder hydrogen.

Industrilandene har en energiforsyning basert på store, sentrale kraftverk. Deregulering og internasjonalisering av kraftmarkedene driver imidlertid utviklingen i retning av desentralisering. Sentralisert kraftproduksjon er sårbar, ofte ineffektiv (mye energi går tapt som spillvarme), fordelingsnettene er maksimalt utnyttet, og videre utbygging blir kostbart og gjerne skadelig for miljøet. Spredt kraft/varmeproduksjon (kogenerering) kan være mer energieffektivt og miljøvennlig, og er i rask fremvekst i mange industriland. Her kan hydrogen bli aktuelt som brensel i små kraftverk basert på brenselceller eller mikroturbiner. Flere selskaper i USA og Europa utvikler nå små brenselceller for forsyning av strøm og varme i husholdninger. Et europeisk selskap (tyske Vaillant) forutser et marked på mer enn 100 000 enheter i 2010.

Også i utviklingslandene, der energiforbruket ventes å øke vesentlig mer enn i industrilandene, vil distribuert energiforsyning kunne bli en hovedløsning. Utbygging av store sentrale kraftverk og fordelingsnett er meget kapitalkrevende, og vil for store befolkningsgrupper ikke være realiserbart. Dessuten har mange områder i "den tredje verden" rikelig tilgang på fornybar energi, i form av biomasse eller sol-, vind- eller vannkraft. Denne vil best kunne utnyttes i mindre lokale anlegg. Hydrogen kan her komme inn som lagringsmedium; det kan produseres ved vannelektrolyse i overskuddsperioder, lagres og konverteres til elkraft i brenselceller i underskuddsperioder. For alenestående kraftforsyningsanlegg uten tilknytning til større elnett (ofte kalt SAPS fra Stand-Alone Power Systems) er dette en meget aktuell løsning. Man tenker seg SAPS (i størrelsesorden 50 kW – 20 MW) for elforsyning til isolerte samfunn (øysamfunn), og særlig på steder hvor det av økonomiske eller økologiske grunner ikke er ønskelig å bruke diesellaggregater. Men det vil også bli marked for mindre distribuerte systemer (1 kW – 5 MW) for bruk i mindre boligheter, yrkesbygg, og for diverse spesielle formål.

Når det gjelder bruk av hydrogen i gasskraftverk, vises det til kapittel 6.

### *Transportsektoren*

Selv om hydrogen på sikt ventes å få en viktig rolle i energiforsyningen generelt, er det i transportsektoren man venter et endelig gjennombrudd for bruk av hydrogen. Dette kan komme relativt raskt. Økte miljøkrav har akselerert arbeidet med å utvikle mer miljøvennlige kjøretøyer og renere drivstoffer.

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<sub>x</sub>, 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. Sikkerhetstestene har vært svært omfattende, og resultatene er gode. Med det har BMW demonstrert at teknologien er tilstrekkelig moden til å ta hydrogen i bruk som drivstoff allerede i dag.

Kombinasjonen hydrogen/brenselceller/elektrisk drift peker seg kanskje ut som det mest lovende alternativ for fremtidige kjøretøyer, ikke bare fordi det gir null utslipp (kun rent vann), men også fordi brenselceller vil gi vesentlig høyere virkningsgrad enn dagens bilmotorer. Biler med slike drivsystemer vil dessuten få kjøreegenskaper og rekkevidder på høyde med dagens kjøretøyer, i motsetning til dagens batteridrevne elbiler, der begrenset rekkevidde og tidkrevende opplading er et problem.

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 antydnet produksjonsstart år 2004-2005.

I løpet av de siste årene har alle større bilprodusenter laget og demonstrert prototyper med brenselceller. Mange av dem planlegger å starte serieproduksjon i 2003-04. Dette er på en måte et kritisk tidspunkt, fordi lovgivningen i California sier at 10 prosent av bilene i 2003 skal være "nær" nullutslippsbiler (Zero Emission Vehicles, ZEV), hvorav minimum 2 prosent skal være nullutslippsbiler (3 prosent i 2012 og 5 prosent i 2018).

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 vises for øvrig til kapittel 9 for omtale av brenselceller.

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, jf. kapittel 8.

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 nøkkelpproblem 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, jf. kapittel 8.3.

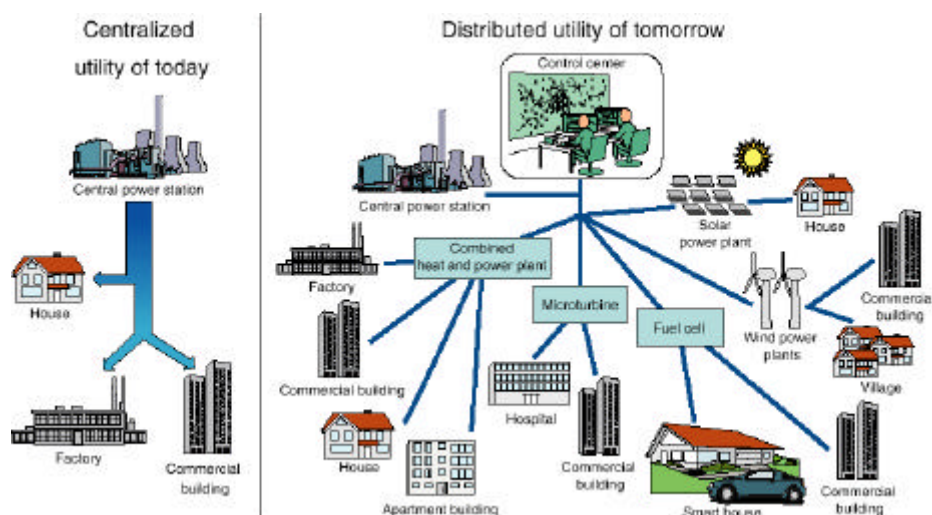
Hydrogenet må også være tilgjengelig ved fyllestasjoner. Disse kan forsynes med komprimert eller flytende hydrogen fra sentrale produsenter, eller de kan produsere hydrogen lokalt ved vannelektrolyse eller småskala reformering av hydrokarboner. Det er mange mulige systemløsninger i transportsektoren, 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.

## 9 Gass til distribuert kraft- og varmeproduksjon

### 9.1 Innledning

I tillegg til at gassen kan benyttes til for eksempel kraftproduksjon på selve ilandføringsstedet for naturgassen, kan den også distribueres for anvendelse til kraft- og varmeproduksjon fra mindre produksjonsenheter plassert geografisk i nærheten av forbrukerne, gjerne på forbrukerens eiendom. Dette blir betegnet som desentral, eller distribuert gass. Varme kan være et biprodukt fra distribuert elektrisitetsproduksjon som også kan utnyttes lokalt. Distribusjon av gassen kan skje i rør, i form av flytende nedkjølt gass (LNG) eller som komprimert gass (CNG). Prinsippet for distribuert forsyning er vist i figur 9.1



Figur 9.1 Prinsippet med distribuert forsyning

Kilde: ABB

Distribuerte løsninger vil ha en miljømessig gevinst ved at produksjonen er lagt nær forbruker. Dette kan gi reduserte behov for bygging av store kraftoverføringslinjer og mindre tap i overføringsleddet. Distribuerte løsninger som kogenereringssystemer (kapittel 9.2) og brenselceller (kapittel 9.3) vil også være mer energieffektive i forhold til tradisjonelle løsninger, fordi den desentraliserte enheten enkelt dimensjoneres etter det lokale behov for kraft og varme. Selv om distribuerte systemer basert på fossile brenslers vil ha utslipp av  $\text{NO}_x$  og klimagasser, vil de derfor ha en positiv miljøeffekt sammenlignet med tradisjonelle fossile baserte energisystemer. Med hydrogen som brensel vil de lokale utslippene bli null. EU har som mål å øke bruken av kogenereringssystemer og brenselceller, og markedsfører disse som energieffektive teknologier som kan bidra betydelig til reduserte  $\text{CO}_2$ -utslipp. I Danmark og England anses distribuert kraftvarme basert på gass å være miljøvennlig og ønskelig teknologi. I Danmark har det også vært betydelig statlig støtte til denne type produksjon.

Det største potensialet for en distribuert elektrisitetsforsyning er trolig i land hvor man ennå ikke har investert i et omfattende nett for overføring og fordeling, slik som u-land. Også i tidligere østblokkland kan det være et potensiale. Her har man ofte en etablert infrastruktur for gass. I den industrialiserte verden, hvor man allerede har et godt utbygd nett for overføring og fordeling av elektrisitet, ligger det mindre til rette for at distribuert elektrisitetsproduksjon kan bli en vesentlig del av energiforsyningen. Det beste utgangspunktet vil være i land hvor det eksisterende kraftnettet er ustabilt eller har for liten kapasitet, hvor man har et godt utbygd gassnettverk, og hvor man uten store omkostninger kan bytte ut gassovner for oppvarming med applikasjoner som også produserer elektrisitet, eksempelvis gassmotorer og (på noe lengre sikt) brenselceller.

Norge har bare i svært begrenset utstrekning utviklet en infrastruktur for distribusjon av gass i rør. Selv om kostnadene i det elektriske nettet reduseres ved distribuert kraft/varme, vil kostnadene ved infrastruktur for gasstransport trolig være den viktigste hindringen for utvikling av et mer distribuert kraft/varmesystem i Norge. Etablering av infrastruktur for distribusjon av gass vil i første rekke være relevant til enkelte utvalgte regioner i forbindelse med ilandføringssteder og større regionale sentra som til Trondheims-, Bergens-, Stavanger- og Grenlandsområdet. Det vil også være et behov for regionale LNG-distribusjonssystemer til slike sentrale områder.

For å få høy virkningsgrad i distribuerte anlegg forutsettes det videre at spillvarmen kan utnyttes til oppvarming. Det må da ligges til rette for vannbåren eller luftbåren varme i bygninger og industri. Vannbåren varme øker fleksibiliteten i systemet også ved at varmen kan lagres. Fordelen med ulike former for distribuert kraft/varme er at dimensjoneringen av enheten gjøres ut fra lokalt behov for varme og elektrisitet.

## **9.2 Samproduksjon av kraft og varme**

Kombinert produksjon av kraft og varme (kogenerering eller CHP - Combined Heat and Power) er en god måte å utnytte energien i brenselet på. Den høyverdige andelen av varmen fra forbrenningen blir i stor grad omsatt til elektrisitet, mens den lavverdige energien blir omsatt til varme. Totalt gir disse systemene en høy virkningsgrad referert til energiinnhold i brenselet, se vedlegg 1 for definisjon av virkningsgrader.

Det er et stort spenn i teknologier, tekniske løsninger og anleggsstørrelser på kogenereringssystemer. Dette omfatter alt fra store anlegg på flere hundre MW tilknyttet store sentrale fjernvarmenett, til mindre diesel- og gassmotorer med varmegjenvinning fra eksosgassen som fåes i pakker ned mot 3 kW. Det er vanlig å dele kogenereringsanlegg opp i tre hovedområder avhengig av bruksområdet:

- Anlegg knyttet opp mot industriell virksomhet
- Småskala-anlegg tilknyttet nærvarmesystemer eller oppvarming av større bygningskomplekser som f.eks. sykehus, hoteller og drivhus
- Anlegg forbundet med større fjernvarmenettverk

Hvilken type varme som leveres fra kogenereringsanlegget vil være avhengig av bruksområdet. Ved levering til fjernvarmenett vil varmen distribueres som varmet vann, typisk 90-120°C, mens varmelevering til industrielle prosesser oftest er i form av damp ved 5-10 bar og 150-180°C. De ulike konsepter har også meget ulike forhold mellom kraftproduksjon og varmeproduksjon. Noen systemer har også muligheter for fleksibilitet mellom kraft og varme produksjon.

De fleste kogenereringsanlegg inkluderer en varmekraftmaskin som produserer mekanisk energi. I nær sagt alle tilfeller overføres denne mekaniske energien videre til elektrisk kraft ved hjelp av en generator. De vanligste maskintypene er sammenstilt i tabell 9.1.

*Damp*turbiner leveres i størrelser fra om lag 250 kW og egner seg godt hvor det er damp tilgjengelig fra andre prosesser, eller hvor det benyttes brenslere som ikke er egnet til direkte bruk i for eksempel gassturbiner. Dampen fra turbinen kan benyttes direkte i industrielle prosesser eller til oppvarming av varmt vann.

*Gassturbiner* produseres i enheter fra 50 kW til enheter over 300 MW kraftproduksjon. Imidlertid er det enheter mellom 2 MW og 40 MW som er den mest populære størrelsen for bruk i anlegg med samproduksjon av kraft og varme. Elvirkningsgraden for gassturbiner kan variere fra 20 prosent opp til over 40 prosent på de mest avanserte gassturbiner som forventes å være tilgjengelige i nær fremtid. Generelt kan det sies at gassturbiner under 1-2 MW har de laveste elvirkningsgradene.

*Kombikraftverk* er en kombinasjon av gassturbin og dampturbin. Eksosgassen fra gassturbinen benyttes til å generere damp som deretter ekspanderes gjennom en dampturbin. Kombikraftverk er spesielt interessant når behovet for kraft er relativt stort sammenlignet med varmebehovet. Videre vil det normalt ikke bli bygget for ytelse under 15 MW.

*Dieselmotorer* har lenge blitt benyttet i forbindelse med småskala kogenerering (< 10 MWe). Dieselmotoren er laget for å gå på diesel, men det er også mulig å kjøre disse motorene med en blanding av gass og en flytende pilot-olje (dual-fuel maskiner). Dieselmotorer for kraftproduksjon produseres i størrelser opp mot 16 MW. Dual-fuel høytrykksmotorer kan leveres i enheter opp mot 40 MW.

*Gassmotorer* benytter gass som brensel. Gassmotorer leveres med ytelse fra 30 kWe opp til 5 MWe og gassmotoranlegg har innenfor dette ytelsesområde generelt bedre elvirkningsgrad enn enkle gassturbinanlegg. Kjølevann fra motoren avgis ved om lag 100-120°C, mens eksosgassen har en temperatur opp mot 650°C. Med så høy avgasstemperatur er avgassen godt egnet for dampproduksjon, men ved mindre enheter er det mest vanlig med en felles varmeproduksjon fra avgass og kjølevann. Typiske anvendelser vil være produksjon av varme som varmet vann ved 90 °C. Denne typen anlegg benyttes ofte i forbindelse med sentralvarme i større bygninger, drivhus og svømmehaller. Kostnadmessig er disse anleggene meget konkurransedyktige fordi de er basert på motorer som er produsert i store volumer.

*Tabell 9.1: Sammenstilling av ulike konsepter for kogenerering.*

|                | Virkningsgrad kraft (%) | Virkningsgrad totalt (%) | Eksosgass temp. (°C) | Typisk elkapasitet |
|----------------|-------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------|
| Dieselmotor    | 35-45                   | 80-92                    | ~300                 | 30 kW – 15 MW      |
| Gassmotor      | 30-41                   | 80-92                    | ~650                 | 30 kW – 15 MW      |
| Gassturbin     | 20-35                   | 70-92                    | ~500                 | 2 MW – 20 MW       |
| Dampturbin     | 15-30                   | 20-85                    |                      | 250 kW -           |
| Kombikraftverk | 40-58                   | 47-90                    | ~500                 | 20 MW -            |

*Kilde: SINTEF Energiforskning, Teknisk rapport (pr. nr. 16X075.04), 1999*

De beste årsvirkningsgrader (virkningsgrad integrert over året) oppnås typisk i små anlegg som drives i henhold til et varmebehov. Her kan produsert elektrisitet ansees som et biprodukt. De laveste årsvirkningsgrader finner en typisk i store kraftverk (>100 MW) som primært produserer elektrisitet i henhold til behov for elektrisitet (for eksempel grunnlast). Varmen som produseres er et biprodukt, og varmelevering skjer i begrenset grad både med hensyn til driftstid og mengde.

Kraftverk med samproduksjon av elektrisitet og varme har ofte en total virkningsgrad i området 80-92 prosent. Slike høye virkningsgrader betinger at varmebehovet er stort nok, slik at kraftverkets energitap stort sett begrenses til skorsteinstap (røkgass på 80-100 °C). Det kan i praksis være et problem å oppnå disse høye virkningsgradene over tid. Behovet for varme kan være variabelt (typisk i fjernvarmenett) på en slik måte at kraftverkets drift ikke alltid kan tilpasses varmebehovet. En industriell varmeavtaker som kan avta varme gjennom hele året, vil derfor gi kogenereringsanlegget typisk høyere årsvirkningsgrad enn det et fjernvarmenett gjør, der varmebehovet vil være størst om vinteren.

Brenseltype vil være avhengig av hvilken type varmekraftmaskin som velges. For varmekraftmaskiner med intern forbrenning som f.eks. dieselmotorer, gassmotorer og direkte fyrte gassturbiner, må brenselet ha en forbrenningskarakteristikk som er forenlig med motortypen og som ikke gir forbrenningsprodukter som skader utstyr ved forbrenning. Gass- eller væskeformige brenslere er aktuelle for slike maskiner. Hvilken type brensel som benyttes vil også ha betydning for hvilken totalvirkningsgrad som kan oppnås for anlegget. Bruk av forurensede brenslere som tung fyringsolje og kull vil øke behovet for ulike rensetiltak og følgelig resultere i lavere totalvirkningsgrad. Nyere kogenereringsanlegg vil i de aller fleste tilfellene benytte naturgass som brensel.

Kostnadene knyttet til kogenereringsanlegg varierer med type varmekraftmaskin og kraftproduksjonskapasitet. Generelt vil den spesifikke investeringskostnaden avta raskt med økende ytelse, slik at store anlegg vil være mest kostnadsoptimale. I tabell 9.2 er dette eksemplifisert med utgangspunkt i gassmotorer.

*Tabell 9.2: Investeringskostnader og faste drifts- og vedlikeholdskostnader for gassmotorer ved forskjellige kraftproduksjonskapasiteter.*

| Kapasitet (kWe) | Investeringer (NOK/kW) | Drift og vedlikehold (NOK/kWh) |
|-----------------|------------------------|--------------------------------|
| 20-             | 8000-                  | 0,08-                          |

|      |       |       |
|------|-------|-------|
| 150- | 6000- | 0,06- |
| 500- | 4500- | 0,06- |
| >    | 4500- | 0,04- |

*Kilde: SINTEF Energiforskning, Teknisk rapport (pr. nr. 16X075.04), 1999*

Investeringskostnader for store kombikraftverk ligger i området 3000 NOK/kWe til 5500 NOK/kWe avhengig av systemets kompleksitet og fleksibilitet i varmelevering. Faste drifts- og vedlikeholdskostnader vil ligge mellom 0.02 – 0.04 NOK/kWh for slike anlegg.

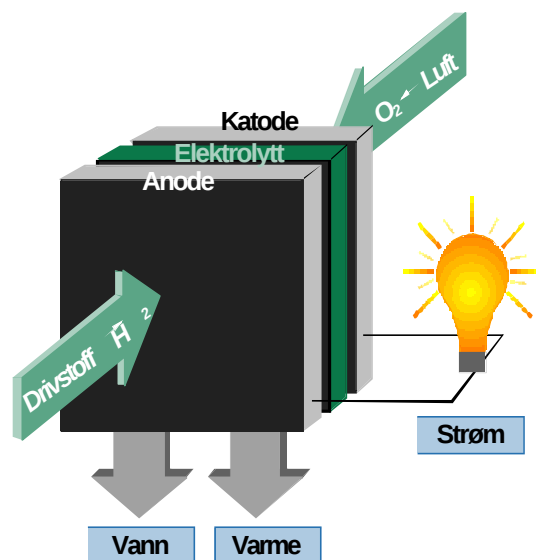
*Mikroturbin*er er små kompakte, hurtigroterende (opp til 100 000 omdreininger per minutt) gassturbiner med et effektintervall på 30 kW til 500 kW. Generatordelen er av typen HSG (High Speed Generator) og er normalt montert direkte på turbinakslingen. Ved at kompressor, turbin og generator er montert på same aksling har maskinen kun en roterende del. Mikroturbinens virkningsgrad øker med hjelp av en rekuperator som gjenvinner varme fra eksosen og forvarmer luften inn til brennkammeret. Mikroturbiner har en elvirkningsgrad på om lag 30 prosent og totalvirkningsgrad på om lag 80 prosent. De har lave miljøutslipp og kan drives med gass- og væskeformig brensel. Naturgass er vanligst, men biogass, metanol, bensin og dieselolje kan også benyttes. Det finnes i dag et stort antall (noen tusen) mikroturbiner i drift. Anvendelsesområdet er typisk småskala kraft- og varmeproduksjon. Det var tidligere store forventninger til mikroturbiner, men det observeres nå lavere salgstall en tidligere forventet.

*Stirlingmotoren* er den nest eldste motortypen etter dampturbinen. I prinsippet har Stirlingmotoren en høyere virkningsgrad enn dampturbinen, på linje med Otto- og Dieselmotorer. I Stirlingmotoren blir varme omdannet til mekanisk arbeid. I motsetning til tradisjonelle Otto- og Dieselmotorer hvor varme dannes ved forbrenning inne i selve motoren, tilføres varme utenfra til Stirlingmotoren. Dette gjør at en Stirlingmotor kan benytte mange forskjellige varmekilder, som for eksempel solenergi. Elvirkningsgraden er på 30 prosent. Totalvirkningsgraden avhenger av varmeutnyttelsen, men er typisk opp til 70-80 prosent på årsbasis. Dette motorprinsippet har lenge vært lovende, men har enda ikke fått en kommersiell suksess. Den potensielle markedsnisjen er småskala kombinert kraft- og varmeproduksjon, hvor kraftproduksjonen typisk kan være fra noen få kW opp til noen hundre kW. Dette innebærer en mulig fremtidig bruk til energiforsyning i for eksempel villaer eller andre typer bygninger.

### 9.3 Brenselceller

Brenselceller er, i likhet med batterier, elektrokjemiske innretninger for omvandling av kjemisk energi direkte til elektrisk energi. Forskjellen er at i brenselcellene tilføres energien (brenselet) kontinuerlig under drift. Brenselet kan være hydrogen, naturgass, andre hydrokarboner eller alkoholer som for eksempel metanol, som omdannes til hydrogenrik gass. Hydrogen er det reneste drivstoffet, da det ikke gir andre utslipp enn rent vann under forbrenning, jf. kapittel 8.

I den elektrokjemiske prosessen tilføres brenselet (hydrogen) den ene elektroden (anoden), mens oksygen, gjerne i form av luft, tilføres den andre elektroden (katoden). Mellom elektrodene er det en elektrolytt (membran) som leder strøm i form av ioner. Når hydrogenet reagerer på anoden vil elektronene som dannes gå via en ytre krets til katoden hvor oksygenet reagerer og det dannes vann og noe varme. Elektronene som transporteres i den ytre krets fra anoden til katoden (likestrøm) kan utnyttes til å drive en elektrisk motor eller en lyspære som vist i figur 9.2.



Figur 9.2: Virkemåten til en brenselcelle  
Kilde: SINTEF Energiforskning AS

Fremfor konvensjonelle maskiner for omdanning av kjemisk energi til elektrisk energi (elgeneratorer koblet til forbrenningsmotor/turbin) har brenselcellene flere fordeler. De har ingen bevegelige deler bortsett fra pumper for brenseltilførsel og lignende og er svært stillegående i forhold til forbrenningsmotorer og gassturbiner. De er miljøvennlige og har høy elvirkningsgrad, spesielt ved lav belastning. De kan bygges opp i moduler, og er egnet for desentral kraft/varmeproduksjon. De har et stort potensial i transportsektoren, så vel som i store stasjonære anlegg og i små bærbare enheter. De er fleksible og kan dekke behov fra noen milliwatt opp til mange megawatt. Den potensielle levetiden for et brenselcellesystem er høy, med dette gjenstår å få verifisert. Man har i USA alene over ½ million driftstimer på PAFC og disse har vist seg å ha tilstrekkelig levetid.

Totalt er det omkring 1000 selskaper involvert i brenselcelleutvikling i verden med en samlet omsetning på 15 milliarder NOK i 1999 ("Hydrogensamfunnet", SINTEF Energiforskning, 2000). Det er en generell trend at selskaper søker internasjonalt samarbeid gjennom allianser, avtaler og fusjoner.

### 9.3.1 Typer brenselceller

Det finnes i hovedsak fem ulike typer brenselceller. Typene er navngitt etter hvilken elektrolytt som anvendes:

*Polymerbrenselceller - PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)* ser man for seg i enheter opp til 500 kW og blir av bilprodusentene regnet som den mest lovende brenselcelle for veitransport. Andre egnede bruksområder kan være som til små, mobile kraftkilder og mindre, stasjonære systemer til elproduksjon eller kraft/varmeproduksjon for eksempel i bygninger. Cellene opererer ved lave temperaturer (70-90 °C), og har en typisk elvirkningsgrad på 40-50 prosent. PEM brenselcellene bruker hydrogen som brensel. Det kanadiske selskapet Ballard Power Systems er ledende på utvikling av PEMFC og har siden midten på 1990-tallet demonstrert brenselcelledrevne busser. Også i USA, Japan, Tyskland og Italia finnes det betydelig PEMFC-aktivitet. Flere 1-10 kW PEMFC enheter er under utvikling. Større enheter (opptil 300kW) er demonstrert. *Metanolbrenselceller – DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)* – er en avart av PEMFC. Den finnes i mindre enheter, typisk ikke større enn 3 kW. Mulige bruksområder kan være som små, mobile kraftkilder, ulike applikasjoner innefor det militære og innenfor transportsektoren. DMFC er lavtemperatur brenselceller (80-100 °C), med virkningsgrad på i størrelsesorden 40-50 prosent. Cellene bruker metanol direkte som brensel uten at denne omdannes til hydrogengass. Disse cellene dominerer innen mikrobrenselceller som nå utvikles som erstatning for batterier i bærbar elektronikk.

*Alkaliske brenselceller - AFC (Alkaline Fuel Cell)* - var den første typen brenselceller som ble brukt (tilgjengelig). Amerikanerne benyttet slike brenselceller i Apollo- og romfergeprogrammer. I tillegg til romfart er mulige bruksområder innefor det militære og innenfor transportsektoren. Typiske enheter er i området 1-20 kW. AFC virker ved lave temperaturer (70-100 °C) og har en virkningsgraden som vil typisk ligge i området 35-40 prosent. Alkaliske brenselceller krever svært rent hydrogen og blir av den grunn på lik linje med PEMFC og PAFC dyre i drift. Det britiske selskapet Zevco har vært fremtredende innen alkaliske brenselceller og har utstyr for serieproduksjon av slike celler.

*Fosforsyrebrenselceller - PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)* - er kommet langt i utviklingen og har vært kommersielt tilgjengelig siden 1993. Brenselcellene kan leveres i store enheter som kan benyttes til elproduksjon og kraft/varmeproduksjon, for eksempel i hoteller, sykehus, etc. Flere hundre kraftforsyningsanlegg med PAFC er allerede i drift (hver på 200kW elektrisitet). Det største PAFC-anlegget er på 11 MW. Fosforsyrebrenselcellene opererer ved 170-200 °C, og har en typisk elvirkningsgrad på 40 prosent. I Japan er det blitt gitt offentlig støtte på opp til 1/3 av investeringskostnadene for å introdusere brenselcellene (typisk 200 kW) for desentralisert kraftproduksjon. Best egnet drivstoff i PAFC er hydrogen, men de fleste anlegg leveres for føde med naturgass som reformeres til hydrogen i en integrert reformer. I USA er det brukt PAFC med naturgass som drivstoff til å levere strøm og varme i sykehus.

*Karbonatsmeltebrenselceller - MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)* – kan også leveres i store enheter. Systemer på opp til 100 MW er antydnet og anlegg på 3 MW er designet. Bruksområdet er desentralisert elproduksjon og kraft/varmeproduksjon i industrien. MCFC er høytemperatur brenselceller som operer ved ca 600°C. Virkningsgraden er typisk på 50-60 prosent. MCFC er i flere år brukt i et 2 MW

anlegg tilkoplelt elforsyningsnettet i California. Tyske MTU er igang med i alt 7 brenselcelleprosjekter i Europa, alle i størrelsesorden 250 kW. Et større pilotprosjekt for uttesting av en MCFC på 1 MW er i gang i Japan.

*Fastoksidbrenselceller - SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)* – er som MCFC i første rekke beregnet på desentralisert elproduksjon og kraft/varmeproduksjon i industrien. Enheter opp til 100 MW er antydnet. Også SOFC er høytemperatur brenselceller. De operer på 700-1000 °C og har en virkningsgrad på typisk 45-55 prosent. SOFC er under utvikling i flere land, og flere 100-250 kW demoprojekter er planlagt. Siemens Westinghouse har i dag en stor satsning på SOFC for stasjonære formål. Et 1 MW anlegg er under utvikling. En annen stor aktør er Sulzer Hexis (Sveits). De annonserer at deres første kommersielle SOFC-enhet på 1 kW skal nå markedet allerede i 2002. Utviklingen av SOFC viste seg fra begynnelse på 90-tallet å være mer krevende enn tidligere antatt, spesielt på grunn av materialproblemer. Mange av disse problemene er nå løst og utvikling av flatplate SOFC som opererer ved noe lavere temperatur (600-800 °C) har skutt fart.

### 9.3.2 Brenselceller kombinert med gasskraftverk

Brenselceller i seg selv opererer med høye virkningsgrader for elektrisitetsproduksjon. For høytemperatur brenselceller foreligger imidlertid et stort potensiale for å kombinere cellene med gass- og dampturbiner og dermed oppnå enda høyere energieffektivitet i kraftproduksjonen. Avgassene fra cellen går direkte til gassturbinen og erstatter dermed konvensjonell forbrenning. På denne måten bidrar gassturbinen til bedre ytelse på cellen, mens cellen bidrar til at kraft også genereres i gassturbinen uten egen brenseltilførsel. Det er forventet at man kan oppnå virkningsgrader på over 70 prosent i slike anlegg. Ennå er ingen slike anlegg kommersielt tilgjengelig.

Siemens Westinghouse har utviklet et kombianlegg av type SureCELL<sup>TM</sup> som består av en SOFC som yter 1,9 MW og en gassturbin som yter 1,4 MW. Innløpstemperaturen på turbinen er om lag 850°C. Siemens Westinghouse har estimert at dette systemet vil gi en virkningsgrad rundt 61 prosent. Benytter man seg av mer kompliserte gasskraftkonsepter (for eksempel kombinerte gassturbin/dampturbin-anlegg) vil ytelsen kunne øke med anslagsvis 10 prosentpoeng.

Shell E&P Technology/Shell Hydrogen har sammen med Siemens Westinghouse videreutviklet en standard 250 kW SOFC brenselcelle til en brenselceller der den produserte eksosen er ren CO<sub>2</sub> når naturgass benyttes som brensel. Siden CO<sub>2</sub> kommer ren ut fra cellen, vil påfølgende CO<sub>2</sub>-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 elutbytte fra brenselcellen til over 50 prosent (fra under 50 prosent). Ved å utnytte spillvarmen kan effektiviteten komme opp i nærmere 85 prosent. Brenselcellen er ment benyttet til elproduksjon offshore, der CO<sub>2</sub> som skilles ut kan komprimeres og injiseres i reservoarer for lagring eller økt oljeutvinning. Shell Technology Norway skal demonstrere konseptet på Kollsnes utenfor Bergen. Her vil CO<sub>2</sub> bli brukt i forbindelse med produksjon av fiskefor. Anlegget er planlagt ferdig i løpet av 2004. 250 kW piloten kostet 250 MNOK. Dette gir en kostnad på hele 1 MNOK/kW installert, men det er ikke unaturlig at pilotanlegg er svært dyre i forhold til det man

ser for seg når teknologien er ferdig utviklet. Shell Technology sikter som et langsiktig mål mot en pris på 10.000 NOK/kWe installert kapasitet for å kunne være konkurransedyktig.

### 9.3.3 *Utfordringer og muligheter*

Internasjonal forskning innen brenselceller er blitt dominert av den svært raske utviklingen av PEMFC de siste 10 årene. Drivkraften bak denne raske utviklingen er primært lokal forurensning fra transportsektoren og lovgivning i delstater som California (Clean Air Act Amendments 1990). Utviklingen også har fått et preg av konkurranse, noe som har økt utviklingstakten ytterligere.

De fleste større bilprodusentene har sammen med brenselcelleprodusentene satset betydelige midler de siste årene på å utvikle, produsere og demonstrere ulike prototype brenselcellebiler. Mange av dem planlegger å starte serieproduksjon i 2003/2004/2005. Til tross for dette er det mange (IEA) som mener at brenselceller vil bli tatt i bruk i markedet minst like tidlig i distribuert kraftforsyning som i transportsektoren. Dette skyldes i første rekke at det innenfor distribuert kraftforsyning vil være mindre restriktive kostnadsmål, mindre krav til vekt og størrelse, og mindre krav når det gjelder lagring av brennstoff. For eksempel ser produsentene av polymerbrenselceller (PEMFC) og karbonatsmeltebrenselceller (MCFC) for seg at man i løpet av perioden 2003-2005 vil kunne selge brenselceller til stasjonært bruk til "near commercial terms", mens fastoksidbrenselceller (SOFC) kan komme 1-3 år senere. Fosforsyrebrenselceller (PAFC) blir allerede nå produsert og solgt i et tungt subsidiert marked, med det er lite sannsynlig at PAFC vil bli produsert i noe stort volum når man tar hensyn til konkurrerende brenselceller og andre alternativer for distribuert kraftforsyning.

Det har i den senere tid (1-2 år) vært en klar vekst i markedet for brenselceller, både i Nord-Amerika, Europa og særlig i Japan. Det er også en tendens til at de internasjonale teknologiselskapene i stadig større grad slår seg sammen for å kunne øke utviklingstakten, redusere risikoen og for å kunne søke muligheter i flere geografiske markeder. Hovedutfordringen er å redusere kostnadene og få brenselceller kommersielt introdusert i markedet. Økt markedsmulighet, og derigjennom økt produksjonsvolum, regnes som en viktig forutsetning for å senke kostnadene for brenselceller. I en undersøkelse (presentert av IEA) antyder de fleste av teknologiselskapene at 60 prosent av det som skal til for å senke kostnadene for brenselceller ned på et akseptabelt kostnadsnivå vil være et resultat av å oppnå et høyt produksjonsvolum (10.000 til over 100.000 enheter per år), mens 40 prosent vil være et resultat av fortsatt vellykket FoU. Japanske selskaper antyder henholdsvis 40 og 60 prosent.

Med dagens teknologi kan PEM-brenselcellene produseres kostnadseffektivt til rundt 300 euro/kW. Med storskalaproduksjon (for eksempel 1000 MW per år) kan det være et mål å få kostnadene ned i 50 euro/kW, men dette er vanskelig og vil ligge langt frem i tid. Et problem er at det foreløpig ikke finnes stort nok marked for avtak av et så stort antall brenselceller (EU, DG RTD, mai 2001).

MCFC og SOFC ligger kostnadsmessig langt høyere enn PEMFC grunnet dyrere fabrikasjon og lavere strømtetthet. Et kostnadsmål på lang sikt på 600 euro/kW er antydnet (EU, DG RTD, mai 2001).



## **10 Internasjonale FoU-aktiviteter**

### **10.1 Innledning**

Deltakelse i internasjonalt FoU-samarbeid på energiområdet har høy prioritet, og er et viktig supplement til den nasjonale forskningen. Samarbeid på tvers av landegrensene 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. Deltakelse i internasjonale prosjekter er kompetanseoppbyggende, og gir både faglig og økonomisk drahjelp til å løse sentrale forskningsoppgaver. Samtidig er internasjonalt samarbeid også et utstillingsvindu for norske teknologi- og kunnskapsleverandører. På energiområdet deltar Norge i første rekke i samarbeidsaktiviteter innenfor EU, IEA og på nordisk nivå. På alle disse arenaene står utvikling av teknologier for miljøvennlig bruk av naturgass sentralt.

### **10.2 EUs rammeprogram for forskning og teknologisk utvikling**

Norge deltar gjennom EØS-avtalen som fullverdig medlem av EUs 5. rammeprogram for forskning og teknologisk utvikling (1998-2002). Ett av de fire tematiske programmene i rammeprogrammet er Energi, miljø og bærekraftig utvikling. Energidelen av dette er organisert i programmet ENERGIE som dekker forsknings- og demonstrasjonsaktiviteter innenfor overskriftene "Renere energisystemer" og "Økonomisk og effektiv energi for et konkurransedyktig Europa". ENERGIE har et budsjett på 1042 mill euro over hele programperioden. Programmet har et sett med virkemidler som spenner fra tematiske nettverk og koordineringsaktiviteter som kan støttes 100 prosent, til FoU- og demonstrasjonsprosjekter som kan få henholdsvis 50 og 35 prosent EU-støtte.

Erfaringene fra den norske deltakelsen i ENERGIE har vært positive. Energi har så langt, sammen med miljø, vært den del av rammeprogrammet som har hatt størst norsk deltagelse (målt i antall deltakere og prosjekter innenfor de ulike søknadsrundene), og hvor også uttellingen i form av oppnådd EU-støtte har vært størst. Innenfor området energi har det vært like mange norske som andre skandinaviske deltakere. Det har vært spesielt mange norske deltakere innen olje- og gassrelaterte FoU/demonstrasjonsprosjekter.

For å møte forpliktelsene i Kyotoprotokollen og målet i EU om å øke fra 6 til 12 prosent fornybare energikilder innen 2010, har energidelen i 5. rammeprogram hatt en klar dreining mot fornybare energikilder og effektive og miljøvennlige energiteknologier i forhold til tidligere rammeprogram. Halvveis i programperioden ble arbeidsprogrammet til ENERGIE revidert med ytterligere økt fokus på effektive og fornybare energiteknologier og reduserte muligheter for å få støtte til tradisjonelle oppstrøms olje- og gassprosjekter. Til gjengjeld ble det gitt prioritet til sentrale områder (Target Actions) som brenselceller, hydrogen og gasskraft. Som et resultat av dette har det vært betydelig færre norske deltakere innenfor det tradisjonelle olje- og gassområdet de siste søknadsrundene, men desto større fokus på de tre prioriterte områdene. Evalueringen av siste søknadsrunde i programperioden ventes å foreligge rundt mars 2002.

I løpet av 2002 skal innholdet i EUs 6. rammeprogram for forskning, teknologisk utvikling og demonstrasjon (2002-2006) falle på plass. Det ser ut til at "Sustainable Energy Systems" kan bli et av de prioriterte tematiske områdene med et budsjett på i størrelsesorden 810 mill euro (Ministerrådets forslag desember 2001, jf. Reserach Europe 13. desember 2001). De overordnede målene innenfor energiområdet ser i første rekke ut til å bli reduksjon i utslipp av klimagasser, energiforsyningssikkerhet og økt bruk av fornybar energi. Innenfor dette bildet et flere forskningsprioriteringer identifisert, både med kort og lang tidshorisont. Sentralt i denne sammenheng er den relativt store fokuseringen på hydrogen og brenselceller, det at fortsatt bruk av fossile brenslere i mange år fremover vil kreve kostnadseffektive løsninger for håndtering av CO<sub>2</sub>, og kommisjonens mål om at man innen 2020 skal ha erstattet 20 prosent av diesel- og bensinforbruket i veitransportsektoren med alternative brenslere (biobrensel, naturgass og hydrogen). Det er planlagt å bruke om lag 70 mill. euro i det 6. rammeprogrammet til hydrogenforskning.

### 10.3 IEAs samarbeidsavtaler

IEA har opprettet en rekke forskningsprogrammer knyttet til ulike energitemaer. Programmene har gjerne en varighet på 3-5 år med mulighet for forlengelse. Innenfor de enkelte samarbeidsprogrammene defineres det ulike forskningsaktiviteter (Tasks/Annexes). Arbeidet i disse er normalt organisert enten som Task Sharing, der hvert land/deltaker betaler for sin forskningsvirksomhet, eller som Cost Sharing, der det opprettes et felles fond som benyttes til arbeid på et eller noen utvalgte problemområder.

Norge er medlem i 20 slike samarbeidsprogrammer. Deltakerne fra norsk side kan være fra industrien, fra forskningsmiljøene eller fra myndighetene, alt avhengig av aktivitetene i programmene. Deltakerne stiller som representant fra Norge, ikke fra organisasjoner eller enkeltaktører. Det vil si at det pålegger et ansvar for å informere andre relevante aktører i Norge om viktige aktiviteter i programmene.

De samarbeidsprogrammene som Norge deltar i som er mest relevante i forhold til temaet for denne utredningen er:

- Advanced Fuel Cells
- Production and Utilization of Hydrogen
- Greenhouse Gas R&D

Under IEA er det også opprettet en del informasjonsprogrammer. Et slikt er *Greenhouse Gas Technologies Information Exchange (GREENTIE)* som har som formål å utveksle informasjon om teknologileverandører, tjenester, forskning, data og litteratur som er relevant i forhold til reduksjon av klimagassutslipp. Utslipp fra bruk av fossile brenslere står sentralt. Norge deltar i programmet. Et annet program, der Norge ikke deltar, er *International Centre for Gas Technology Information (ICGTI)*. Målet her er å spre informasjon om eksisterende og nye naturgasssteknologier over landegrensene for å møte eventuelle markedsbehov på en mest mulig effektiv måte.

## 10.4 Nordisk energiforskning

Nordisk energiforskning (NEFP) ble etablert som en nordisk institusjon under Nordisk Ministerråd i 2000, og tok som sin hovedaktivitet opp i seg virksomheten i det tidligere Nordiske energiforskningsprogram. NEFP skal langsiktig bidra til kunnskapsbaserte forutsetninger for en kostnadseffektiv reduksjon av energiforbruket og utvikling av nye fornybar energikilder og miljøvennlig energiteknologi. Dette skal skje gjennom å styrke grunnkompetansen ved universitet og høyskoler og andre forskningsinstitusjoner, samt gjennom å skape velfungerende forskernettverk mellom de nordiske landene, mellom forskning og næringsliv og med regionale aktører. Tildeling av stipendier og lønnsbidrag til forskerstuderenter og forskere står sentralt i programmet. Programmet samfinansieres av de nordiske landene med 27,5 mill. kroner årlig.

NEFP fikk i den fjerde programperioden (1999-2002) en klarere dreining mot effektive og fornybare energiteknologier, samtidig som det ble satt større fokus på samarbeid med Nordens nærområder. For den kommende perioden (2003-2006) er det lagt opp til at institusjonen skal få økt fleksibilitet, blant annet ved å introdusere flere mulige instrumenter for å støtte energiforskning (fagprogrammer, nettverksprosjekter, næringslivsprosjekter, synergiprojekter, utredningsprosjekter og forvaltningsprosjekter). De tematiske forskningsaktivitetene som det vil arbeides med skal støtte opp under kjerneområder som er utpekt av energiministrene som hovedsatsingene i det nordiske energisamarbeidet, nemlig det nordiske elsamarbeidet, klimaspørsmål og regionalt samarbeid. Ut i fra dette er det blitt valgt ut fem innsatsområder:

- integrasjon av energimarkedet
- fornybare energikilder
- energieffektivitet
- hydrogensamfunnet
- konsekvenser av klimaendringer på energiområdet.

Når det gjelder området "hydrogensamfunnet", er miljøvennlig produksjon av hydrogen fra naturgass identifisert som en viktig FoU-utfordring. Den sentrale utfordringen her er knyttet til utskillelse og håndtering av CO<sub>2</sub> i prosessen. Andre utfordringer knytter seg til produksjon av hydrogen ved vannelektrolyse, lagring av hydrogen, brenselceller for bruk av hydrogen, materialer med spesielle egenskaper, og systemløsninger for hydrogen.

## 10.5 Nærmere om internasjonale FoU-aktiviteter på gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering

### 10.5.1 CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP)

Det største industrielle initiativet for å videreutvikle gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub> deponering internasjonalt er CO<sub>2</sub> Capture Project (CCP). 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 CO<sub>2</sub> 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 teknologier og nye teknologier med henholdsvis 50 og 75 prosent. Frem til 2003 er arbeidet i hovedsak todelt:

1. Identifisere og evaluere et stort antall teknologier.
2. Videreutvikle de(n) mest lovende teknologien(e) 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 CO<sub>2</sub> i undergrunnen. I neste fase (2004-2006) tar en sikte på å bygge prototyper, og demonstrere teknologier i pilotskala.

CCP-prosjektet er et eksempel på en ny form for organisering av den innsatsen som gjøres internasjonalt med hensyn på forskning og utvikling. For å identifisere de mest kostnadseffektive tiltakene i en bestemt sektor, finner private selskaper det hensiktsmessig å arbeide sammen på denne måten.

CCP har nylig hatt en første gjennomgang av de ulike teknologiene. De potensielle kostnadsreduksjonene denne gjennomgangen ga for selve renseteknologien er her satt sammen med informasjon fra litteraturen om kostnader for kompresjon, transport og injeksjon. Tabell 10.1 viser noen foreløpige konklusjoner med hensyn til ulike teknologikonsepter som har vært vurdert i CCP-sammenheng. Teknologikonseptene i tabellen er sortert etter ulik modningsgrad. For de teknologiene som kan sies å være utviklet tilstrekkelig til utprøving i dag, er det anslått en økning i produksjonskostnadene på 12-16 øre/kWh. CCP skisserer også potensiale for kostnadsreduksjoner over tid for de teknologiene som dette prosjektet omhandler, jf. også tabell 6.1.

Her angis grove anslag for 400 MW kraftverk, kompresjon til 100 bar, 100 km rørledning og én injeksjonsbrønn.

Tabell 10.1: Forventet økning i elpris for ulike teknologier.

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

Kilde: CCP, 2002.

Det er enighet om at ingen av renseteknologiene som er vurdert i prosjektet peker seg ut som mer konkurransedyktig enn andre, og CCP anbefaler at alle konseptene

videreutvikles inntil man har tilstrekkelig informasjon til å komme med klare anbefalinger om hvorvidt noen av konseptene skal skrinlegges, eventuelt føres videre til en pilotfase.

Videre antyder de foreløpige resultatene fra CCP at:

- 75 prosent av kostnadene ligger i separasjons- og avgassrensingstadiene av den totale kjeden, og det største potensiale for kostnadsreduksjoner vurderes å ligge her.
- Teknologien for kompresjon og transport av store kvantum av CO<sub>2</sub> er kommersielt tilgjengelig og moden.
- Når det gjelder lagringsmulighetene for CO<sub>2</sub>, tyder resultatene fra CCP på at lagring i undergrunnen i geologiske formasjoner har et stort potensiale på kort (år) og mellomlang (tiår) sikt. Bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning har det største potensiale de neste tiårene gitt at inntekspotensiale fra økt oljeutvinning kan overstige kostnadene ved CO<sub>2</sub>-deponering. CCP peker også på at det politiske rammeverket må videreutvikles på dette området, spesielt når det gjelder mulighetene for langtidslagring av CO<sub>2</sub>.

#### *10.5.2 IEA Greenhouse Gas R&D Programme*

IEA etablerte i 1991 "IEA Greenhouse Gas R&D Programme" (IEA GHG).

Programmet er et internasjonalt samarbeid mellom myndigheter og industri i en rekke land med det formål å:

1. Identifisere og evaluere teknologier som kan benyttes til å redusere utslippene av klimagasser ved bruk av fossile brensler.
2. Formidle og spre informasjon fra slike evalueringer.
3. Identifisere og stimulere tilhørende forskning, utvikling og demonstrasjon.

IEA GHG har en viktig internasjonal funksjon gjennom sitt bidrag til koordinering og enhetlig informasjon om prosjekter, aktiviteter og utfordringer på tvers av land og sektorer. På bakgrunn av den dominerende andel CO<sub>2</sub>-utslippene fra kraftproduksjon representerer, har renseteknologi og lagring av CO<sub>2</sub> fra slike anlegg en sentral posisjon i arbeidet. I dag er 17 land, deriblant Norge, og 7 industriselskaper medlemmer i IEA GHG.

IEA GHG har identifisert fire sentrale områder det må forskes videre på i forbindelse med håndtering av CO<sub>2</sub>:

1. Behovet for reduserte kostnader forbundet med CO<sub>2</sub> avgassrensing.
2. Å minimalisere usikkerheten ved lagring av CO<sub>2</sub>.
3. Å demonstrere påliteligheten ved lagring av CO<sub>2</sub>
4. Å verifisere mengden av CO<sub>2</sub> som det er mulig å lagre.

I dette programmer er det også gjort en vurdering og sammenstilling av de ulike ledende teknologiene for gasskraft med CO<sub>2</sub> deponering. Tabell 10.2 oppsummerer dette. Kolonnen til høyre viser kostnader i US dollar per tonn CO<sub>2</sub> - utslipp som er unngått. Mengden CO<sub>2</sub> som er unngått sluppet ut, er mindre enn den mengden som er rensset, fordi det forbrukes energi underveis i rensprosessen som innebærer ekstra

utslipp av CO<sub>2</sub>. Kostnader per tonn CO<sub>2</sub> rensed kan være et mer passende uttrykk hvis hensikten er å levere CO<sub>2</sub> som et produkt. Hvis hensikten er å få et mål på hvor mye utslipp av CO<sub>2</sub> som kan unngås, bør man finne et uttrykk for CO<sub>2</sub> unngått. Dette er her reflektert i høyre kolonne.

Tabell 10.2 Kostnadsanslag og effektivitet ved CO<sub>2</sub>-rensing.

| Prosess                    | CO <sub>2</sub> fanging    | Effektivitet (% LHV) | Investerings (€/kWe) | Elpris (c/kWh) | CO <sub>2</sub> utslipp (g/kWh) | CO <sub>2</sub> kostnader unngått (\$/t CO <sub>2</sub> ) |
|----------------------------|----------------------------|----------------------|----------------------|----------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Natural gas combined cycle | Ingen                      | 56                   | 410                  | 2.2            | 370                             | Referanse                                                 |
|                            | Rensing fra eksosgassen    | 47                   | 790                  | 3.2            | 61                              | 32                                                        |
|                            | Utskilling før forbrenning | 48                   | 910                  | 3.4            | 65                              | 39                                                        |
|                            |                            |                      |                      |                |                                 |                                                           |
| Pulverised coal            | Ingen                      | 46                   | 1020                 | 3.7            | 722                             | Referanse                                                 |
|                            | Rensing fra eksosgassen    | 33                   | 1860                 | 6.4            | 148                             | 47                                                        |
|                            |                            |                      |                      |                |                                 |                                                           |
| Coal IGCC                  | Ingen                      | 46                   | 1470                 | 4.8            | 710                             | Referanse                                                 |
|                            | Utskilling før forbrenning | 38                   | 2200                 | 6.9            | 134                             | 37                                                        |

Kilde: IEA, 2000.

I henhold til tabell 10.2 forventes det en økning i produksjonskostnadene for elektrisitet fra et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering med 50 prosent. Det er ingen signifikant kostnadsforskjell mellom rensing av CO<sub>2</sub> før eller etter forbrenningsprosessen i tabell 10.2.

I tabell 10.2 er kostnader og energiforbruket knyttet til kompresjon av CO<sub>2</sub> til 110 bar, som er et tilstrekkelig trykk for de fleste transport- og deponeringsløsninger, inkludert. Kostnader knyttet til transport og deponering er ikke inkludert. En tommelfingerregel er at kostnader knyttet til deponering utgjør ca 1/3 av de totale kostnadene i kjeden.

Det er videre viktig å merke seg at tilgjengelige kostnadstall for rensing og deponering av CO<sub>2</sub> er typisk basert på modellbaserte prosjekter, alternativt at anslagene er prosjektspesifikke. En forklaring på dette er at stortilt rensing av CO<sub>2</sub> som et klimatiltak ikke eksisterer per i dag.

### 10.5.3 EU-prosjekter

I Europa er det først og fremst Nederland og Norge som har startet nasjonale programmer innen renseteknologi og kraftproduksjon med CO<sub>2</sub>-håndtering. Europakommisjonen har imidlertid de siste årene utviklet et relativt omfattende samarbeid også med USA på et teknologisk og vitenskapelig nivå, med mål om å redusere utslipp av klimagasser.

*SACS-prosjektet* fokuserer på lagring, overvåking og verifikasjon av CO<sub>2</sub> i vannførende geologiske formasjoner i Nordsjøen. Statoil er koordinator for prosjektet, hvor flere forskningsinstitusjoner og andre energi- og oljeselskaper deltar. Formålet med SACS er å overvåke hva som skjer i en akvifer, i dette tilfellet Utsiraformasjonen på norsk sokkel, når CO<sub>2</sub> injiseres, og på basis av dette utvikle en metode for å kunne evaluere de teknologiske og miljømessige sidene ved en forsvarlig lagring av CO<sub>2</sub> i undergrunnen. Prosjektet har også som ambisjon å få demonstrert hvilke teknologier som er nødvendige og kapable til å verifisere hvorvidt CO<sub>2</sub> er forsvarlig deponert i et tilstrekkelig langsiktig tidsperspektiv. Datainnsamlingen skjer ved hjelp av seismikk. Et annet mål er å få verifisert metodene og simuleringene som brukes i dette overvåkingsprosjektet. Prosjektet skal også resultere i en håndbok i "beste praksis" på dette feltet, som skal inneholde prosedyrer for kunne evaluere mulighetene til å lagre CO<sub>2</sub> i andre geologiske formasjoner. Det overordnede målet er å få etablert en konsensus om:

- resultatene fra overvåkingen
- påliteligheten til tilgjengelige metoder og teknikker

Bakgrunnen for prosjektet er at Statoil siden 1996 har injisert 1 million tonn CO<sub>2</sub> per år i en vannførende geologisk formasjon i Sleipner-feltet, 1000 meter under havbunnen. I 1999 ble det skutt 3D seismikk for første gang. Ved hjelp av geofysiske tidsseriedata, vil man kunne overvåke migrasjonsmønsteret til CO<sub>2</sub> i akviferen.

*Forskningsprosjektet NASCENT* (Natural Analogues to the Storage of CO<sub>2</sub> in the Geological Environment) går over tre år, og er et konsortium bestående av 10 partnere. Et mål er å få en økt forståelse av kjemiske prosesser ved langtidslagring av CO<sub>2</sub>. Interaksjon mellom vann, bergarter og gass kan påvirke lagringskapasiteten til CO<sub>2</sub> over tid.

I *GESTCO-prosjektet* kartlegges det europeiske potensiale for å deponere CO<sub>2</sub> fra forbrenningsprosesser basert på fossile energikilder i geologiske formasjoner. Hovedhensikten med dette prosjektet er å bestemme potensialet for geologisk deponering av CO<sub>2</sub> i stor skala på kontinentet, og på norsk og engelsk kontinentalsokkel offshore. I dag er deponering av CO<sub>2</sub> i hovedsak begrenset til vannførende lag i Utsira-formasjonen<sup>5</sup> i Nordsjøen og til økt oljeutvinning, for eksempel i Weyburn.

#### 10.5.4 Aktiviteter i USA

*"Vision 21 – Clean Energy Plants for the 21<sup>st</sup> Century"* er et konsept under US Department of Energy som skal bidra til å møte USAs fremtidige energi og miljøutfordring i dette århundret. I Vision 21 ser man for seg et utslippsfritt kraftverk som ikke bare produserer elektrisitet, men som også vil kunne produsere andre produkter som elektrisitet kombinert med flytende brensler og kjemikalier, hydrogen eller industriell prosessvarme. Kraftverket vil kunne basere seg på ulike typer brensler som for eksempel kull, naturgass, biomasse og avfall. Det vil generere elektrisitet med hittil uovertruffet effektivitet, og vil ikke slippe klimagasser ut i atmosfæren ettersom

---

<sup>5</sup> Her blir CO<sub>2</sub> separert direkte fra brønnstrømmen, og ikke fra forbrenningsprosessen, og kan derfor betraktes som en variant av ovenfornevnte.

all CO<sub>2</sub> vil bli deponert. Man ser for seg at denne visjonen vil kunne være en realitet inne 15 års tid, dersom utviklingen går i henhold til planlagt fremdrift.

Sentralt i Vision 21 står bruk av nye resultater innen viktige teknologiområder som gasseparasjon, ulike nye turbinløsninger, membraner og brenselceller. Det tas sikte på å forbedre virkningsgraden for et gasskraftverk fra dagens 55-58 prosent til over 75 prosent, og samtidig oppnå 40-50 prosent reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene (før deponering). Tidsperspektivet for utvikling av kommersielle teknologier er 2010-2030, og det teknologiske/designmessige grunnlaget for et første kommersielt anlegg skal være klart i 2015. Offentlige støtteordninger er betydelige, både i omfang (inntil \$30 mill pr prosjekt) og i støtteintensitet (inntil 80 pst). Mer informasjon om Vision 21 kan finnes på [http://www.fe.doe.gov/coal\\_power/vision21/](http://www.fe.doe.gov/coal_power/vision21/).

Et annet program er "Carbon Sequestration", som dekker forskning innen CO<sub>2</sub>-rensing og deponering på bred front. For programmet er det indikert en budsjettøkning fra om lag US\$ 9 mill for 2000 til US\$ 80 mill/år for siste halvdel av dette tiåret.

Ved lanseringen av programmene Vision 21 og Carbon Sequestration i 1999, la USA opp til en betydelig økt satsing på miljøvennlig og energieffektiv energiproduksjon basert på fossilt brensel, samt utvikling av kostnadseffektive deponeringsalternativer for CO<sub>2</sub>.

#### *10.5.5 Aktiviteter i Japan*

I Japan satses det spesielt på forskning og utvikling av renseteknologi for CO<sub>2</sub> (kjemisk absorpsjon), deponering i havet og ulike biologiske metoder for CO<sub>2</sub> fiksering. Japanske aktiviteter finansieres i betydelig grad fra MITI (Ministry of Trade and Industry) via NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization). I 2000 ble det lansert et nytt femårig nasjonalt program med fokus på CO<sub>2</sub> deponering. Budsjettrammen for dette programmet er på totalt 400 millioner NOK.

Japan har en litt annen profil på sin forskning, sammenlignet med Europa og USA/Canada. Ved siden av forskning på lagringsmuligheter i undergrunnen og dyphavet, er det gjort en betydelig innsats på ulike biologiske metoder for å fange CO<sub>2</sub>. Et annen stort forskningsfelt i Japan er kjemisk fiksering av CO<sub>2</sub> for å produsere ulike energirike kjemikalier, for eksempel alkoholer. Dette er imidlertid veldig energikrevende prosesser.

### **10.6 Nærmere om internasjonale FoU-aktiviteter på hydrogen**

Det er stor internasjonal interesse for hydrogen som energibærer. Flere omfattende prosjekter og initiativ er igangsatt og planlagt. I dette kapittelet beskrives kort de mest omfattende prosjektene og initiativene.

#### *10.6.1 IEA-programmer*

*IEA Hydrogen Implementing Agreement* er et omfattende program rettet mot produksjon og utnyttelse av hydrogen. For tiden deltar 9 land i samarbeidsavtalen, inklusive Norge, i tillegg til EU-kommisjonen. Arbeidet er organisert i annekser, med

temaer innen hydrogenagring, systemløsninger, produksjon av hydrogen, mm. Både storskala reformering fra naturgass med CO<sub>2</sub>-fjerning og småskala produksjon fra biomasse vurderes.

*IEA Advanced Fuel Cells Implementing Agreement* har som mål å øke forståelsen og bruken av avanserte brenselceller gjennom koordinerte aktiviteter rettet mot forskning, utvikling, demonstrasjon og systemanalyse av ulike typer brenselceller og brenselcellesystemer. Programmet omfatter 15 annekser, med særlig fokus på MCFC, SOFC og PEM brenselceller. For tiden deltar 13 land i samarbeidsavtalen, inklusive Norge.

#### *10.6.2 EU-programmer*

*CUTE* (Clean Urban Transport for Europe) er et EU-støttet prosjekt som har som formål å demonstrere 27 hydrogen-brenselcelle-busser i 9 byer i Europa. Hver by skal bygge opp egen infrastruktur og løsninger for hydrogenforsyning og demonstrere 3 busser i kommersiell drift. Hydrogenet skal produseres både fra fossile og fornybare kilder (minst 40 prosent fra fornybare). På grunnlag av erfaringer etter to års prøvedrift skal det blant annet utarbeides forslag til optimalisering av en hensiktsmessig hydrogenforsyning, tilpasset busselskapenes behov og lokale forhold. Prosjektet har en total ramme på om lag 52 mill. euro, hvorav 18,5 mill. euro kommer som støtte fra EUs 5. rammeprogram for forskning. Norsk Hydro og Statkraft deltar i prosjektet. Mer informasjon finnes på prosjektets hjemmeside: <http://www.fuel-cell-bus-club.com>

*ECTOS* er et annet EU-støttet demonstrasjonsprosjekt som komplimenterer *CUTE*-prosjektet. Første trinn er å prøve ut 3 hydrogen-brenselcellebusser i Reykjavik og utrede mulighetene for produksjon og eksport av hydrogen fra Island. I neste omgang skal hydrogen-brenselcelledrevne biler testes ut, og så skal teknologien gradvis introduseres i fiskeflåten. Prosjektet er et ledd i å nå myndighetenes mål om å erstatte all bruk av fossile drivstoff på Island innen 2030. I prosjektet har ulike islandske interesser gått sammen med DaimlerChrysler, Shell Hydrogen og Norsk Hydro i selskapet Islensk Nyorka (Icelandic New Energy Ltd). Selskapet ble opprettet våren 1999 og skal utvikle systemer for produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen. Hydrogen skal produseres ved vannelektrolyse ved hjelp av geotermisk kraft.

I *European Integrated Hydrogen Project II* har i alt 20 europeiske selskaper har gått sammen i et prosjekt som skal utarbeide forslag til reguleringer/bestemmelser vedrørende introduksjon av hydrogenkjøretøyer og hydrogenfyllestasjoner i Europa. Prosjektet vil gå over tre år fra februar 2001, og er støttet av EU-kommisjonen.

*Hynet* er et europeisk nettverk for hydrogen for aktører fra europeisk industri og forskningsinstitutter. Hynet ble startet etter initiativ fra Norsk Hydro, Shell og BP og mottar driftsstøtte fra EU-kommisjonen som et tematisk nettverk over tre år. Nasjonale hydrogenorganisasjoner har vært aktive i blant annet USA og Japan i flere år, og noen få land i Europa. Det er behov for en handlekraftig og enhetlig hydrogenorganisasjon også i Europa for å fremme hydrogen som et fremtidig alternativt produkt til energimarkedet.

### 10.6.3 Aktiviteter i USA

I USA har *Department of Energy* etablerte et hydrogenprogram med fokus på FoU, demonstrasjon og introduksjon av teknologier for hydrogen produksjon, lagring og bruk. Målet er å gjøre hydrogen til en kostnadseffektiv energibærer innenfor stasjonære applikasjoner og transportsektoren. Aktivitetene inkluderer:

- forskningsprosjekter på hydrogenproduksjon basert på fornybare energikilder og fra naturgass (senke kostnadene)
- utvikle systemer for distribuert elproduksjon basert på fornybare energikilder med hydrogen som lagringsmedium.
- demonstrere fyllestasjoner for hydrogendrevne kjøretøy
- utvikling av teknologier for produksjon av hydrogen direkte fra sollys og vann
- støtte introduksjon av sikre og pålitelige hydrogenbaserte energisystemer, inklusive etablering av koder og standarder for hydrogenteknologier.

Mer informasjon finnes på <http://www.eren.doe.gov/hydrogen/>.

### 10.6.4 Aktiviteter i Japan

*We-Net* – World Energy Network – er et langsiktig Japansk prosjekt som går i perioden 1993-2020. Prosjektet går i regi av NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) og er et felles industri-, universitet/institutt- og myndighetssamarbeid. Prosjektet fokuserer på FoU av ulike hydrogenteknologier, med et mål om å nå et globalt marked innen 2030. Prosjektet er delt i tre faser, der man i fase I (1993-2000) hadde som mål å etablere basisteknologier innenfor spekteret hydrogen produksjon, distribusjon, lagring og bruk. I fase II (2000-2006) skal det bygges fasiliteter i Japan for å demonstrere teknologier for produksjon, lagring og bruk av hydrogen. I februar 2002 for eksempel, ble 2 hydrogen fyllestasjoner åpnet. I fase III (2006-2020) skal teknologiene implementeres, pilot- og fullskala anlegg bygges, og teknologiene spres globalt.

## **IV Utfordringer og muligheter knyttet til miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge**

### **11 Relevante rammebetingelser for nye miljøvennlige naturgassteknologier**

#### **11.1 Innledning**

I dette kapittelet gis det en gjennomgang av rammebetingelser som er særlig relevante for nye miljøvennlige anvendelser av gass. Det er lagt særlig vekt på å beskrive dagens organisering av støtte til forskning og utvikling, introduksjon av naturgass og investeringer i infrastruktur for naturgass. Av andre relevante rammebetingelser er det gitt en omtale av støtten som gis til andre teknologier (nye fornybare), samt en gjennomgang av CO<sub>2</sub>-avgiften og øvrige virkemidler for å redusere utslipp av klimagasser og lokal luftforurensing. I tillegg beskrives relevante EØS-direktiver og regler, med særlig vekt på reglene for offentlig støtte.

#### **11.2 Støtte til forskning og utvikling**

Forskning i skjæringsfeltet energi og miljø er et av regjeringens satsingsområder. Samtidig er det et mål å ta i bruk en større del av gassressursene innenlands. Dette har ført til økt offentlig fokus på forskning og utvikling knyttet til miljøvennlige gassteknologier, i første rekke teknologier knyttet til miljøvennlig gasskraft og hydrogen. Blant annet sier regjeringen i Sem-erklæringen at

"Samarbeidsregjeringen vil øke den offentlige forskningsinnsatsen knyttet til bruk av naturgass og hydrogen" og videre at "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 CO<sub>2</sub>."

Det er Norges forskningsråd som ivaretar den offentlige satsingen på området. Aktivitetene i Forskningsrådet er organisert i strategiske og brukerstyrte programmer. Strategisk forskning er et virkemiddel for å stimulere til langsiktig faglig utvikling innen et forskningsinstitutt eller universitet, eller på et spesielt fagområde. Gjennom støtte til brukerstyrt forskning skal det stimuleres til økt verdiskapning og konkurransekraft i næringslivet, der brukerne, som kjenner markedsbegivenhetene og hvor mulighetene for suksess og vekst ligger, er med på å sette premisser for forskningen.

Forskningsrådets satsing på renseteknologi for gasskraftverk var tidligere dekket av KLIMATEK-programmet (utvikling av teknologier for reduksjon av klimagassutslipp), mens satsingen på hydrogen lå innenfor NYTEK-programmet (utvikling av effektive og nye fornybare energiteknologier). Disse områdene inngår nå som en del av programmet "Energi, miljø, bygg og anlegg". Andre programmer som er relevante i forhold til nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge er i første rekke "Energi for fremtiden" og SAMSTEMT ("Samfunnsfaglige studier av energi, miljø og teknologi"). I tillegg berører programmene "Olje og gass" og "Katalyse og

organisk syntetisk kjemi" problemstillingen, men det er mer indirekte, slik at disse ikke omtales her.

### *Energi, miljø, bygg og anlegg (EMBa)*

EMBa (2002-2009) er et brukerstyrt program med et budsjett på om lag 180 mill kroner det første året. Programmet har som hovedmål å utnytte og foredle norske naturressurser og infrastruktur på en effektiv og miljøvennlig måte. Samtidig skal det gis støtte til forsknings- og teknologibasert næringsutvikling med høyt verdiskapningspotensiale og forsknings- og kompetansemiljøer som kan betjene energiforsyningen, næringslivet og myndighetene. Støtten gis som tilskudd til:

- brukerstyrte *innovasjonsprosjekter* der næringslivsaktører kan søke om opp til 50 prosent støtte til prosjekter med et klart verdiskapningsfokus, og til
- *kompetanseprosjekter med brukermedvirkning* der det kan gis opp til 80 prosent støtte til prosjekter med fokus på felt der næringslivet ser behov for å utvikle kompetanse i forskningsinstitutt eller universitet.

Energi-, miljø- og bygg og anleggsbransjen representerer hver for seg tre separate næringsklynger, hvor det inngår flere fullstendige nasjonale verdikjeder fra uttak av naturressurser til sluttforbruk. Disse næringsklyngene har imidlertid stor grad av samvirke, ved at de ofte er underleverandører til hverandre. Oppsummert vil EMBa-programmet dekke:

- *Energi*: Energisystemer (herunder handel, nett med videre), vann- og gasskraft, nye fornybare energikilder, energibruksteknologi (herunder bruk av naturgass til energiformål, ikke storskala gassprosessering)
- *Klima og Miljø*: Reduksjon av klimagasser fra industri samt miljø som konkurransefaktor for aktørene i sektoren
- *Bygg og anlegg*: Forvaltning, infrastruktur, konstruksjon, utforming, samt materialbruk og prosesser for bygg, anlegg og eiendomsforvaltning.

I programplanen er det identifisert som en viktig utfordring å øke bruken av naturgass, både til energiformål og som ressurs til andre formål. I et slikt bilde vil nye teknologier og løsninger for utnyttelse av naturgass stå sentralt. Programmet har i forhold til dette skilt ut noen sentrale temaområder som prosjektene skal adressere:

- *Gasskraft med minimale CO<sub>2</sub>-utslipp*. Programmet tar inn over seg debatten om gasskraft i Norge. Økt utnyttelse av gasskraft basert på løsninger med CO<sub>2</sub> fjerning krever en forsknings- og utviklingsmessig fokus på nye løsninger og kompetanse både for å skille ut og deponere CO<sub>2</sub>.
- *Hydrogen*. Det er store utfordringer som må løses langs hele verdikjeden produksjon, lagring, transport og sluttbruk. Viktige FoU-utfordringer er knyttet til produksjon av hydrogen fra naturgass, produksjon ved vannelektrolyse, lagring i faste hydrogenbærere, brenselceller for bruk av hydrogen, relevant materialforskning og systemanalyse knyttet til hydrogen, herunder sikkerhetsproblematikk.
- *Småskala bruk av naturgass til energiformål*. Forskningstemaene vil blant annet være knyttet til småskala produksjon og distribusjon av LNG, gassdistribusjonsteknologier, og sluttbrukerteknologier så som effektiv og

miljøvennlige brennesystemer, småskala gassturbiner, fremdriftssystemer basert på gass (for eksempel marin fremdrift), brenselceller, etc.

### *Energi for fremtiden*

Energi for fremtiden (2000-2006) er et strategisk program med et årlig budsjett på om lag 10 mill kroner. Programmets hovedmål er å utvikle kompetanse av betydning for utdanning, forskning og næringsutvikling som kan fremme utviklingen av et bærekraftig energisystem, karakterisert ved bl.a. energimessig fleksibilitet, diversitet, effektivitet og riktig kvalitet til riktig formål. Samspillet mellom ulike energiressurser 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 doktorgradsprosjekter som relaterer seg til områdene systemutforming, sluttbrukerforkusering, distribuert lokal produksjon og sentral energi- og effektilgang.

Et av programmets delmål er:

- Øke verdiskapningen 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, brenselceller)
- Energitransport (blant annet avansert gasstransport)
- Dekarbonisering og hydrogenproduksjon fra naturgass
- CO<sub>2</sub>-fri kraftproduksjon / gasseparasjon (Dekarbonisering av naturgass for fremstilling av kraft, hydrogen og andre energibærere)

### *Samfunnsfaglige studier av energi, miljø og teknologi (SAMSTEMT)*

SAMSTEMT går i perioden 2001-2010 og har et årlig budsjett på om lag 11 mill kroner. Programmets overordnede mål er å utvikle samfunnsfaglig kunnskap om energi, miljø og teknologi som kan gi grunnlag for utformingen av en politikk for bærekraftig utvikling på energi-området. Forskningen skal 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. Programmet skal bygge opp og videreutvikle den samfunnsvitenskapelige kompetansen i skjæringsfeltet mellom energi og miljø ved norske forsknings- og utdanningsinstitusjoner – og dermed bidra til at gode kandidater på feltet tilføres forskning, undervisning og brukere av forskningsbasert kunnskap.

Programmet er orientert mot mer langsiktige grunnleggende problemstillinger innenfor tre relativt brede hovedtemaer:

- Energimarked og energibruk

- Teknologiske valg, energiplanlegging og infrastruktur
- Internasjonale miljøavtaler og klimapolitikk

Forskningsbehovene programmet identifiserer knytter seg blant annet til rammebetingelser for utnyttelse av gass i norsk energiforsyning, særlig i lys av forpliktelser etter Kyotoprotokollen og utviklingen av mekanismer for eksempel kvotehandel og felles gjennomføring.

### **11.3 Støtte til introduksjon av naturgass**

NVE har siden 1996 hatt en støtteordning for økt bruk av naturgass i den norske energiforsyningen. Støtten har vært på om lag 6 mill kroner per år og har vært rettet inn mot kunnskapsoppbygging, introduksjon av teknologi for gassanvendelse og stimulering av norske teknologi- og utstyrsleverandører. Midlene har blant annet gått til utredninger og investeringer i ulike teknologier for introduksjon av gass.

Fra 1. januar 2002 overtok Enova det ansvar som NVE har hatt angående introduksjon av nye energiteknologier, inklusive naturgass. Enova ble stiftet 22. juni 2001, for å bidra til å styrke arbeidet med en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Enova skal ta initiativ til og fremme mer effektiv energibruk, produksjon av ny fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass. Satsingen på direkte bruk av gass vil utgjøre en begrenset del av fondet. Foretaket skal ha en markedsnær pådriverrolle i utviklingen av tjenester og produkter knyttet til bruk og tilgang på miljøvennlig energi.

Enovas virksomhet finansieres gjennom et energifond. Fondet vil få inntekter fra et obligatorisk påslag på nettariffen på 0,3 øre per kWh, og fra ordinære bevilgninger over statsbudsjettet. Inntektene til energifondet anslås til om lag 500 mill kroner på årlig basis. Enova skal selv finne praktiske løsninger og forvalte midlene på en slik måte at de overordnede energipolitiske målene blir nådd på en mest mulig kostnadseffektiv måte.

Strategien for Enovas arbeid når det gjelder introduksjon av naturgass i den norske energiforsyningen er ikke ferdig utarbeidet. Olje- og energidepartementet har imidlertid tidligere gjort rede for hva Enova kan bruk midler på når det gjelder naturgass, jf. Ot. prp. nr. 35 (2000-2001):

"Naturgass har ein naturleg plass i ei heilskapleg og framtidsretta omlegging av energisektoren, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000) der fleirtalet ønskjer auka innanlands bruk av naturgass. Departementet er oppteke av å sikre ei robust og fleksibel energiforsyning, og at fondsmidlane blir brukte på ein effektiv måte. Det føreset at ulike energikjelder blir vurderte opp mot kvarandre slik at det best eigna alternativet, ut frå lokale tilhøve, miljø og samfunnsøkonomi, blir valt i kvar enkelt situasjon. Satsinga på naturgass bør derfor sjåast i samanheng med alternative tiltak. Departementet ønskjer å presisere at fondsmidlar til naturgass for energiformål vil utgjere ein avgrensa del av fondet sin samla ressursbruk. Fondsmidlane skal ikkje brukast til å støtte produksjon av elektrisitet basert på naturgass."

Videre har flertallet i energi- og miljøkomiteen beskrevet hva Energifondets midler skal kunne benyttes til og hva de ikke skal benyttes til, jf. Innst. O. 59 (2000-2001):

"Det er komiteens syn at satsing på naturgass også hører med som en del av omleggingen i tiden som kommer. Dette skyldes at naturgass i likhet med nye fornybare energikilder i flere tilfeller kan erstatte andre og mer forurensende energikilder."

"Komiteens flertall, . . . .viser til 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 er enig i departementets presisering om at fondsmidlene ikke skal brukes til å støtte produksjon av elektrisitet basert på naturgass, og viser til at Regjeringen i Ot. prp. nr. 35 (2000-2001) sier: "Departementet ønsker å presisere at fondsmidler til naturgass for energiformål vil utgjøre en avgrenset del av fondet sin samlede ressursbruk". Komiteen mener dessuten at store infrastrukturprosjekter knyttet til gass må finansieres over statsbudsjettet. "

Disse muligheter og begrensninger vil prege det arbeid som Enova skal utføre ved hjelp av midlene på energifondet. Enova vil selv ha ansvar for å sørge for at det arbeid som utføres ligger innenfor de retningslinjer som er opptrukket fra departementet og Stortinget. For Enovas del vil det være viktig å få et samlet grep om hvilke områder og hvilke deler av energisystemet hvor gass utgjør en naturlig del og hvor det supplerer øvrige energibærere. Enova vil gjennomføre studier som karakteriserer energitilgang og energibruk i Norge som grunnlag for dette. Viktige elementer i systemanalyser er miljøeffekter av de tiltak som introduseres.

På bakgrunn av dette, har Enova satt som hovedmål en miljøvennlig introduksjon av gass:

- knyttet til systemforståelse
- erstatte andre energibærere som gir miljømessig gevinst lokalt og globalt
- skape robuste systemer bygget på faglig fundert kunnskap
- miljøvennlig gasskraftproduksjon, men ikke konvensjonell gasskraft.

Aktuelle arbeidsfelt når det gjelder miljøvennlig bruk av naturgass er:

- flytte bruk av mineraloljer over til naturgass
- kraftvarmeverk (kogenanlegg) , både elproduksjon og fjernvarme eller prosessvarme til industrien
- transportsektoren over fra bensin/diesel til gass.

Også konvertering av naturgass til hydrogen er en problemstilling som Enova vil følge opp.

Overgripende studier av kost/nytte effekter og energieffektive løsninger vil danne grunnlag for strategiske føringer og beslutninger for Enova. I så måte er det viktig å utvikle de eksisterende virkemidler ovenfor gass til å bli en del av en overgripende systemforståelse for hvor det er hensiktsmessig og riktig å introdusere gass i den norske energiforsyningen.

I sin forvaltning av fondsmidler vil Enova også måtte ha et nært samarbeid med Norges forskningsråd og andre aktører som gir støtte til naturgass.

#### **11.4 Støtte til investeringer i infrastruktur for naturgass**

Som en del av budsjettforliket for 2001 ble bevilgningene til infrastruktur for naturgass skilt ut som egen budsjettpost forvaltet av NVE. For 2001 ble det øremerket 20 mill kroner til bygging av et gassrør i Bergensområdet over denne posten. Dette prosjektet ble terminert i desember 2001 og ubrukte midler ble trukket tilbake.

I budsjettet for 2002 ble det gitt tilsagn for inntil 50 mill. kroner til introduksjon av naturgass; 30 mill kroner bevilges over budsjettposten samt at det ble gitt tilsagnsfullmakt på 20 mill. kroner. Bevilgningen og tilsagnsfullmakten skulle sikre videreføring og realisering av Bergens-røret. I tillegg skulle det være rom for andre prosjekter. I og med at Bergens-prosjektet ble terminert, skriver energi- og miljøkomiteen i B.innst. S nr. 9 (2001-2002):

"Komiteens flertall, medlemmene fra Høyre, Sosialistisk Venstreparti, Kristelig Folkeparti og Senterpartiet, mener på bakgrunn av dette at midlene under kap. 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."

#### **11.5 Støtte til nye fornybare energikilder**

I hvilken grad nye miljøvennlige gassteknologier skal kunne bidra til økt anvendelse av naturgass i Norge, vil også være avhengig av i hvilken grad disse teknologiene er i stand til å konkurrere med andre konkurrerende teknologier. Det betyr at støtte til introduksjon av naturgass også må ses i sammenheng med eventuell støtte til introduksjon av andre energikilder. I første rekke vil dette være nye fornybare energikilder.

I forhold til dette sier Sem-erklæringen:

"For å fremskynde CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk innføres det en tidsbegrenset støtteordning for produksjon av slike gasskraft tilsvarende refusjon av hel el-avgift på 2002-nivå. Det forutsettes at ordningen kan gjennomføres innenfor rammen av EØS-avtalen. På det tidspunkt CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk realiseres, innføres samme vilkår for produsenter av nye fornybare energikilder (bioenergi, vindkraft mv.)."

Støtten til introduksjon av nye fornybare energikilder blir i dag ivarettatt av Enova, jf. kapittel 12. Virkemidlene Enova bruker er hovedsakelig knyttet til infrastrukturtiltak gjennom varmeanleggsordningen, samt introduksjonstiltak gjennom programmene bedriftsspesifikk teknologiintroduksjon, miljøvennlig introduksjon av gass og investerings- og produksjonsstøtte til vindkraft. Et viktig kriterium i virkemiddelbruken har vært størst energitilgang per støttekrone.

Økt bruk av varme basert på fornybare energikilder i energidistribusjonen er av Regjeringen målsatt til 4 TWh innen 2010. Den eksisterende varmeanleggsordningen har bidratt til å realisere potensiale for bruk av varme. En investeringsstøtte på i størrelsesorden 15-25 prosent har vært gitt til anlegg for uttak, produksjon og distribusjon av varme fra avfall, biologisk brensel, overskuddsvarme fra industriprosesser, bruk av varmepumper, geovarme og solvarme. Enova vil bearbeide

denne ordningen slik at man bidrar til å gjøre virkemiddelbruken mer målrettet og effektiv.

For å bidra til å nå Regjeringens mål om 3 TWh vindkraft innen 2010, er det ordninger med investeringsstøtte tilsvarende maksimalt 2 millioner kroner pr. installert MW. I tillegg gis det produksjonsstøtte tilsvarende halv el-avgift. Bevilgningen til produksjonsstøtte er en egen post på statsbudsjettet, mens investeringsstøtte går via energifondet.

Programmer for introduksjon av tilgjengelige teknologier som effektiviserer energibruken generelt er et annet element i Enovas virksomhet. Prosjekter omfatter teknologier som dekker både byggesektoren og industriprosesser. For den industrielle sektor er det lagt vekt på gjenbruk av varme i den spesifikke prosess, i det industrielle anlegg og til fjernvarme (vannbåren varme).

Enova viderefører virkemidlene i 2002 i justert form i forhold til slik NVE forvaltet virkemidlene. I løpet av første halvår 2002, i forbindelse med inngåelse av langsiktig avtale med OED, vil Enova introdusere målrettede endringer i virkemiddelbruken. Videre viser evalueringer av gjeldende ordninger at man, for å fremme fleksibel bruk av energi til varme, har en del barrierer som kan overbygges ved endringer i eksisterende regelverk. Her vil Enova komme med forslag til endringer som kan sikre større effektivitet.

## **11.6 Reglene om offentlig støtte i EØS-avtalen**

Bestemmelsene om offentlig støtte i EØS-avtalen innebærer at all offentlig støtte til næringslivet, som virer eller truer med å vri konkurransen, er forbudt i den grad handelen mellom EØS-landene påvirkes. Regelverket inneholder imidlertid flere generelle unntaksbestemmelser, samt muligheter til å gi dispensasjoner i enkelttilfeller.

EFTAs overvåkningsorgan (ESA) er ansvarlig for en korrekt gjennomføring av EØS-avtalens regler om offentlig støtte. Alle planer om innføring av *nye offentlige støttetiltak* utenom eksisterende støtteordninger, skal derfor forhåndsmeldes til ESA for godkjenning. Det samme gjelder *endringer* i eksisterende ordninger. Nye støttetiltak/endringer kan ikke iverksettes før tiltaket er godkjent av ESA.

For at støtten skal omfattes av støttebestemmelsene i EØS-avtalen, 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. For vilkår 2 om konkurransevridning er det ikke nødvendig å påvise en

faktisk konkurransevidning. Det er tilstrekkelig å påvise at støttetiltaket gir en finansiell fordel som *kan* vri konkurransen. Vilkår 2 og 3 henger ofte sammen: Konkurransevidning oppstår gjerne ved at støttetildelingen er selektiv, dvs. at den begunstiger enkelte bedrifter eller produksjonen av enkelte varer. Når det gjelder vilkår 4, «påvirkning av samhandelen», er *muligheten*, for at støtten kan påvirke konkurransen mellom potensielle konkurrenter i andre EØS-land tilstrekkelig. Det skal med andre ord lite til før slik påvirkning anses å foreligge når først konkurransevidning er konstatert.

Avtalen omfatter all støtte som ytes fra offentlige kilder. Med *statsmidler* forstås derfor også støtte bevilget av eller på vegne av kommuner eller fylkeskommuner. Dette gjelder uavhengig av om det er et offentlig eller privat organ som fordeler midlene. Som «støtte» regnes alle økonomiske tiltak som gir finansielle fordeler til bestemte bedrifter eller bestemte deler av næringslivet. Avtalen omfatter støtte gitt i enhver form.

Her følger noen eksempler på hva støttebegrepet omfatter:

- direkte økonomisk tilskudd
- lån med f.eks. rentefordeler eller andre gunstige vilkår
- tilførsel av aksjekapital på ikke-kommersielle vilkår
- offentlige garantier gitt på ikke-kommersielle betingelser
- manglende avkastning på aksjer eid av offentlige myndigheter, eller avkall på utbytte eller gevinster tilknyttet offentlige myndigheters eierandeler i private bedrifter
- salg av grunn, bygg, varer eller tjenester under markedspris
- skatt- eller avgiftsfordeler gitt til enkeltbedrifter eller utvalgte deler av næringslivet

Tiltak i form av infrastruktur eller liknende som er tilgjengelig for offentligheten regnes vanligvis ikke som offentlig støtte.

#### *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 støtteregelverket.

Støtte som gis uavhengig av økonomiske bidrag fra foretaket selv, for eksempel ytelser i form av investeringer eller opprettelse av nye arbeidsplasser, regnes vanligvis som driftsstøtte. Det samme vil være tilfelle med alle former for støtte uten insentiveffekter mht. at foretaket medvirker til å oppnå bestemte formål, 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 kan i prinsippet ytes som driftsstøtte i og med at slik støtte som hovedregel kan ytes uten begrensninger. 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

eksport-virksomhet. Eksportstøtte er heller ikke tillatt når støtten utgjør et mindre beløp om bagatellmessig støtte.

*Kumulasjon:* 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. Når det ytes støtte til et prosjekt fra flere støttekilder, må det påses at den høyeste av de tillatte støttegrenser ikke overskrides. Med støtteordning forstås et sett av regler som tillater at tilsagn om tildeling av støtte kan gis til bestemte foretak som er definert på bakgrunn av generelle og abstrakte kriterier. Det samme gjelder et hvilket som helst sett av rettsregler som gir grunnlag for tildeling av støtte, som ikke er knyttet til noe bestemt prosjekt, som er til fordel for en eller flere foretak uten at støtten er avgrenset med hensyn til størrelse eller i tid.

Norge er i utgangspunktet forpliktet til å forhåndsmelde alle planer om nye støttetiltak samt endringer i eksisterende tiltak til ESA. *Endringer i eksisterende støtteordninger* skal meldes. Dette gjelder også budsjettendringer. Unntatt er økning i det årlige budsjettet som ikke overstiger 20 prosent av det opprinnelige beløp. Varigheten til en tidsbegrenset ordning kan ikke forlenges uten forhåndsmelding. Normalt er det imidlertid bare *nye støtteordninger, endringer i eksisterende ordninger* samt *enkelstående støttetildelinger utenfor eksisterende ordninger* som behøver å meldes. Når en støtteordning har blitt godkjent av ESA er det normalt *ikke* nødvendig å melde *enkelttildelinger innenfor ordningen*. Det er imidlertid meldeplikt for enkelttildelinger vedrørende store forsknings- og utviklingsprosjekter (FoU), for støtteordninger uten spesifikt formål, for store regionale investeringsprosjekter og store samlede tildelinger av opplæringsstøtte til enkelte foretak. Alle tildelinger av offentlig støtte til kriserammede foretak skal meldes til ESA, uavhengig om dette skjer gjennom en eksisterende ordning eller om det finansieres på annen måte.

#### *Unntaksordninger*

EØS-avtalen forbyr i utgangspunktet konkurransevridende støtte til næringslivet. Det er imidlertid gitt en rekke unntak fra dette forbudet:

- Det er definert en *nedre terskelverdi* for hva som regnes som konkurransevridende støtte, se om *bagatellmessig støtte*. Støtte under denne terskelverdien er fritatt for meldeplikten til ESA.
- Videre eksisterer det *flere unntak* fra forbudet mot konkurransevridende støtte. Støtte til små og mellomstore bedrifter (SMB), støtte til forskning og utvikling (FoU), regional støtte og støtte til miljøtiltak er blant de viktigste unntakene. Muligheten for at et støttetiltak faller inn under en slik unntaksregel, fritar ikke tiltaket fra meldeplikten.
- Støtte til såkalte «*sensitive sektorer*» omfattes imidlertid ikke av de generelle unntaksreglene. Det finnes særskilte regler som skal benyttes på disse områdene. De aktuelle sektorene er skipsbygging, syntetisk fiberindustri, stålindustri, motorvognindustri og transportsektoren.
- Det er også gitt særskilte regler for beregning av støtte.

#### *Støtte til forskning og utvikling*

I regelverket skilles det mellom tre typer forskning og utvikling: grunnforskning, industriell forskning og utviklingsaktiviteter før konkurransestadiet.

- 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 konkurransetadiet» 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 prosent. Til utvikling før konkurransetadiet tillates inntil 25 prosent støtte. For visse særlige tilfeller av grunnforskning, kan det tildeles støtte med inntil 100 prosent. *Forprosjekter* (tekniske forundersøkelser) til «industriell forskning» og «utvikling før konkurransetadiet» kan støttes med inntil henholdsvis 75 prosent og 50 prosent. Kostnader forbundet med søknad om eller opprettholdelse av patenter for små og mellomstore bedrifter kan støttes med samme nivå som den FoU-aktivitet som har dannet grunnlag for patentet. Regelverket åpner for høyere støtteintensitet i noen tilfeller. Til små og mellomstore bedrifter kan støttenivået økes med inntil 10 prosentpoeng. Videre kan det gis et tillegg for støtte i de regionalpolitiske områdene.

#### *Støtte til miljøtiltak*

ESA vedtok nye retningslinjer til miljøstøtte 21.mai 2001.

Det tillates inntil 15 prosent støtte til investeringer for å tilpasse eksisterende produksjonsutstyr til nye obligatoriske miljøkrav. Slik støtte kan bare gis til bedrifter som har vært i drift i minst to år før de obligatoriske miljøkrav trådte i kraft. I det regionalpolitiske virkeområdet kan støttenivået heves ytterligere, opp til de støttetak som gjelder for investeringsstøtte i det regionale virkeområdet. Det tillates inntil 30 % støtte til investeringer som gjør det mulig å oppnå en bedre miljøeffekt enn 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 små og mellomstore bedrifter.

Støtte på inntil 50 prosent kan gis til veiledning/opplæring i miljøtiltak til små og mellomstore bedrifter 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. Blant annet kan det under gitte forutsetninger gis midlertidig kompensasjon eller avgiftslette ved innføring av nye miljøskatter.

#### *Foretak*

EØS-avtalen sidestiller offentlige og private foretak og er derfor nøytrale i forhold til spørsmål om eiendomsrett. Reglene er således ikke til hinder for foretak med delvis privat og delvis offentlig eierskap. Prinsippet om likebehandling av private og

offentlige foretak innebærer at reglene om statsstøtte også gjelder for offentlige foretak. For å sikre at prinsippet om likebehandling overholdes, må eventuell støtte vurderes med utgangspunkt i om de vilkår som gjelder når man tildeler midler til offentlige foretak, er mer gunstige enn de vilkår en privat investor ville akseptere for å stille midler til rådighet for et tilsvarende privat foretak ut fra normale markedsøkonomiske vilkår. Dette kalles *markedsinvestorprinsippet* og innebærer utøvelse av skjønn.

Eksempler:

#### *Kapitaltilførsel og investeringer*

Kapitaltilførsel betraktes som støtte når tilførselen skjer på vilkår som ikke ville blitt akseptert av en investor som foretar sine transaksjoner på normale markedsvilkår. Dersom avkastning på kort sikt ikke er forventet og en akseptabelt avkastning heller ikke er sannsynlig på lang sikt, og foretaket ikke gjør noe for å avhjelpe situasjonen, kan det legges til grunn at foretaket indirekte mottar offentlig støtte, fordi staten gir avkall på den inntjening en investor i en markedsøkonomi ville forvente av en tilsvarende investering.

*Garantier:* Garantier kan utgjøre statsstøtte. Støtteelementet ved garantier tilsvarer differansen mellom den garantipremie som støttemottaker ville måtte betale i et fritt marked og den garantipremie han faktisk betaler.

*Lån med høy risiko.* Dersom risikoen forbundet med et lån ikke er avspeilet i rentesatsen og den sikkerheten som kreves for lånet, kan det antas at foretaket har en økonomisk fordel av lånet.

#### *Beregning av støtteprosenten*

Grensene for tillatt støtte til ulike formål er i de fleste tilfeller fastsatt som støtte målt i prosent av støtteberettigede kostnader (vanligvis investeringsskostnader). Dette omtales som «*støtteintensitet*». Ved vurdering av støtteordninger ser ESA på den maksimale støtteintensitet som er tillatt til de ulike formål.

#### *Kostnadsgrunnlag ved beregning av støtteintensitet*

Ved investeringer regnes både utgifter til grunn, bygninger og maskiner med i kostnadsgrunnlaget. For andre utgifter (FoU, etc.) og særskilte investeringer (miljø) er kostnadsgrunnlaget nærmere spesifisert i regelverket.

*Diskontering:* Når støtteutbetalinger og investeringskostnader/utgifter fordeles på flere kalenderår, diskonteres både støtteutbetalinger og utgifter til tildelingstidspunktet ved å nytte referanserenten som diskonteringsfaktor (se definisjon av referanserenten ovenfor). Diskonteringen gjøres på grunnlag av kalenderår.

## **11.7 Rammebetingelser for å redusere utslipp til luft**

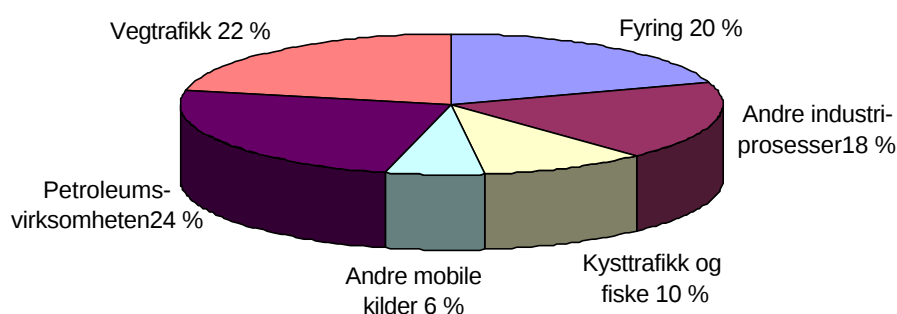
### *CO<sub>2</sub>-avgiften*

CO<sub>2</sub>-avgiften er i dag et viktig virkemiddel i norsk klimapolitikk, og dekker om lag 64 prosent av de totale CO<sub>2</sub>-utslippene i Norge. CO<sub>2</sub>-avgiften er utformet som en produktavgift som ilegges bruk av mineralolje, bensin, kull og koks og utslipp fra petroleumssektoren på sokkelen. Avgiftssatsene varierer etter type fossilt brensel og mellom ulike anvendelser. Denne avgiften ble innført i Norge allerede i 1991, og

mange av de rimeligste tiltakene for å redusere utslipp av klimagasser er derfor gjennomført. Dette innebærer at Norge ikke har de samme mulighetene som mange andre land til å gjennomføre rimelige tiltak overfor utslipp av klimagasser innenfor kraftproduksjon.

#### *Øvrige rammebetingelser for å redusere utslipp av klimagasser*

De samlede norske utslippene av klimagasser var i 1999 i overkant av 56 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Om lag 30 prosent av de samlede klimagassutslippene var i 1999 knyttet til prosessindustrien på land. Petroleumsvirksomheten bidro i 1999 med 24 prosent av de totale utslippene. Figur 11.1 viser utslippene fordelt på ulike kilder.



*Figur 11.1: Samlet utslipp av klimagasser i 1999 fordelt på utslippskilde.*

Kilde: SSB/SFT.

Utviklingen i de samlede utslippene av klimagasser i Norge fra 1990 til 1999 og fremskrivning av utslippene fra til 2010 i forhold til Norges forpliktelse i Kyotoprotokollen er gjengitt i figur 10.2. Den ventede veksten i utslippene frem til 2010 er først og fremst knyttet til CO<sub>2</sub>, som vil øke med 36 prosent. Veksten i CO<sub>2</sub>-utslippen skyldes i stor grad petroleumsvirksomheten. I tillegg forventes vekst i transportsektoren og i bruken av fyringsoljer.

#### *Kyotoprotokollen*

For å oppfylle Norges forpliktelse i Kyotoprotokollen, må de norske utslippene reduseres med 11,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra 1990 – 2010. Utslippene fra de planlagte gasskraftverkene på Kollsnes og Kårstø er da inkludert. Dersom utslipp fra det planlagte gasskraftverket på Skogn også inkluderes, vil en måtte redusere utslippene med 13,3 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter eller 26 prosent i forhold til 1990.

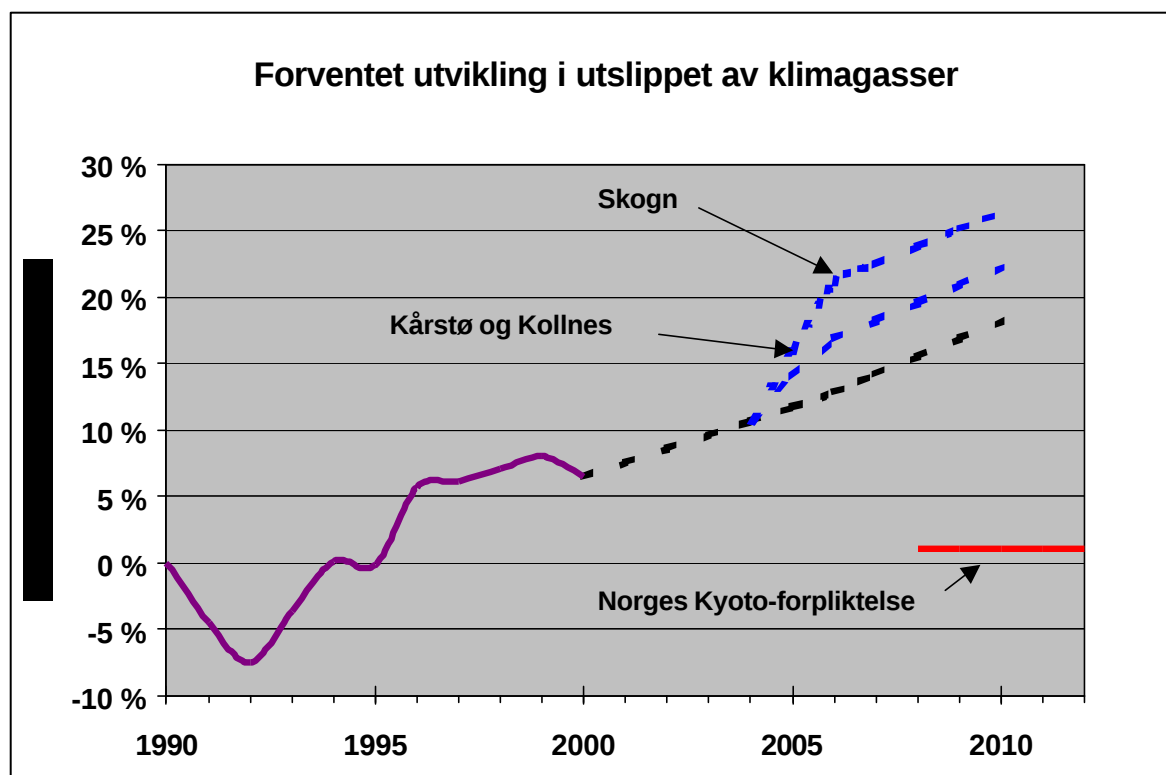
*Tabell 11.1: Forventet utslipp av klimagasser i 2010, samt utslipp i 1990 og 1999.*

|  | 1990                                         | 1999 | 2010 |
|--|----------------------------------------------|------|------|
|  | Millioner tonn CO <sub>2</sub> -ekvivalenter |      |      |

|                                       |             |             |             |
|---------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| CO <sub>2</sub>                       | 35,1        | 41,7        | 47,6        |
| CH <sub>4</sub>                       | 6,5         | 7,1         | 7,1         |
| N <sub>2</sub> O                      | 5,2         | 5,3         | 6,0         |
| PFK                                   | 3,0         | 1,1         | 1,0         |
| SF <sub>6</sub>                       | 2,2         | 0,8         | 0,8         |
| HFK                                   | 0,0         | 0,2         | 1,0         |
| <b>Samlet utslipp</b>                 | <b>52,0</b> | <b>56,2</b> | <b>63,6</b> |
| Prosentvis endring i forhold til 1990 |             |             |             |
| CO <sub>2</sub>                       | 0           | +19         | +36         |
| CH <sub>4</sub>                       | 0           | +8          | +9          |
| N <sub>2</sub> O                      | 0           | +3          | +16         |
| PFK                                   | 0           | -63         | -69         |
| SF <sub>6</sub>                       | 0           | -62         | -61         |
| HFK                                   | ..          | ..          | ..          |
| <b>Samlet utslipp</b>                 | <b>0</b>    | <b>+8</b>   | <b>+22</b>  |

<sup>1</sup>Inkluderer utslipp fra de planlagte gasskraftverkene på Kårstø og Kollsnes, som til sammen vil øke utslippene med 2,1 millioner tonn CO<sub>2</sub>.

Kilde: St.meld. nr. 54 (2002-2001) Norsk klimapolitikk



Figur 11.2: Forventet utvikling i klimagassutslippene med og uten planlagte gasskraftverk.

Kilde: St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk.

St.meld.nr.54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk fra juni 2000 er nå til behandling i Stortinget. Den sittende regjeringen har signalisert at den ønsker å legge frem en tilleggsmelding til St.meld.nr.54 (2000-2001), bebudet til mars 2002. Det er forventet at regjeringen i tilleggsmeldingen slutter seg til hovedtrekkene fra St.meld.nr.54 (2000-2001), samtidig som Sem-erklæringen tilsier en styrket klimapolitikk på flere områder. I Sem-erklæringen presiserte regjeringen at:

- Etableringen av et nasjonalt kvotesystem skal fremskyndes i forhold til forpliktelsesperioden 2008-2012.
- Det skal iverksettes nye tiltak nasjonalt for å vise demonstrerbar fremgang innen 2005 i henhold til Kyotoprotokollen.
- En vesentlig del av utslippsreduksjonene skal skje ved nasjonale tiltak.
- Prinsippet om grønn skatt skal fortsatt benyttes.

Siden regjeringen på nåværende tidspunkt ikke har fremmet for Stortinget den bebudede tilleggsmeldingen, er det uklart hvordan et evt tidlig nasjonalt kvotesystem vil se ut, hvilke andre tiltak regjeringen ønsker å iverksette og hvordan regjeringen ønsker å ivareta klimapolitikken i energi- og petroleumssektoren. Utvalget legger derfor til grunn at rammene for økt bruk av gass i Norge vil skje innenfor et nasjonalt kvotesystem fra 2005/6, at CO<sub>2</sub>-avgiften videreføres, samt at en rekke tiltak nasjonalt må iverksettes raskt, utover de som utløses av et evt kvotesystem, skal man klare å vise demonstrerbar fremgang innen 2005.

Det er leverandørindustrien som skal stå for kommersialisering av de nye miljøvennlige naturgassteknologiene, og det er helt avgjørende å få denne type aktører engasjert i teknologiutviklingen på dette feltet. For å få til dette, må leverandørene se et fremtidig internasjonalt marked for disse teknologiene. Dette er igjen sterkt avhengig av internasjonale rammebetingelser og insentiver for å etablere et slikt marked. I den sammenheng står forventningene disse aktørene har til en fremtidig kvotepris helt sentralt. Slik det ser ut i med dagens teknologistatus for ny miljøvennlige teknologier og fremtidige mulige kostnadsreduksjoner gjennom teknologiforbedringer, vil det kreve en relativt høy kvotepris før denne blir lik alternativ tiltakskostnad. Det er på nåværende tidspunkt svært vanskelig å si konkret hvilken pris utslipp av klimagasser internasjonalt vil ha, både i forpliktelsesperioden 2008-2012, men også før. EU-kommisjonens forslag til et kvotesystem for klimagasser er for eksempel foreslått å starte allerede i 2005.

I St.meld. nr.54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk ble det lagt til grunn et anslag på kvotepris i et intervall på 50-400 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Flere analytikere opererer i dag med lavere anslag.

Usikkerheten om nivået på en internasjonal kvotepris under Kyotoprotokollen og protokollens virkninger på internasjonale energipriser er meget stor, og har ikke blitt vesentlig mindre i løpet av 2002. Det faktum at USA ikke ønsker å ratifisere Kyotoprotokollen, reduserer forventningene til en relativt høy kvotepris. En stor kjøper av kvoter falt med dette bort. Dagens utslippsforpliktelser industrilandene har påtatt seg i første forpliktelsesperiode synes for dette segmentet i markedet å ikke være tilstrekkelig til å satse tungt på å utvikle ny, mer miljøvennlig naturgassteknologi. Under dette regimet vil det med dagens prognoser for

internasjonal tiltakskostnad for CO<sub>2</sub>, fortsatt være vesentlig billigere å slippe CO<sub>2</sub> ut i luften, enn å separere og injisere den i undergrunnen. Der hvor tiltakskostnaden for CO<sub>2</sub> er høy og CO<sub>2</sub> må separeres av helt andre grunner, er her unntak.

Det kan også synes som om leverandørmarkedet er avventende til at nye forhandlingsrunder under FNs klimakonvensjon vil resultere i enda strengere utslippsforpliktelser etter 2012.

#### *Virkemidler for å redusere lokal luftforurensing*

Utslipp av SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og NH<sub>3</sub> bidrar til forsurening, og er en av de største truslene mot det biologiske mangfoldet i Norge. Bakkenært ozon oppstår ved utslipp av NO<sub>x</sub> og flyktige organiske forbindelser (VOC), og kan ved høye konsentrasjoner gi helseskader, skade på vegetasjon, avlinger og materialer. Tilførsel av NO<sub>x</sub> og NH<sub>3</sub> kan medføre overgjødning.

Utslipp av svovel skyldes i første rekke forbrenning av fossilt brensel i industri, skip og andre mobile kilder, og utslipp prosessindustrien utgjør om lag 60 prosent av utslippene. Norges samlede utslipp av SO<sub>2</sub> var i 1999 28 700 tonn, og det er i framskrivninger uten nye miljøtiltak anslått at utslippene vil være om lag 29 000 tonn i 2010. Dette tilsier at utslippene må reduseres med om lag 7000 tonn eller 24 prosent i forhold til 2000 for å oppfylle forpliktelsen i Gøteborgprotokollen.

Mobile kilder står for størsteparten av de norske NO<sub>x</sub>-utslippene, og om lag 40 prosent kommer fra kysttrafikk og fiske, som er den største kilden. Veitrafikken utgjør om lag 24 prosent, og petroleumsvirksomheten står for 17 prosent av utslippene. De samlede norske NO<sub>x</sub>-utslippene gikk ned i perioden 1991-1995, for så å øke fram mot 1999. For å oppfylle forpliktelsene i henhold til Gøteborgprotokollen, må utslippene av NO<sub>x</sub> reduseres med 28 prosent i forhold til 1999.

Lasting og lagring av råolje er den største kilden til utslipp av nmVOC, og sto i 1999 for 59 prosent av de nasjonale utslippene. Andre viktige kilder er vegtrafikk og industriprosesser som står for henholdsvis 13 og 19 prosent av utslippene. Utslippene er vesentlig høyere enn forpliktelsen i Geneveprotokollen, og det er nødvendig å redusere utslippene med 122 000 tonn, tilsvarende 33 prosent i forhold til 1990, for å overholde den eksisterende forpliktelsen. For fastlandet og den økonomiske sonen sør for 62. breddegrad må utslippene reduseres med 118.000 tonn, tilsvarende 38 prosent. Fremtidige forpliktelser for nmVOC tilsvarer i store trekk eksisterende forpliktelser.

Dagens virkemidler mot svovelutslipp omfatter avgifter på olje, kull og koks, krav om maksimalt svovelinnhold til mineraloljer og utslippstillatelser etter forurensningsloven. Økt bruk av ny miljøvennlig naturgassteknologi vil bety lite for SO<sub>2</sub>-utslippene ved bruk av gass fra norsk sokkel. For utslipp av NO<sub>x</sub>, vil imidlertid ny miljøvennlig naturgassteknologi ha vesentlig betydning.

For utslipp av NO<sub>x</sub> er dagens bruk av virkemidler utformet med utgangspunkt i St. meld 41 (1994-95) Om Noregs politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>). Det har blant annet vært gjennomført en femårig tilskuddsordning (NO<sub>x</sub>RED-programmet, 1996-2000) for å utløse tiltak på skip i

kysttrafikk. NO<sub>x</sub>-utslippene fra industrien blir regulert gjennom 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. Det er for 2000 innført differensiert årsavgift på tunge kjøretøy etter utslippene av blant annet NO<sub>x</sub>. For petroleumsvirksomheten blir det i forbindelse med behandlingen av plan for utbygging og drift/plan for anlegg og drift (PUD/PAD) etter petroleumsloven lagt til grunn at lav-NO<sub>x</sub>-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. 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<sub>x</sub> på de nye skipene vil bli kuttet med 85 prosent i forhold til konvensjonell dieseldrift, og Statoil vil kunne benytte de oppnådde NO<sub>x</sub>-reduksjoner som de to supplybåtene til enhver til representerer som grunnlag for søknader om tredjemannsløsninger på andre anlegg.

### *Gøteborgprotokollen*

Det internasjonale arbeidet med å redusere disse grenseoverskridende luftforurensningene foregår innenfor rammene av ECE-konvensjonen om langtransportert, grenseoverskridende luftforurensing som ble vedtatt i 1979. Konvensjonen trådte i kraft i 1983, og land fra Europa og Nord-Amerika deltar. Fire ulike protokoller regulerer utslipp av SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og nmVOC. I 1999 ble det vedtatt en ny protokoll om reduksjon av forsurening, overgjødning og bakkenært ozon, Gøteborgprotokollen. Denne er en samleprotokoll for ulike gasser, og regulerer partenes årlige utslipp av SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> og nmVOC. De maksimale utslippsnivåene som er angitt i protokollen skal overholdes fra og med 2010. Stortinget ga i desember 2000 sitt samtykke til ratifikasjon av Gøteborgprotokollen, jf. St.prp. nr.87 (2000-2001) og Inns.S nr.88 (2000-2001).

Tabell 11.2 gir en oversikt over Norges utslipp i 2000 sammenliknet med de fremtidige forpliktelsene i Gøteborgprotokollen.

*Tabell 11.2: Norges utslipp 2000 og forpliktelser om utslippsreduksjoner i henhold til Gøteborgprotokollen*

|                 | Utslippstak<br>fom. 2010<br>(tonn) | Utslipp 2000<br>(tonn) | Reduksjon<br>1990-2010 | Reduksjon<br>2000-2010 |
|-----------------|------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| SO <sub>2</sub> | 22.000                             | 29.000 <sup>1)</sup>   | 58 %                   | 24 %                   |
| NO <sub>x</sub> | 156.000                            | 217.000                | 29 %                   | 28 %                   |
| NH <sub>3</sub> | 23.000                             | 27.000                 | 0 %                    | 15 %                   |
| VOC             | 195.000                            | 369.000                | 35 %                   | 47 %                   |

1) Utslippstall for 1999

Kilde: Miljøverndepartementet

Når det gjelder Norges fremtidige forpliktelser i henhold til Gøteborgprotokollen, er det hensiktsmessig at disse følges opp på en helhetlig måte, slik at nettogevinsten for

samfunnet blir størst mulig. Regjeringen har bl.a. i St.prp. nr. 87 (1999-2000) om samtykke til ratifikasjon av Gøteborgprotokollen varslet at myndighetene vil arbeide videre med å utrede tiltak og virkemidler for oppfylling av forpliktelsen i Gøteborg-protokollen. Utvalget legger på denne bakgrunn til grunn dagens virkemidler for å redusere lokal luftforurensning, med det forbehold at denne politikken kan endres i nær fremtid.

### *Tredjepartsløsninger for utslipp av NO<sub>x</sub>*

For utslipp av SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og nmVOC fra stasjonære kilder omfattes av forurensningsloven, og er etter denne loven konsesjonspliktig. Loven omfatter i utgangspunktet samtlige stasjonære kilder, på land og på kontinentalsokkelen. På land gis det for det enkelte anlegg utslippstillatelser, og vedkommende virksomhets miljøbelastning lokalt og regionalt vurderes konkret på bagrunn av en utslippsøkna.

Det er mulig å tenke seg ulike løsninger som åpner for større fleksibilitet, for eksempel slik at flere virksomheter kan fordele utslippsreduksjoner mer kostnadseffektivt seg imellom innenfor et utslippstak. I utslippstillatelsene til de planlagte gasskraftverkene er nettopp en slik tilnærming benyttet gjennom "tredjepartsløsninger". Her gis den enkelte konsesjonshaver anledning til, dersom han ønsker det, å godskrive seg utslippsreduksjoner han får utført andre steder enn på eget anlegg.

Det kan være en glidende overgang fra utstedelse av enkeltkonsesjoner via en mer fleksibel konsesjonspraksis til et mer avansert system for kvotehandel. Utvalget velger imidlertid å forholde seg til den praksis som nå er etablert i forhold til konsesjonsbehandlingen av de tre planlagte gasskraftverkene.

### *EØS-relevante direktiver*

Også relevante EØS-direktiver, som allerede er eller i nær fremtid vil bli en del av norsk lovgivning, utgjør også en del av rammeverket for økt bruk av miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge.

- EUs direktiv om integrert forebygging begrensning av forurensning ("Integrated Pollution Prevention and Control", IPPC) fra 1996 gjelder også for Norge. Direktivet gjelder for nye virksomheter fra 30.oktober 1999, mens det for eksisterende anlegg er en frist på 8 år til å gjennomføre direktivet, dvs til 2007. Direktivet setter krav til medlemslandenes behandling av forurensende industri. Særlig skal industrianlegg pålegges rensekrav på grunnlag av individuell konsesjonsbehandling. Denne skal behandle alle miljøvirkninger under ett. Direktivet krever også at de tiltak som gjøres for å redusere utslippene fra virksomheten, skal bygge på anvendelsen av "beste tilgjengelige teknikk". Dette kravet er utformet slik at også økonomiske forhold skal komme i betraktning.
- Europaparlamentets og Rådets direktiv 2001/80/EF om begrensning av utslipp av visse luftforurensninger fra store forbrenningsanlegg begrenser utslipp av visse typer luftforurensninger fra store forbrenningsanlegg. Direktivet setter skjerpede

utslippskrav for både nye og eksisterende<sup>6</sup> anlegg med en samlet tilført bruttoeffekt på over 50 MW. Dette inkluderer landbaserte gassturbiner, og biomasse er inkludert som brensel. Gassturbiner offshore er ikke omfattet av direktivet.

Anlegg av denne art blir dag konsesjonsbehandlet iht forurensningsloven. Ved siden av å få virkning for store forbrenningsanlegg i industrien, vil direktivet bl.a. få betydning for eventuelle gasskraftverk og større turbinanlegg på land.

---

<sup>6</sup> For anlegg med konsesjon utstedt før 1. juli 1987 skal de skjerpede utslippskravene gjelde fra 1 januar 2008. De skal da oppfylle de samme kravene som gjelder for anlegg med konsesjon fra etter 1. juli 1987.

## **12 Utfordringer knyttet til nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge**

### **12.1 Innledning**

Det kan identifiseres flere utfordringer knyttet til økt miljøvennlige anvendelser av gass. Dette kan være utfordringer som er felles for de ulike anvendelser og teknologier i internasjonal eller i norsk sammenheng. Enkelte utfordringer er knyttet til forhold som kan påvirkes gjennom myndighetenes virkemiddelbruk. Andre utfordringer er av en slik grunnleggende karakter at de i mindre grad kan påvirkes gjennom norsk politikk.

Drøftingen av ulike utfordringer knyttet til nye miljøvennlige anvendelser av gass må samtidig ses fra to synsvinkler. For det første er det utfordringer ved å øke nye miljøvennlige anvendelser i Norge gitt dagens teknologi på ulike områder. For det andre er det utfordringer knyttet til selve utviklingen av nye miljøvennlige gassteknologier. Selv om disse problemstillingene til en viss grad vil henge sammen, vil den første delen adressere hva som er eventuelle hindringer på brukersiden, mens den andre i større grad må ses ut fra synsvinkelen til de aktører som skal utvikle og tilby slike teknologier.

Kapittelet tar i første del for seg de utfordringer som er felles for nye miljøvennlige anvendelser av gass. Disse utfordringene er blant annet:

- tilgang på gass i Norge
- konkurranseforholdet til andre energibærere
- rammebetingelser.

Når det gjelder utvikling og utprøving av ny teknologi er det også utfordringer knyttet til:

- markedspotensiale internasjonalt og nasjonalt
- norske selskapers muligheter i en internasjonal kontekst.

Kapittelet beskriver de ulike anvendelsene og teknologienes generelle muligheter i norsk sammenheng, med vekt på forhold som innebærer at Norge har særlige fortrinn i teknologiutvikling eller i anvendelse.

Videre gis det en gjennomgang av status for ulike norske aktivitetene på respektive områder. Gjennomgangen vil imidlertid ikke være fullstendig. Det finnes en rekke initiativ, prosjekter og forskningsarbeid som pågår på de ulike områdene, og utvalget ser at det ikke har vært mulig å gi en fullstendig uttømmende beskrivelse av disse. Det er imidlertid tatt sikte på å dekke de største initiativene knyttet til ulike teknologier og anvendelser.

#### *12.1.2 Infrastruktur og tilgang på gass*

En utfordring som er felles for alle nye miljøvennlige anvendelser av naturgass er at tilgjengeligheten på naturgass i Norge er knyttet til noen få områder, jf. kapittel 4. Dagens infrastruktur gir i utgangspunktet begrensede muligheter for en vekst i

miljøvennlige anvendelser innenlands. En eventuell utvidelse av rørgettet vil kunne bedre tilgangen på gass, men det er en utfordring å få lønnsomhet i slike prosjekter. Distribusjon av gass i rør er kjennetegnet ved høye investeringskostnader og lave driftskostnader. Ut fra en kommersiell vurdering må det store volumer til for å forsvare investeringen.

Norge er et land med lange avstander og ugunstig topografi for rørledninger for gass, samtidig som et vel utbygd overføringsnett for elektrisitet og historisk lave kraftpriser har gitt en sterk innslag av strøm i den norske energiforsyningen. Sammen med et foreløpig lite markedsgrunnlag er dette faktorer som gjør det krevende å etablere et landsdekkende distribusjonsnett for gass i Norge.

Et økt markedspotensiale kan gjøre det mer aktuelt med større distribusjon av gass. I Norge viser erfaringer at det normalt vil være behov for én stor kunde i den aktuelle regionen som kan begrunne starten for infrastrukturutbyggingen. Slike store prosjekter kan være gasskraftverk. Større industri, foruten gasskraftverk, kan være lokomotiver for realisering av infrastruktur i Norge. Nærheten til gass vil imidlertid bare være ett grunnlag for økt bruk gass. Dersom det samtidig finnes annen tilgang på energi, vil bruk av gass vurderes i forhold kostnader og egenskaper ved andre konkurrerende 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 fyringsolje i industri- og servicenæringene, og i enkelte segmenter av transportsektoren. Grunnlaget for større industri i Norge, blant annet petrokjemi, kan imidlertid være begrenset av at tilsvarende produksjon på verdensmarkedet blir lagt til steder hvor gass er tilgjengelig til lave priser.

Selv om det er et bredt politisk ønske om økt bruk av gass innenlands jf. kapittel 3, finnes det foreløpig ingen generelt utformet virkemiddelbruk rettet mot å fremme ny infrastruktur for gass. Uten aktiv virkemiddelbruk rettet mot å redusere kostnader og risiko knyttet til ny infrastruktur, er det i første rekke aktuelt med lokale/regionale distribusjonsnett i og rundt ilandføringsstedene. En gradvis oppbygging av industriklynger, næringsparker mv., med en sterk base i gass, kan imidlertid gi større markedsgrunnlaget for gass i andre områder over tid. Utfordringen er at muligheter for å trekke med seg tilstrekkelig industri til slike områder vil avhenge av tilgang på gass. Samtidig kan distribusjonen av gass forutsette et etablert markedsgrunnlag. Med offentlig medvirkning kan det imidlertid åpne seg muligheter ved at offentlige støtteordninger reduserer risiko i en fase hvor slike industristeder er under oppbygging. I forbindelse med ilandføring til gasskraftverk, eller andre større gassprosjekter som gjennomføres, kan også offentlig medvirkning bidra til å sikre større distribusjon enn planlagt ved støtte til for eksempel grenrør.

Ny gassinfrastruktur må sees i sammenheng med utvikling og forsterkning av elnettet i Norge, samt overføringskabler og nettførsterkninger som planlegges for å øke utvekslingskapasiteten med Norden og Europa. Norge står ovenfor betydelige investeringer i infrastruktur for elektrisitet de nærmeste 10 årene.

Det er avgjørende at infrastruktur for elektrisitet og gass optimaliseres samfunnsøkonomisk. For eksempel vil et gassrør til Grenland/Sverige/Polen gi et helt nytt planleggings- og investeringsbilde for kraftnett og kabler i Norden. I dag planlegges ny infrastruktur for elektrisitet i Norge og Norden uten slike forutsetninger om vesentlig ekspansjon i gassinfrastrukturen.

Et regionalt eksempel på optimalisering av infrastruktur for gass og elektrisitet er Stavanger-regionen hvor Lyse Energi har bestemt å bygge gassrør inn til Jæren og Stavanger for å unngå betydelige kostnader til nettforsterkninger gjennom Lysebotn. Bergens-regionen er i ferd med å håndtere den samme type utfordringer som Stavanger-regionen.

Det finnes imidlertid ingen økonomiske insentiver i dag til å foreta slik samfunnsmessig optimalisering.

### *12.1.3 Markedsbegrensninger*

Manglende utbredelse av nye teknologier for miljøvennlig gassteknologi skyldes at teknologiene ikke er tilstrekkelig utviklet eller for kostbare i bruk i dag. En avgjørende forutsetning for at slike teknologier skal tas i bruk er at kostnadene kan reduseres gjennom blant annet forskning og utvikling.

Store deler av verdens energi- og kraftforsyning er basert på kull og olje, samtidig som en fjerdedel av kraftverkene i verden er mer enn 30 år gamle, jf. kapittel 5. Det fokus som finnes internasjonalt på overgang til mer miljøvennlige måter å produsere energi og kraft på er knyttet til lokale miljøvirkninger og forventinger om framtidig kostnader ved CO<sub>2</sub>-utslipp. Med bakgrunn i forventede CO<sub>2</sub>-kostnader og mulighetene for å oppgradere dagens energi- og kraftproduksjon er imidlertid det internasjonale fokuset i hovedsak rettet mot teknologiutvikling som kan gi bedret virkningsgrad og miljøprestasjoner for kullkraftverk og gasskraftverk, samt en overgang fra kullkraft til gasskraft.

Også i markeder som ligger nærmere Norge, som Europa, er kullavhengigheten svært stor. De europeiske landene er underlagt nasjonale utslippstak under Kyotoprotokollen. Fokus på nye energiteknologier som innebærer dekarbonisering har imidlertid svært lite i fokus som et aktuelt tiltak under Kyotoprotokollen. I en tidlig fase er det også her i første rekke overgang fra olje og kull til gass og økt virkningsgrad for nye kraftverk som utgjør de største og billigste tiltakene.

Det er i dag en sterkt økende etterspørsel rettet mot konvensjonelle gasskraftverk på verdensbasis, og leverandørselskapenes utviklingsarbeid i forhold til gasskraft er i stor grad konsentrert rundt bedret virkningsgrad og reduserte kostnader i slike kraftverk. Basert på den internasjonale energisammensetning og forventede CO<sub>2</sub>-kostnader under Kyotoprotokollen vil dette trolig være tilfelle i mange år framover.

Markedet for teknologier basert på gass betjenes i dag av store internasjonale aktører med tilgang på store utviklingsressurser. De største kundene, som vil utgjøre markedsgrunnlaget for en eventuell videreutvikling av ulike gassteknologier, er også internasjonale. Det norske industrien på leverandør- og brukersiden er liten sett i den internasjonal konteksten. Den internasjonale interessen og aktivitet på området nye

miljøvennlige gassteknologier er i dag begrenset. Utvikling, utprøving og kommersialisering av ny teknologi krever betydelige investeringer. De store kommersielle selskapene vil vurdere en satsing på forbedringer av konvensjonell gasskraftverk der det er etablert etterspørsel, opp mot en satsing der mulighetene for et framtidig marked er mer usikkert. Ut fra dagens marked vurderes teknologiutvikling med tanke på reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp å være forbundet med en høy risiko. Det norske markedet alene er for lite til å forsvare en utvikling og kommersialisering av slike teknologier, både for norske og internasjonale selskaper. Dette gjør også at særnorske CO<sub>2</sub>-krav ikke uten videre vil være tilstrekkelig for å forsere slik teknologiutvikling nasjonalt eller internasjonalt.

Den avventende holdningen til nye miljøvennlige gassteknologier internasjonalt har blitt forsterket gjennom det siste års utvikling av flere grunner. Etter at USA foreløpig har avvist å ratifisere Kyotoprotokollen, har forventningene om prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter og andre fleksible mekanismer gått ned. Uten USAs deltakelse vil en stor kjøper forsvinne, noe som trekker i retning av at prisene på CO<sub>2</sub>-kvoter under Kyotoprotokollen reduseres. Samtidig er de flere av de store leverandørene og mulige brukere av ny energiteknologi amerikanske. Uten insentiver gjennom nasjonale klimabeskrankninger kan interessen for å forskning og utvikling på nye miljøvennlige energiteknologier bli sterkt redusert.

Sterkere klimaavtaler kan på sikt bidra til økt interesse internasjonalt rundt nye miljøvennlige gassteknologier. Foreløpig er det for stor usikkerhet knyttet til slike framtidige nye forhandlinger til at dette påvirker relevante aktører i markedet for nye miljøvennlige gassteknologier.

## **12.2 Hvilke nye miljøvennlige gassanvendelser kan være aktuelle i Norge**

### *12.2.1 Gasskraft med CO<sub>2</sub> håndtering*

Det eksisterer i dag teknologi som muliggjør produksjon av gasskraft med minimale CO<sub>2</sub>-utslipp. Slik kraft blir imidlertid for dyr å produsere med dagens teknologiløsninger, og teknologier for CO<sub>2</sub>-håndtering finnes foreløpig ikke demonstrert i noe kraftverk i dag.

En utvikling når det gjelder dagens eller nye gasskraftløsninger med CO<sub>2</sub>-håndtering er avhengig av at de internasjonale leverandørselskapene for kraftverk ser et markedspotensiale i å videreutvikle konseptene med tanke på kommersialisering. I dagens situasjon betyr dette særlig at det må være større sikkerhet om at pris på CO<sub>2</sub> (og kraft) i markedet som energi- og kraftprodusentene operer i forventes å bli så høy at:

- a) utviklingsarbeid og kommersialisering er regningssvarende for leverandørene
- b) drift av et dyrere kraftverk med rensing vil være regningssvarende for kraftprodusentene.

I drøftingen av utfordringene knyttet til gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering er det imidlertid viktig å skille mellom ønsket om økt utvikling av slik teknologi og ønske om økt bruk av slik teknologi i dag. Spørsmålet om økt anvendelse og

teknologiutvikling for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge kan på kort sikt innebære motsatser på flere måter. Det vil også innebære forskjellige utfordringer i forhold til en eventuell norsk satsting. Disse to strategiene involverer ulike aktører, der det kommersielle fokuset er rettet mot to ulike produkter og markeder, henholdsvis kraft og teknologi. En satsing som primært er rettet mot en å ta i bruk dagens teknologikonsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering vil i mindre grad involvere aktører som arbeider med teknologiutvikling i Norge i dag, jf. kapittel 10. Det langsiktige verdiskapingspotensiale er derfor i større grad knyttet til forskning- og teknologiutviklingen enn dagens anvendelser.

### *Bruk av gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub>-håndtering*

Norge har i utgangspunktet gode forutsetninger for å ta i bruk gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. I forhold til utfordringer knyttet til infrastruktur som vil gjelde for andre gassanvendelser, kan gasskraftverk i seg selv gi grunnlag for ny infrastruktur, jf. kapittel 10. Norge har også et godt overføringsnett for elektrisitet som slike kraftverk kan koble seg opp mot. Gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering langs Vestlandskysten har godt utgangspunkt for deponeringsløsninger, jf. kapittel 7. Utsira formasjonen kan romme store mengder CO<sub>2</sub>, og ligger i en avstand som muliggjør slik transport enten i rør eller skip. Ut fra en lokalisering av kraftverk langs kysten på Vestlandet, kan det også på sikt viser seg muligheter til salg av CO<sub>2</sub> til trykkstøtte offshore.

Potensielle brukere av gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge er kraftprodusenter. Produsentene har som primært mål å tilby elektrisitet inn i markedet til konkurransedyktige priser. Slike selskaper driver i liten grad egen teknologiutvikling, men er kjøpere av ferdige utviklede og vel utprøvde kraftverk i det internasjonale markedet. Innen dette segmentet er det krav til pris, regularitet og tilgjengelighet, virkningsgrad og andre egenskaper som påvirker utbygger sitt valg av teknologikonsept. Med dagens best tilgjengelige teknologi for kombinerte gasskraftverk (CCGT) er det i dag mulig å oppnå en elvirkningsgrad på opp mot 58-60 prosent. Beslutninger om investering i kraftverk skjer utfra forventninger om kraftprisen som kan oppnås i markedet over kraftverkets levetid sett opp imot totale kostnadene ved kraftproduksjon. Produksjonskostnaden for dagens gasskraftverk kan variere mellom 15-21 øre/kWh, avhengig av gasspris, avkastningskrav mv.

Kostnadsgapet mellom dagens gasskraftverk og gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering er i dag beregnet til mellom 10-15 øre/kWh, jf. kapittel 6. Et kraftverk på 400 MW av den type som planlegges i Norge vil produsere 2800 000 kWh/år. Med dagens teknologi for CO<sub>2</sub>-håndtering vil dette isolert sett medføre økte kostnader på 4-5 mrd. NOK over en levetid på 25 år.

Det norske kraftmarkedet er integrert med det nordiske og europeiske kraftmarkedet gjennom overføringsforbindelsene for strøm. Kraftprisene i markedet blir i stor grad bestemt av produksjonskostnadene og rammebetingelsene til europeiske kraftverk. For norske kraftprodusenter er det prisen i dette kraftmarkedet som bestemmer lønnsomheten av egen produksjon. Særskilte reguleringer av CO<sub>2</sub> eller høye CO<sub>2</sub>-priser i Norge vil ikke øke lønnsomheten i å bygge og drive et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Den isolerte virkningen av dette er at kostnadene ved å produsere kraft i Norge øker, samtidig som kostnadene ved å produsere kraft i Europa - og

dermed kraftprisene- er uendret. I et slikt marked kan ikke norske produsenter konkurrere med øvrige produsenter som ikke har tilsvarende teknologi/rammebetingelser.

Sammensetningen og lønnsomheten ved ulike typer kraftproduksjon kan endre seg som følge av harmoniserte CO<sub>2</sub>-reguleringer i dette markedet. Forventninger til framtidig CO<sub>2</sub>-pris er imidlertid ikke tilstrekkelig for at slik kraftproduksjon blir konkurransedyktig i det europeiske kraftmarkedet. For at gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering skal være aktuell i bruk i Norge eller andre deler av det europeiske kraftmarkedet, må det utvikles teknologi som er minst 50-75 prosent billigere for at løsningene skal bli kommersielt konkurransedyktig med de kraftpriser og kvote/avgiftsnivåer som man forventer i overskuelig fremtid. En slik utvikling krever betydelige tid og ressurser.

### *Teknologiutvikling*

Hovedproblemstillingene knyttet til teknologiutvikling generelt er bredt omtalt i kapittel 11. Norsk leverandørindustri har tradisjonelt liten erfaring med kraftverksteknologi basert på fossile brensler.

Summen av de norske FoU aktiviteten på gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering har i løpet av få år nådd et betydelig omfang, og favner en rekke teknologier og forskningsområder, jf. kapittel 13. Dette fokuset setter Norge i en særstilling, og gir samtidig et godt utgangspunkt for en langsiktig teknologiutvikling med et sterkt innslag av norske aktører.

Selskaper som Statoil, Hydro, Aker Maritim og Kværner har i mange år arbeidet med konkrete teknologier eller problemstillinger knyttet til gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Det arbeides med ulike teknologikonsepter, jf. kapittel 6 og 10. De ulike konseptene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering som det har vært fokusert på i Norge varierer imidlertid i modningsgrad. Enkelte av teknologikonseptene er til en viss grad testet ut i annen anvendelse, og noen teknologikonsepter inneholder komponenter som hver for seg er utprøvde. For andre teknologier gjenstår det betydelig utviklingsarbeid før teknologiene kan testes ut. Felles for alle de ulike kjente teknologikonseptene er imidlertid at den store energibruken knyttet til å ta ut CO<sub>2</sub>, krever 10-20 prosent mer naturgass for å produsere en kilowatttime kraft sammenliknet med konvensjonelle gasskraftverk. Som følge av energitapene i prosessen blir virkningsgraden i kraftproduksjon redusert. Et annet felles trekk er at investeringskostnadene for CO<sub>2</sub>-utskillingen er høy, og vil resultere i en betydelig vekst i de totale investeringene (mer enn fordoblet) for et gasskraftverk. Det største fokuset ligger derfor på forskning og utvikling med tanke på billigere og mer effektive teknologier.

Et flertall av de norske aktørene som arbeider innenfor dette området har pekt på de samme sentrale utfordringer knyttet til utvikling av gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub>-håndtering, jf. vedlegg 4. Blant annet er det bred enighet om det i tiden framover er nødvendig å forfølge en rekke ulike teknologikonsepter med tanke på å finne de teknologier med størst potensiale over tid. Det er enighet om at det kreves et teknologiskifte for å bringe fram teknologier med tilstrekkelig stort potensiale for kostnadsreduksjoner. Med teknologiskifte mener utvalget en betydelig forbedring av

et teknologikonsept gjennom introduksjon av ett eller flere nye teknologiske elementer som samtidig gir en stor kostnadsreduksjon. I denne sammenheng er det understreket at teknologiutvikling med tanke på nye konsepter og/eller en stor reduksjon i kostnader vil krever betydelig tid og ressurser. En rekke av aktørene legger til grunn at det kan være realistisk å oppnå kostnadsreduksjoner på 30-50 prosent innenfor en 10-15 årsperiode, forutsatt en dedikert satsing på forskning og utvikling av slike teknologier.

For å få tilstrekkelige kostnadsreduksjoner må totalprosessen og de ulike kostnadselementene studeres og optimaliseres. Det er bred enighet blant de norske aktørene om at ny teknologi må testes og utvikles gradvis gjennom pilot- og demonstrasjonsanlegg. Dette vil gi nødvendig driftserfaring og kan bidra til å optimalisere løsninger som over tid kan overføres til større anlegg. En slik prosess er også nødvendig for å trekke med seg norsk industri og forskningsmiljøer.

De industrielle teknologileverandørene, både i Norge og internasjonalt, vurderer generelt den kommersielle risiko som høy ved satsing på slik teknologiutvikling. Dette setter begrensinger for omfanget av aktivitet på området, særlig med tanke på deltakelse fra internasjonal leverandørindustri. Status for arbeidet med gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering internasjonalt kan imidlertid vise seg å være et godt utgangspunkt for et langsiktig norsk utviklingsarbeid. I forhold til at Norge allerede har etablert et stort miljø rundt gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, og at det er nødvendig med et langsiktig tidsperspektivet for slik teknologiutvikling over tid kan bringe fram nye løsninger, er det en fordel at teknologimiljøene internasjonalt trolig ikke vil ta ledende posisjoner innen dette området de nærmeste årene. Dette gir rom for en nødvendige langsiktig satsting i Norge, dersom målet på lang sikt er å utvikle en kommersiell teknologi for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. En slik strategi krever imidlertid at risikoen for norske aktører søkes redusert gjennom aktiv satsting på området. Både kompetanseoppbygging og satsing på teknologiutvikling i forskningsinstitusjoner og industri krever tid og ressurser. En viktig forutsetning for en langsiktig satsing, er forutsigbarhet i de finansielle rammebetingelsene fra myndighetenes side, og et program som ivaretar de ulike hensynene som må tas på ulike stadier av utviklingsprosessen.

For Norge, som har få industrielle aktører og et lite hjemmemarked, er det særlig viktig å ha et sterkt inngrep med den internasjonale utviklingen. Et tett samarbeid med internasjonale prosjekter, der utvikling kan skje i samforståelse med internasjonale leverandører eller energiselskaper, vil være viktig for en gradvis aksept for teknologiene med tanke på videreutvikling og eventuell kommersialisering. Pr. 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. Dersom norsk utviklingsarbeid over tid kan vise tilstrekkelig reduksjon i økonomisk og teknologisk risiko kan interessen for slik nye miljøvennlige gassteknologier øke fram mot en fase der det kreves større deltakelse fra internasjonal leverandørindustri.

### *12.2.2 Status for norske teknologikonsepter/aktiviteter*

#### *Statoil*

Statoil har arbeidet med teknologier for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjon siden 1987. Statoil har blant annet gjennomført et 3-årig CO<sub>2</sub>-program (150 mill. NOK), der selskapet har utviklet og vurdert teknologi og løsninger for fjerning og deponering av CO<sub>2</sub> fra gasskraftverk, samt reduksjon av CO<sub>2</sub> fra eksisterende og nye anlegg på land og på sokkelen. I dette arbeidet er det dokumentert at separasjon og injeksjon av 1 millioner tonn CO<sub>2</sub> fra et 400 MW kraftverk er teknisk gjennomførbart. Undersøkelsen har tatt utgangspunkt i teknologi for rensing av eksosgassen fra et gasskraftverk, jf. kapittel 6. Teknologien innebærer at eksosen føres ut i et eget renseanlegg der CO<sub>2</sub> separeres ut i etterkant av kraftproduksjonsprosessen. CO<sub>2</sub>-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 mrd. NOK. Samlede investeringer i kraftverket øker fra 2 til 5 mrd. NOK for kraftverket, og tilsvarer en tiltakskostnad på 470 NOK/tonn. De økte kostnadene skyldes dels investeringer i anlegg, og dels at separasjons- og deponeringsanlegget forbruker 14 prosent av energiproduksjonen. Statoil vurderer at teknologien for separasjon fra eksosgass har et forbedringspotensiale på 30 prosent for investeringskostnader og 20 prosent på kraftforbruket. En 30 prosent reduksjon av driftskostnadene kan redusere tiltakskostnaden til 420 NOK/tonn, og 320 NOK/tonn dersom det også finner sted en 30 prosent reduksjon i investeringskostnadene.

Statoil vurderer planer for et demonstrasjonsanlegg for separering og deponering av CO<sub>2</sub> fra kraft/varmeproduksjon basert på naturgass på et av sine lokaliseringssteder. Foreløpige anslag tyder på et slik demonstrasjonsanlegg på 25 MW vil beløpe seg til 500 mill. Selskapet vurderer også et eventuelt demonstrasjonsanlegg i forhold til en potensiell mulighet for å bruke CO<sub>2</sub>-gassen til økt oljeutvinning på Gullfaksfeltet. Statoil legger opp til å ta en foreløpig beslutning om gjennomføring i løpet av 2002 med tanke på et pilotprosjekt i 2004/2005. Usikkerheten er knyttet til at Statoil anser at ingen av teknologiene per i dag utpeker seg med tanke på demonstrasjon.

Som eneste operatør i verden har også Statoil vunnet erfaring med deponering av CO<sub>2</sub> fra Sleipner-feltet i Utsira-formasjonen. CO<sub>2</sub> blir separert fra naturgassen for at denne skal møte markedskravene på kontinentet. Et eget FoU-program (SACS) med bred internasjonal deltagelse er etablert for å overvåke og lære av denne operasjonen. Se kapittel 10 for nærmere omtale av SACS.

Statoil er også deltaker i det internasjonale CCP-programmet, jf. kapittel 10.

#### *Norsk Hydro*

Hydros aktiviteter på gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering fikk stor oppmerksomhet med konseptet Hydrokraft, som ble presentert som konkrete planer våren 1999. Hydrokraft var basert på en teknolog for utskilling av CO<sub>2</sub> i forkant av produksjonsprosessen jf. kapittel 6. Teknologien innebærer at naturgassen omdannes til en hydrogenrik gass som deretter benyttes som drivstoff i kraftproduksjonen. Hydrokraft var tenkt med en kapasitet på 1200 MW, som muliggjør en årsproduksjon på 11 TWh. Kraftverket ville

slippe ut omlag 0,47 millioner tonn CO<sub>2</sub>. I tillegg ville kraftverket ha NO<sub>x</sub>-utslipp på linje med eller lavere enn et konvensjonelt kraftverk. Lønnsomheten i prosjektet var knyttet til en mulig avsetning på CO<sub>2</sub>-gassen som injeksjonsgass til Granefeltet. Spesielle egenskaper med Granfeltet gjør at CO<sub>2</sub>-gassen potensielt kunne erstatte vanlig gass til dette formålet.

Planene for Hydrokraft ble av flere årsaker lagt på is i 2000. I løpet av prosessen ble det imidlertid gjort utpøvinger av turbiner og brennkammer som har gitt viktige resultater for videre forskning- og utvikling av teknologien. Inntil Hydros arbeid med Hydrokraft var det stor usikkerhet om en hydrogenrik gass av denne typen kunne benyttes til forbrenning i konvensjonelle turbiner. I de tester Hydro fikk utført i samarbeid med General Electric, ble det verifisert at gassturbinteknologi som er utviklet i forbindelse med kullgassifisering (IGCC) også kan benyttes med den hydrogenrike gassen i Hydrokraftkonseptet.

Hydro har i de senere årene rettet oppmerksomheten mot et annet teknologikonsept for CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-fri gasskraft, Advanced Zero Emission Powerplant (AZEPP). Det er et konsept for et oksygenfuel kraftverk. Konseptet skiller seg noe fra de øvrige oxyfuelkonseptene, ved at oksygenfremstillingen foregår integrert med forbrenningsprosessen ved hjelp av en keramisk membran som skal ligge i gassturbins brennkammer. 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. Utviklingen av slikt konsept fram til demonstrasjonsanlegg er forventet å koste omlag 150 mill. NOK. Dersom denne utviklingen er vellykket, ser en for seg et mulig demonstrasjonsanlegg i 2006-2008. Tidsperspektivet er langsiktig fordi det er nødvendig å utvikle membran og høytemperatur varmeveksler og brennersystem. Hydro mener likevel at det i et lengre tidsperspektiv er mer å hente på å utvikle denne type integrerte løsninger med tanke på reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp fra kraftproduksjon. Ifølge Hydro kan AZEP-konseptet ha et potensial for å redusere kostnadene ved utskilling av CO<sub>2</sub> fra kraftverk med opp mot 50 prosent. Denne kostnadsreduksjonen skyldes at teknologien anses å ha mulighet for betydelig større virkningsgrad i forhold til dagens konsepter for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Hydro anslår at virkningsgraden i kraftverket kan komme opp i 56 prosent.

Hydro er også deltaker i CCP-prosjektet, jf. kapittel 10.

#### *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 CO<sub>2</sub>-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. Teknologien er teknisk moden for fullskala anlegg. Løsningen har en elvirkningsgrad på om lag 37 prosent ved et 400 MW anlegg. Ved utnyttelse av restvarmen kan man oppnå

vesentlig større totalvirkningsgrad. Konsept 2 er en HiOx kombikraft løsning. Naturgass og ren oksygen forbrennes i en gassturbin. Deretter trekkes restvarme ut i en egen dampkrets. Elvirkningsgraden for dette konseptet er vesentlig høyere, om lag 48 prosent ved et 400 MW anlegg. For konsept 2 må det utvikles en ny gassturbinløsning. For begge anleggene har selskapet basert seg på dagens luftseparasjonsteknologi (kryogen).

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. Disse opererer ved forskjellige betingelser og gir derfor forskjellig utforming av turbin og virkningsgrad. Det ble tatt utgangspunkt i en Alstom gassturbin på 25 MW. Alle prosessene ble evaluert til å være teknisk mulige. Både kompressor-, brennkammer- og ekspanderdelen av turbinen ble analysert, og det ble funnet tilfredsstillende løsninger for alle de fire prosessene. Det ble gjort en komplett konseptdesign av et 40 MWe demonstrasjonsanlegg basert på den valgte turbinstørrelse og en av de fire prosessene. De tekniske utfordringene ved et slikt anlegg ble identifisert og beskrevet. 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 potensiale, men det internasjonale markedet er usikkert. Man var enige om at HiOx kombikraftløsningen burde utvikles videre.

Ake Maritime vurderer nå å starte fase 2 i HiOx prosjektet. Den vil ha en total ramme på om lag 35 mill. NOK og vil gå over 24 måneder. KLIMATEK bidrar med 14 mill. NOK og det resterende beløp kommer fra partnere. Dette forutsetter deltakelse fra en ledende turbinleverandør. En nærmere beskrivelse av oxyfuelteknologien er gitt i kapittel 6.

Hovedutfordringen for en HiOx kombikraftløsning blir å utvikle en ny gassturbinløsning basert på dagens teknologi. Villigheten til å trekke fram en slik turbinløsning, vil være avhengig av finansielle støtteordninger og tro på et framtidig internasjonalt marked for utslippsfri gasskraft.

#### *Kværner*

Kværner har utviklet en ny membranteknologi for fjerning av CO<sub>2</sub> fra eksosgass (PTFE membraner), jf. kapittel 6 og vedlegg fra Aker/ Kværner. Kværner har gjennom sine forsøk på membranteknologi skaffet seg en nisje internasjonalt. Teknologi for å skille ut CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-fjerningsteknologi har blitt testet i et pilotanlegg på K-lab ved Statoils gassterminal på Kårstø. Kværner er dermed så langt det eneste selskapet som har et pilotanlegg for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge. Teknologien vurderes nå av Kværner å være moden for storskala demonstrasjonstester på 10-20 MW. Det er i

samarbeid med Statoil satt i gang en studie for å se på muligheten for å installere et slik demonstrasjonsanlegg på en av Statoils gassterminaler.

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 CO<sub>2</sub>-fri kraft basert på brenselceller.

For høytemperatur brenselceller er det et stort potensiale for å kombinere cellene med gass- og dampmaskiner og dermed oppnå svært høy energieffektivitet i kraftproduksjonen, jf. kapittel 9. Teknologien til Shell er videreutviklet slik at den produserte eksosen er ren CO<sub>2</sub> når naturgass benyttes som brensel. Siden CO<sub>2</sub> kommer ren ut fra brenselcellen, vil påfølgende CO<sub>2</sub>-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 elutbytte fra brenselcellen til over 50 prosent. Ved å utnytte spillvarmen kan effektiviteten komme opp i nærmere 85 prosent. Brenselcellen er ment benyttet til elproduksjon offshore, der CO<sub>2</sub> som skilles ut kan komprimeres og injiseres i reservoarer for lagring eller økt oljeutvinning. Shell Technology Norway skal demonstrere konseptet i Kollsnesnæringspark utenfor Bergen. Her vil CO<sub>2</sub> bli brukt i forbindelse med produksjon av fiskefor. 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 (for eksempel ulike konsepter og totalsystemer for kraftproduksjon, gassrensing ved absorpsjon, forbrenningsteknologi, deponering i geologiske formasjoner, mv.). 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 offentlig satsingen innen renseteknologi/CO<sub>2</sub>-fri gasskraft fra og med 2001 pågår det en betydelig opptrapping av forskningsaktiviteten i flere av disse miljøene. Tematisk omfatter dette sentrale teknologiområder som nye systemkonsepter, membranteknologi, forbrennings- og absorpsjon/adsorpsjonsprosesser, nye reformeringsprosesser, brenselceller etc.

### *NTNU og SINTEF aktiviteter innen gasskraft med CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-innfangning og deponering. Det er per januar 2002 14 stipendiat- og postdoktorstillinger direkte relatert til gasskraft med CO<sub>2</sub>-innfangning og deponering. I tillegg har om lag 15 vitenskapelig ansatte ved NTNU og forskere ved SINTEF sin hovedbeskjeftigelse innen dette området. Forskningsarbeidet kan karakteriseres som

grunnleggende og knyttet til forskjellige prinsipper for CO<sub>2</sub>-håndtering. Av spesifikke prosjekter, kan følgende nevnes:

- 1) Eksosgassrensing ved absorpsjon, inkludert bruk av membraner
- 2) Forbrenning (oxyfuel og hydrogenrikt brensel)
- 3) Membranteknologi
- 4) Kraftprosesser og systemanalyse
- 5) Reaktor med todelt forbrenning – "Chemical Looping Combustion"
- 6) Brenselceller med CO<sub>2</sub>-innfangning
- 7) Deponering av CO<sub>2</sub> i underjordiske strukturer

#### *Institutt for energiteknikk (IFE)*

IFE arbeider med ulike problemstillinger knyttet til gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering.

Deler av disse aktiviteten er omtalt under hydrogen jf. kapittel 8.

Et samarbeidskonsortium bestående av IFE, Christian Michelsen Research (CMR) og Prototech AS (CMR-selskap), arbeider med et nytt konsept, Zero Emission Gas Power (ZEGP), for CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk mer nær 100 prosent CO<sub>2</sub>-uttak. En ny metode for hydrogenproduksjon utnytter høytemperatur spillvarme fra elproduksjon basert på høytemperatur brenselceller med naturgass som råstoff. Konseptet er finansiert av KLIMATEK-programmet hvor målet er å demonstrere teknologien i laboratorieskala.

Dampreforming av naturgass med etterfølgende utskillelse av CO<sub>2</sub> er den mest brukte metoden for å fremstille hydrogen i dag. I den "nye" hydrogenfremstillingsmåten introduseres et oksid, for eksempel brennt kalk (CaO) i reaksjonen sammen med naturgass og vanndamp. Oksidet vil, i tillegg til å fange opp produsert CO<sub>2</sub> som kalk eller kalsiumkarbonat (CaCO<sub>3</sub>), gi energi til reaksjonen samt drive likevekten i reaksjonen mot karbonfri hydrogengass. 100 prosent ren CO<sub>2</sub> oppnås uten kostbar renseteknologi når kalken fra hydrogenfremstillingen varmes opp for refremstilling av brennt kalk.

Teoretiske beregninger og laboratorieskala-forsøk (Louisiana State University) tyder på at en slik integrert hydrogenproduksjon med direkte CO<sub>2</sub>-utskillelse har følgende fordeler sammenlignet med den konvensjonelle fremstillingsmåte av hydrogen fra naturgass:

- a) Prosessforenkling (to prosesssteg sammenlignet med fem for den konvensjonelle hydrogenfremstillingsmetode)
- b) Økt hydrogenutbytte
- c) Totalt 20 prosent bedret energieffektivitet ved hydrogenfremstillingen (uten bruk av spillvarme fra SOFC)
- d) CO<sub>2</sub>-utsepareres som et fast stoff (kalk)
- e) Det oppnås 100 prosent CO<sub>2</sub> når kalk splittes til brennt kalk og CO<sub>2</sub>

Høytemperatur brenselceller konverterer naturgass til elektrisitet og gir samtidig verdifull høytemperatur spillvarme. I ZEGP-konseptet anvendes spillvarmen til de to prosessene for hydrogenfremstillingen. Energieffekten som elkraft fra høytemperatur brenselceller er betydelig bedre enn i et konvensjonelt gasskraftverk. Dessuten muliggjør ny teknologi utskillelse av tilnærmet 100 prosent ren CO<sub>2</sub> fra brenselcellene uten at dette medfører energitap.

Potensialet ved ZEGP-konseptet sammenlignet med et konvensjonelt gasskraftverk på 2,5 TWh med et CO<sub>2</sub>-utslipp på 1 mill. tonn med 58 prosent energi som elkraft, kan anslagsvis bli 3,5 TWh med 1 mill. tonn ren CO<sub>2</sub> som umiddelbart er klar for deponering eller industriell anvendelse. Dette forutsetter samme naturgassvolum i begge tilfeller. Det forutsettes også at halvparten av naturgassvolumet i konseptet går til høytemperatur brenselceller med 70 prosent eleffekt og at den andre halvpart blir brukt til å produsere hydrogen for anvendelse i lavtemperatur brenselceller med opptil 90 prosent eleffekt. Produsert hydrogen kan alternativt anvendes i lavtemperatur brenselceller i transportsektoren eller til ammoniakk- og salpetersyreproduksjon.

Dersom spillvarmen (1050°C) fra høytemperatur brenselceller gir tilstrekkelig energi til hydrogenproduksjonsprosessene, betyr dette i realiteten at kostnadene ved fremstilling av hydrogen ved denne produksjonsmåte blir "lik" prisen på naturgass dersom det sees bort fra de initielle investeringskostnader. Selv om det skulle bli behov for noe tilleggsenergi, vil energibehovet for fremstilling av hydrogen ved bruk av høytemperatur spillvarme bli svært begrenset, sammenlignet med energibehovet for fremstilling av hydrogen på konvensjonell måte (900°C).

ZECA Technology-konseptet (Zero Emission Coal Alliance), som utvikles ved Los Alamos National Laboratory i New Mexico, har de samme teknologifordringer som i ZEGP-konseptet. Det arbeides derfor med en formalisering av et omfattende samarbeid med Los Alamos-miljøet. Det er også etablert god kontakt med Louisiana State University som har vært en foregangsinstitusjon når det gjelder den "nye" hydrogenproduksjonsprosessen. Det arbeides også med lignende konsepter ved National Institute for Resources and Environment i Japan.

### *12.2.3 CO<sub>2</sub>-håndtering og kommersiell anvendelse av CO<sub>2</sub>*

På samme måte som for selve kraftverksteknologien, er det ulike utfordringer ved henholdsvis bruk, forskning og utvikling knyttet til selve CO<sub>2</sub>-håndteringen. Kostnader til kompresjon, transport og deponering av CO<sub>2</sub> utgjør generelt 30-40 prosent av kostnadsgapet mellom dagens gasskraftverk med best tilgjengelig teknologi og med CO<sub>2</sub>-håndtering. Utvikling av økonomisk konkurransedyktige gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering vil derfor være avhengig av teknologiske og økonomiske gjennombrudd på disse områdene.

Mulighetene for å håndtere CO<sub>2</sub> i Norge er knyttet til deponering i geologiske formasjoner eller anvendelse til økt oljeproduksjon eller i industriell virksomhet. Både når det gjelder deponering og anvendelse av CO<sub>2</sub> til trykkstøtte er en hovedutfordring knyttet til rørbasert infrastruktur for transport av CO<sub>2</sub>. En slik infrastruktur vil kreve betydelige investeringer, og vil trolig ikke være aktuelt før det er betydelige mengder CO<sub>2</sub> som skal fraktes. Alternativer til transport kan være frakt med skip.

### *Økt olje- og gassutvinning*

CO<sub>2</sub> kan anvendes industrielt på mange måter. For store kvanta er det i dag antatt at det kun er en kjent anvendelse der CO<sub>2</sub> kan ha en positiv verdi i norsk sammenheng, og det er bruk av CO<sub>2</sub> som injeksjonsgass for å forlenge olje- og gassproduksjonen i petroleumsreservoarer. CO<sub>2</sub> kan i noen grad erstatte eller supplere injeksjon av

naturgass og vann som brukes til trykkstøtte, og derigjennom øke utvinningen av olje og gass i reservoarene. Det antas at det største potensiale for bruk av CO<sub>2</sub> vil være knyttet til tertiær utvinning etter vannflømming på store oljefelt. Injeksjon av CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning har vært benyttet i USA i mange år.

Tre aspekter ved dette potensiale fremheves. En del av naturgassressursene som injiseres går tapt som følge av at ikke all gassen lar seg produsere tilbake. Oljedirektoratet antar at i gjennomsnitt kan om lag 20 prosent av gassen som injiseres, ikke produseres tilbake. I perioden 2000-2005 er det anslått at 40-50 mrd. Sm<sup>3</sup> naturgass per år injiseres til trykkstøtte.

Et annet aspekt er at ved tertiær utvinning, etter vannflømming, blir deler av restoljen løst opp av den injiserte CO<sub>2</sub>. I tillegg vil CO<sub>2</sub> kunne drenere områder som for eksempel i toppen av reservoaret. Et siste moment er at bruk av CO<sub>2</sub> frigjør hydrokarbongass, som ellers ville vært brukt til injeksjon, til eksport og dermed øker verdien for slik gass.

Det er viktig å presisere at det i Norge i dag ikke foreligger tilstrekkelig godt underbygde vurderinger av hvorvidt og i hvilken grad CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning er økonomisk lønnsomt og realiserbart under gitte forutsetninger. Kun en kombinasjon av en teknologisk utvikling som innebærer reduserte kostnader ved CO<sub>2</sub>-separasjon, tørking og komprimering, som står for om lag 2/3 av kostnadene ved CO<sub>2</sub>-håndtering, samt muligheten for å bruke CO<sub>2</sub> på en lønnsom måte i stor skala til økt oljeutvinning, vil etter hvert få fjernet kostnadsgapet mellom dagens beste tilgjengelige teknologi og ny miljøvennlig naturgasssteknologi.

Det er ikke endelig avklart hvorvidt CO<sub>2</sub> i det hele tatt egner seg som medium for økt oljeutvinning på norsk sokkel. Per i dag er CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning ikke blitt benyttet på sokkelen, verken på britisk eller norsk side. I USA derimot, er CO<sub>2</sub> benyttet til økt oljeutvinning allerede i dag i en del områder på land. I disse tilfellene kommer CO<sub>2</sub> fra naturlig forekommende CO<sub>2</sub>-reservoarer, i tillegg til noe fra naturgassraffinering og petrokjemisk industri.

En helt sentral forutsetning for den type kommersiell anvendelse av CO<sub>2</sub> som drøftes her, er at det finnes en infrastruktur som kan transportere CO<sub>2</sub> mellom kilder og forbruk. Slik infrastruktur finnes per i dag ikke på norsk sokkel.

Infrastrukturteknologien på dette området er kjent, rørledninger og kompressorer for tørket CO<sub>2</sub> er uproblematisk. På samme måte som naturgass er imidlertid kombinasjonen av volum og distanse problematisk i mange sammenhenger. Dette gjelder spesielt i oppstartsfasen, hvor alt må bygges fra grunnen, hvor avstandene er lange, og CO<sub>2</sub>-volumene kanskje er begrenset. Ut fra en kommersiell vurdering må det store volumer CO<sub>2</sub> til for å forsvare denne type infrastrukturinvesteringer.

En annen utfordring er at det i dag ikke er avklart hvor mange felt på norsk sokkel som egner seg for CO<sub>2</sub>-injeksjon. Man vet også relativt lite om hvilken mengde CO<sub>2</sub> mulige kandidatfelt har behov for. Det enkelte felts behov for CO<sub>2</sub> til trykkstøtte vil dessuten variere over tid, og vil ikke være sammenfallende med utslipp ved kilden, som ofte er konstant over flere år. Skal man klare å få etablert et kommersielt marked for CO<sub>2</sub>-injeksjon, vil det mest sannsynlig være behov for å finne løsninger som gir

stor grad av fleksibilitet. Tidligere studier fra blant annet IEA viser at skip kan være konkurransedyktig sammenlignet med rørledning, dersom det er snakk om å transportere større mengder CO<sub>2</sub> over større avstander. I tillegg bør infrastruktursystemet inkludere muligheten til ren lagring av CO<sub>2</sub>.

I Norge har svært mye av naturgassen blitt benyttet som trykkstøtte i oljeproduksjonen. Denne naturgassen er tenkt produsert for eksport på slutten av disse feltenes levetid. I dag synes operatørene å være bekymret for at CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning vil forurense denne gassen, og medføre kostbar CO<sub>2</sub>-fjerning før den kan selges ut i markedet. Felt som har vært produsert med massiv trykkstøtte med gass, vil derfor mest sannsynlig ikke være kandidater for CO<sub>2</sub>-injeksjon da man er redd for dette forurenser den injiserte naturgassen. Potensialet for ytterligere økt utvinning er også betraktet som lavt i slike felt.

Videre er det uklart hvilken betalingsvilje potensielle kjøpere av CO<sub>2</sub>, i dette tilfellet oljeselskaper, vil ha for CO<sub>2</sub> levert til økt oljeutvinning.

#### *CO<sub>2</sub> til andre anvendelser*

Flere har lansert ideen om å dyrke alger som kan nyttegjøre seg av CO<sub>2</sub>. Alger trenger CO<sub>2</sub> for å vokse, og kan på denne måten fjerne CO<sub>2</sub> fra utslippskilder. Algene brukes deretter til fiskefôr. En hovedinnvending mot slike prosjekter er at det vil være langt større mengder CO<sub>2</sub> tilgjengelig enn algene klarer å nyttegjøre seg. Det er dessuten svært energikrevende å dyrke frem disse algene ved en temperatur på 25 °C. Utvalget anser ikke denne anvendelsen av CO<sub>2</sub> som særlig aktuell knyttet til gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, men kan representere en aktuell kommersiell utnyttelse av CO<sub>2</sub> i mindre mengder.

En annen anvendelse av CO<sub>2</sub> er å binde CO<sub>2</sub> ved produksjon av stabile karbonater for permanent deponering. Olivin- eller magnesium-rike ultrabasiske bergarter i utgangspunktet er de viktigste kandidatene. I denne prosessen reagerer CO<sub>2</sub> med magnesiumrike silikatmineraler (olivin eller serpentin), og danner mineralene magnesiumkarbonat, kvarts og eventuelt vann. Sluttproduktene forekommer alle i naturen, og er i virkeligheten en del av den naturlige geologiske karbonsyklus.

Magnesiumrike silikatbergarter forekommer i store mengder på mange forskjellige steder i verden, og Norge er begunstiget med flere typer og relativt store forekomster av ultrabasiske silikatbergarter. Spesielt kan flere store, nærmest rene, olivinstenforekomster fremheves, for eksempel i Åheim.

#### *12.2.4 Bruk av naturgass i transportsektoren*

Naturgass er godt egnet, og et miljøvennlig alternativ, som motordrivstoff, enten det kommer i komprimerte former (CNG/LNG) eller gjennom mer foredlede produkter som metanol og hydrogen. Utfordringene er utbygging av et hensiktsmessig distribusjonssystem og gode lagringsmuligheter for gassen.

Bruk av naturgass vil være best egnet for større transportmidler som går i faste ruter og opererer innenfor begrensede geografiske områder, så som skip og tyngre

kjøretøyer som busser. Spesielt skip vil være interessant, der bruk/lagring av naturgass ikke vil medføre de samme vekt- og volumproblemene som i veitransport.

Med lang bakgrunn som stor skipsfartsnasjon, og med omfattende kystskipstrafikk som står for store deler av de regionale luftforurensningene i Norge, vil det ligge en særlig mulighet for Norge til å kunne bli ledende på produkter og teknologiske løsninger innenfor bruk av naturgass i skip. Utslippene fra kystfart og fiske bidro i 1999 til 40 prosent av de innenlandske NO<sub>x</sub>-utslippene.<sup>7</sup> Dette er gode insentiver for en videre satsing på området.

Dagens kystskipstrafikk baserer seg i stor grad av diesel som drivstoff. Bruk av naturgass til drift av skip vil gi reduksjoner av utslipp, samtidig som fremdriftsmotorene vil ha høyere virkningsgrad, sammenlignet med dieseldrift. Effektive gassmotorer i effektområdet 1000-7000 kW per enhet har virkningsgrader i området 42-46 prosent, hvilket er bedre enn tilsvarende dieselmotorer. Når det gjelder NO<sub>x</sub>-utslipp, ligger det et reduksjonspotensiale på 80-90 prosent per tonn brensel, mens det for CO<sub>2</sub> er et reduksjonspotensiale på 15-25 prosent.

Internasjonalt er det begrenset erfaring med bruk av naturgass til drift av skip. I Norge har vi fått den første LNG-fergen M/F Glutra i drift, med plass til 100 biler og 300 passasjerer. Skipet har 4 gassmotorer, hver på 670 kW, og 2 lagertanker for LNG, hver på 30 m<sup>3</sup>. Det foreligger også planer om bruk av naturgass i blant annet supplybåter. Statoil har kontrahert to nye forsyningsskip fra rederiet Eidesvik AS som skal baseres på gassdrift i form av LNG.

Et av problemene med bruk av naturgass til drift av for eksempel ferger er høyere investeringskostnader. Med dagens teknologi (ref. M/F Glutra) ligger investeringskostnadene 30 prosent høyere enn for tilsvarende dieseldrevne ferger. Driftskostnadene ligger på samme nivå som for dieseldrevne ferger, men dette avhenger av oljeprisene. Mye av årsaken til de høyere investeringene knytter seg til kraftoverføringen, motorbehovet, LNG lagertankene, gassrørsystemet og kontroll- og sikkerhetssystemene. Gjennom videre teknologiutvikling på disse områdene regner man med å kunne komme ned i en kostnadsforskjell på 5-10 prosent.

Et annet problem er at det ikke finnes noe internasjonalt regelverk for naturgassdrevne ferger. Norge er det eneste land som har etablert et regelverk for bruk av gass til fremdrift av skip. Med et internasjonalt regelverk på plass vil utviklingen kunne gå raskere.

#### *12.2.5 Satsing på hydrogen i Norge*

Kapittel 8 gir en grundig beskrivelse av ulike sider ved hydrogen som energibærer og hva som skjer internasjonalt på området, mens kapittel 9.2 tar for seg brenselceller som en helt sentral måte å utnytte hydrogenet på.

Norge har gode forutsetninger for en større satsing på hydrogen som energibærer. I Norge finnes det solid erfaring med industriell hydrogenproduksjon, både på basis av fornybar energi og fossilt råstoff. Naturgassen utgjør et viktig ressursgrunnlag for

---

<sup>7</sup> Kilde: SSB/SFT, 1999.

storskala hydrogenproduksjon. Teknologi for miljøvennlig hydrogenproduksjon basert på naturgass er under utvikling, og kan bidra til å befeste Norges sterke posisjon som energileverandør. Innenlandsk foredling av naturgass til hydrogen kan gi et verdifullt bidrag til norsk verdiskapning. Det samme kan aktiviteter knyttet til lagring, transport og distribusjon av hydrogen. Hydrogen kan bli en viktig eksportvare, enten ved at hydrogenet sendes gjennom gassrørledninger eller som flytende hydrogen med skip. Hydrogen kan også på sikt gi et verdifullt bidrag til norsk energiforsyning (CO<sub>2</sub>-fri gasskraft, drivstoff, osv).

Norsk teknologi er allerede langt fremme innenfor viktige nisjer av hydrogenområdet som produksjon av hydrogen og lagring av hydrogen i faste stoffer, og har gode muligheter for videreutvikling gjennom en utvidet satsing på teknologi for hydrogen. Potensialet for industrielle nyetableringer og nye arbeidsplasser er derfor klart til stede.

### *Produksjon av hydrogen i Norge*

Det er en meget god industriell bakgrunn for hydrogenproduksjon i Norge. Norsk Hydro har drevet produksjon av hydrogen i over 70 år, først ved vannelektrolyse og senere basert på dampreforming av fossilt råstoff. Totalt sett er Norsk Hydro i dag en betydelig hydrogenprodusent, men produksjonen går direkte til fremstilling av ammoniakk og kunstgjødsel. Selskapet har ett anlegg i Norge (på Herøya ved Porsgrunn) og har flere lignende anlegg i mange andre land. Norsk Hydro fremstiller også hydrogen som biprodukt i sine to kloralkali produksjonsanlegg (Rafnes og Stenungsund), og videre gjennom sin virksomhet som operatør for Noretyl crackeren (Rafnes) hvor det produserer betydelige mengder brenngass (en ca 50:50 blanding av hydrogen og metan). Dette hydrogenet benyttes til energiformål i tilknytning til de aktuelle industrianleggene.

Siden 1997 har Statoil framstilt syntesegass for metanolproduksjon ved metanolfabrikken på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Statoil produserer også hydrogen ved raffineriet på Mongstad. Det fremstilles dessuten betydelig mengder hydrogen som biprodukt i annen norsk industri.

Det eksisterer således en betydelig norsk kompetanse på oppbygging og drift av anlegg for hydrogenproduksjon fra naturgass med ulike prosesssteknologi. Alt som produseres brukes imidlertid i industrien. Bruk av hydrogen for energiformål utenom i industriell sammenheng er foreløpig lite utbredt i Norge.

I Norge er det i tillegg betydelig erfaring med fremstilling av hydrogen ved elektrolyse. Det produseres hydrogen fra elektrolyse ved DeNofas fettherdingsanlegg i Fredrikstad (5 elektrolysører), Falconbridges nikkerverk i Kristiansand (4 elektrolysører), Akzo Nobels hydrogenperoksyd anlegg på Rjukan (4 elektrolysører), Pronovas fettherdingsanlegg i Sandefjord (2 elektrolysører), og Hydrogass sitt hydrogenanlegg på Rjukan (1 elektrolysør).

### *Lagring, transport og distribusjon av hydrogen i Norge*

Høytrykkslagring av hydrogen byr på interessante utfordringer og muligheter for norsk leverandørindustri. Det finnes en god del norsk industriaktivitet på lagring av

gass under trykk. Ragasco masseproduserer i dag lavtrykkskomposittanker for propan, mens Raufoss Composites produserer høytrykksbeholdere (maks. 260 bar) for komprimert naturgass (CNG). For å lagre hydrogen i komprimert form bør imidlertid arbeidstrykket være minst 300 bar. Til dette trengs kompositt trykkbeholdere. Mulighetene bør være til stede for en norsk industriell produktutvikling på området.

Når det gjelder flytende hydrogen, finnes det ingen kondenseringsanlegg for hydrogen i Norge i dag. AGA AS inngår nå som en del av Linde konsernet, og ved AGA's anlegg både i Norge og Sverige er det økende interesse for hydrogen. Statoil har lang erfaring og etablert industriell aktivitet med LNG. SINTEF Energiforskning og Institutt for Klima- og Kuldeteknikk ved NTNU har lang erfaring med kondensering av gasser (hydrogen, helium, nitrogen og ikke minst naturgass). En bred basis for prosessberegninger, inkludert avansert termodynamikk, har blitt etablert gjennom dette arbeidet. Det er videre forsket på og utviklet internasjonalt isolering og isoleringssystemer for lagring av LNG siden 1975. Isoleringssystemet til Moss-Rosenbergs LNG kuletanker er utviklet og testet i dette miljøet. I 1998 ble det eksempelvis konstruert, bygd og testet en tank på 6 m<sup>3</sup> for lagring av flytende nitrogen. Disse erfaringene skulle være et godt utgangspunkt for videre fokus på hydrogenkondensering og systemer for lagring av flytende hydrogen.

IFE har drevet forskning på lagring i metallhydrider i flere tiår, og det er etablert solid grunnleggende kompetanse på området. Forskerene ved IFE har blant annet funnet frem til en metallegering som gjør det mulig å pakke hydrogenatomene åtte ganger mer effektivt enn ved lagring i væske. Dette regnes som verdensrekord i hydrogenlagring. I dag har IFE et av de tre beste instrumentene i verden for å studere hvordan hydrogen er bundet i forskjellige materialer. IFE har også patent på anvendelse av karbonkjegler som lagringsmateriale for hydrogen. Hydrogen i metallhydrider og karbonmaterialer vil være et av satsingsområdene til IFE også fremover.

Grunnleggende relevant materialkompetanse finnes også ved Universitetet i Oslo, som lenge har samarbeidet med IFE på området. Ved Kjemisk institutt foregår det eksperimentell materialkarakterisering av metallhydrider, mens det ved Fysisk institutt utføres teoretiske studier av hydrogen/metall-systemer. SINTEF Materialteknologi (både ved Oslo og Trondheim) innehar en betydelig kompetanse innen forskning og utvikling av avanserte materialer. I den senere tid har fremstilling av metallhydrider ved hurtigtørking gitt interessante resultater. Ved Institutt for materialteknologi og elektrokjemi ved NTNU foregår preparering og karakterisering av metallhydridlegeringer, særlig elektrokjemisk karakterisering med henblikk på anvendelse i batterier. Teoretiske metallhydridstudier foregår også ved Høgskolen i Agder.

Når det gjelder transport og distribusjon, er det i Norge bygd, og planlegges bygd, mindre rørnettverk for transport og distribusjon av naturgass. Teoretisk vil disse også kunne brukes til distribusjon av Hytan, en blanding av naturgass og hydrogen. Norsk Hydro har også intern rørtransport av hydrogen i sine ammoniakfabrikker.

*Bruk av hydrogen til kraftproduksjon i Norge*

Den norske situasjonen med billig tilgang på ren kraft, har ført til at hydrogen til kraftproduksjon ikke har vært prioritert sammenlignet med andre teknologier. Hydrogen har heller ikke vært særlig utprøvd innenfor transportsektoren. I løpet av de siste årene har det imidlertid blitt gjennomført og igangsatt flere prosjekter som har til hensikt å introdusere hydrogen som energibærer, og flere nye prosjekter er under planlegging.

Statkraft, Sydkraft og ABB har inngått en intensjonsavtale om å etablere et demonstrasjonsanlegg for produksjon og distribusjon av hydrogen, samt anvendelse av hydrogen til elproduksjon og innenfor transportsektoren. Gjennom samarbeidet ønsker de tre selskapene blant annet å utvikle ny teknologi og høste erfaringer fra hydrogenanlegg koplet til vindkraft. I tillegg skal partene forske på synergieffekter og tilleggsprodukter til industri og private hjem.

Videre har Norsk Hydro/Haugaland Kraft/Aker Elektro et vind/hydrogen-prosjektet på Utsira utenfor Haugesund. Der er det planlagt et demonstrasjonsanlegg, der en 600 kW vindturbin skal forsyne kraft til et planlagt konferansesenter, og lagret hydrogen skal benyttes sammen med en brenselcelle for å sikre kraftforsyningen. Hydrogen skal produseres med overskuddskraft fra vindmøllen ved hjelp av en vannelektrolyse. Et slikt energisystem kan være aktuelt for en rekke øysamfunn og gravgrendte strøk i Norge. Blant annet vurderer også Lofotkraft AS et tilsvarende konsept på Røst.

#### *Bruk av hydrogen i transportsektoren i Norge*

I august 1999 ble det gjennomført et prosjekt i regi av Stor-Oslo Lokaltrafikk (SL), hvor en prototyp hydrogendrevet buss (Nebus) fra DaimlerChrysler gikk i regulær rutetrafikk i to uker. Norsk Hydro var prosjektleder og skaffet drivstoffet. SL ønsker å videreføre prosjektet og har nå prosjektlederansvaret for dette. Erfaringene var meget positive når det gjaldt drift av bussen, tanking av hydrogen og respons fra publikum. Bellona disponerer i dag en bil som benytter hydrogen som drivstoff i dag.

Hydrogen og brenselceller kan være et alternativ for bruk i den norske nærskipstrafikken. De regionale miljøgevinstene vil bli enda større enn ved bruk av naturgass. Brenselceller med hydrogen som drivstoff slipper ikke ut NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>. Brenselceller er tilnærmet støyfrie og vibrerer nesten ikke. En dieselmotor, for eksempel, har et støynivå på hele 110 dB(A) (desibel) i maskinrommet.

Ulempen med brenselceller er at dagens systemer gir betydelig mindre kraft enn dieselmotorer og gassturbiner. Brenselcellene kommer i enheter opp til 3 MW, mens både diesel- og gassdrevne enheter ligger på over 10 MW. En annen ulempe er plassbehovet. Brenselceller vil krevet 1,5 - 3 ganger større plass enn dieselmotorer og gassturbiner for samme mengde leverte kraft. Utvikling av kompakte brenselcellesystemer vil derfor være en utfordring, spesielt for mindre passasjerbåter, og særlig for hurtiggående båter, der kravet til plassbegrensning er særlig stort. Med dagens teknologi vil også kostnadene for brenselcellene være veldig store sammenlignet med de tradisjonelle løsningene. Utfordringene knyttet til distribusjon og lagring av hydrogen er omtalt tidligere i kapittelet.

Norsk Hydro, IFE, NTNU, MARINTEK, Vegdirektoratet og Ecotrafic Norge AS har gjennomført en studie som første fase i et prosjekt som skal demonstrere hydrogen og brenselceller til fremdrift av skip. Prosjektet skal se på mulighetene for utslippsreduksjoner når det gjelder NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> 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. I studien er det valgt å fokusere på installasjon og drift av en 250 kW PEMFC brenselcelle i en bilferge, der hydrogenet produseres på land og lagres i metallhydrider om bord. Studien viste at et demonstrasjonsprosjekt kan gjennomføres uten alt for stor sikkerhetsrisiko, men at mer omfattende og detaljert analyse trengs før man eventuelt kan sette i gang. Kostnadsestimatene indikerte forholdsvis høye kostnader for et ett-års demonstrasjonsprosjekt, anslagsvis 75-100 mill. NOK. Ettersom brenselcellemarkedet nærmer seg kommersialisering og teknologien videreutvikles raskt, ventes kostnadene for brenselceller generelt å synke kraftig de kommende årene. Før et demonstrasjonsprosjekt kan realiseres om to-tre år, ventes det derfor at prosjektkostnadene kan ha blitt betydelig redusert.

#### *12.2.6 Satsing på gass til distribuert kraft- og varmeproduksjon*

##### *Samproduksjon av kraft og varme*

Kogenereringsanlegg (CHP) krever avtak av varmen for å få en høy virkningsgrad. I dette ligger det at spillvarmen kan utnyttes til varmelevering, for eksempel i industrianlegg eller i ulike typer bygninger. En forutsetning er at det er lagt til rette for vannbåren eller luftbåren varme i bygget. Vannbåren varme øker fleksibiliteten i systemet også ved at varmen kan lagres. Mange land baserer seg på vannbåren varme for oppvarmingsformål. For disse vil distribuerte anlegg i mange tilfeller være et alternativ.

I Norge er det i mindre grad bygd ut vannbårne oppvarmingssystemer. Dette vil være en begrensning når det gjelder muligheten for å få bygd ut større kogenereringsanlegg. Det er imidlertid et mål om at vi i Norge innen 2010 skal bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på nye fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme. Lykkes vi i den forbindelse med å få bygd ut tilstrekkelig infrastruktur for vannbåren varme, ligger forholdene bedre til rette for å kunne bygge ut slike anlegg i det norske energisystemet. Enova forvalter en ordning som gir støtte til prosjekter som kan bidra til å nå målet for vannbåren varme, jf. kapittel 11.

"Sørøygget" er et konsept som er lansert som et mulig alternativ når det gjelder kombinert produksjon av kraft og varme i Norge. Konseptet er basert på en enhet, en energistasjon, bestående av et vannkraftanlegg og kogenereringsanlegg med en gassturbin. Energistasjonen får tilført vann til produksjon av el, og gass (fra for eksempel tank) til produksjon av el og varme som kan benyttes for eksempel i veksthus, til oppdrett eller til oppvarming av hus. For Norge, med gode tilførselsmuligheter av både vann og gass, vil det ligge et potensiale for videreutvikling og bruk av dette konseptet.

##### *Brenselceller*

Historisk sett har Norge lang erfaring og høy kompetanse innen elektrokjemi, spesielt innen lettmetallproduksjon (aluminium, magnesium). Stor tilgang på vannkraft har dannet fundamentet for en betydelig elektrokjemisk industri. Bakgrunnen og ekspertisen innen elektrokjemi har sammen med en solid kompetanse på materialteknologi spilt en sentral rolle når det gjelder nasjonal deltakelse og aktivitet innen teknologier som elektrokjemisk energikonvertering, herunder brenselceller. Den norske innsatsen har vært særlig rettet mot fastoksidbrenselceller (SOFC) og polymerbrenselceller (PEMFC).

*PEMFC:* Det har foregått, og foregår, aktiviteter hos blant annet NTNU, SINTEF, IFE og Norsk Hydro og Statoil. Det er blant annet sett på elektrode-optimalisering, celle-karakterisering og modellering, vannelektrolyse basert på PEM-teknologi, anvendelse av metanol og ammoniak som drivstoff i brenselcellene, bruk av hydrogen og brenselceller i maritim transport, og anvendelse av PEMFC som en kjemisk reaktor for hydrogen-klor-produksjon. Meget viktig kompetanse er bygget opp i miljøene i stor grad også i internasjonalt samarbeid.

*SOFC:* De tidligere NorCell- og Mjølner-prosjektene har stått sentralt i oppbyggingen av norsk SOFC-kompetanse. I disse prosjektene har Norsk Hydro ASA, Statoil, Prototech, UiO, NTNU og CMR vært involvert i forskning og teknologiutvikling. Statoil avsluttet sin SOFC-aktivitet i 1997, etter at de sammen med Prototech demonstrerte et 2,5 kW SOFC-system drevet på naturgass. I den senere tid har Prototech inngått et samarbeid med Alstom, Jülich og ECN i et EU-prosjekt. UiO og NTNU har primært fokusert på materialforskning (elektrolytter/membraner). Den norske SOFC-kompetansen regnes fremdeles å være på et meget høyt internasjonalt nivå.

Muligheten for at Norge kan bli totalleverandør av brenselcellesystemer kan synes liten. Her er store internasjonale aktører allerede tungt på banen. Norge kan imidlertid, innen visse nisjer, bli sentrale innen utvikling av brenselcellesystemer til f.eks. maritim framdrift og for stasjonære anvendelser. Vi kan også som produsenter av naturgass og hydrogen være brukere av brenselceller. I den forbindelse er det viktig å forstå hvordan brenselcellene fungerer og hva som kreves av utstyr, kontrollsystemer og systemleveranser knyttet til bruk av hydrogen og brenselceller. Her kan det ligge gode muligheter også for norske aktører.

Med en nasjonal grunnkompetanse i verdenstoppen innen materialteknologi og elektrokjemi, samt solid basis fra tidligere satsinger innenfor feltet, ligger det også et potensiale til å kunne bli teknologileverandører innenfor enkelte nisjeområder. De områdene som særlig skiller seg for videre satsing, også i forhold til internasjonale utviklingstrekk, er i følge forskningsmiljøene forskning innen elektrokatalyse og membranutvikling, utvikling av funksjonelle og strukturelle materialer, og systemløsninger og systemteknologi. Fremdeles vil hovedfokus ligge på PEMFC og SOFC.

Når det gjelder FoU innen anvendelse av brenselceller i Norge, kan dette være spesielt interessante innefor marin sektor, samt i anlegg for desentralisert energiproduksjon. Utfordringer innen integrering av brenselcellen i disse nisjemarkedene er i første rekke knyttet til brenselcellens dynamiske oppførsel.

Det bør legges vekt på grunnleggende forskning og demonstrasjonsanlegg de første årene. Produktutvikling vil komme sterkere inn etter hvert, selv om det også her er viktig å satse tidlig for å henge med i utviklingen og for å kunne oppnå verdiskaping i senere faser.

Deler av den norske SOFC- og PEMFC-forskningen utføres i nært samarbeid med andre skandinaviske universiteter, finansiert gjennom Nordisk energiforskningsprogram. Videre deltar norske forskningsmiljøer i EU-finansierte prosjekter og har gjennom dette opparbeidet seg ytterlig kompetanse. Det bør derfor også legges vekt på deltakelse i internasjonale aktiviteter innenfor brenselcelleområdet.

## **13 Hvordan kan FoU bidra til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser i Norge?**

### **13.1 Innledning**

Et viktig grunnlag for utvalgets arbeid har vært den gjennomgang som er foretatt med norske aktører som arbeider med miljøvennlige anvendelser og teknologier for gass. Utvalget har i denne prosessen fått innsyn i ulike miljøers erfaringer fra dagens satsting, og hva som eventuelt vurderes som mangler ved dagens organisering i forhold til de utfordringene aktørene står ovenfor.

Et sentralt budskap fra denne gjennomgangen er at en fra myndighetens side i begrenset grad kan bestemme forløpet til teknologisk utvikling gjennom sine satsingsområder. Det er summen av rammevilkår og utviklingen i energi- og teknologimarkeder nasjonalt og internasjonalt som avgjør hvor raskt og i hvilken retning teknologiutviklingen skjer i årene framover. Bare ved å legge til grunn og adressere de faktisk forutsetninger og utfordringer som eksisterer nasjonalt og internasjonalt kan en satsing på dette området være vellykket. En forsering av forskning og utvikling knyttet til nye miljøvennlige gassteknologier er mulig til et visst punkt. Dette har imidlertid begrenset verdi dersom det fortsatt ikke foreligger tilstrekkelig kommersielt marked for teknologiske løsninger. Rammebetingelsene internasjonalt må i stor grad betraktes som gitt, utenfor norsk kontroll. Utfordringene knyttet til de ulike miljøvennlige anvendelsene er ellers bredt drøftet i kapittel 12. I dette kapittelet skisseres det hvordan FoU basert på disse forutsetninger kan bidra til en utvikling i en ønsket retning.

### **13.2 Hvordan kan FoU bidra til realisering av gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering**

Det finnes en rekke barrierer knyttet til å ta i bruk og videreutvikle gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, jf. kapittel 12. Hovedbarrierer er høye kostnader på de konsepter for renseteknologi som foreligger i dag, perspektiver på kort sikt om lave internasjonale kvotepriser på CO<sub>2</sub>, og stor finansiell og teknologisk risiko for pionerer.

Det er bred enighet om at ytterligere forskning og utvikling er nødvendig for å bringe ned kostnadene. For å få fram teknologier som kan gi nødvendig reduksjon av kostnadene med tanke på en framtidig kommersialisering, må det skje et teknologiskifte i forhold til dagens teknologikonsepter. Med teknologiskifte mener utvalget en betydelig forbedring av et teknologikonsept gjennom introduksjon av ett eller flere nye teknologiske elementer som samtidig gir en stor kostnadsreduksjon.

Både kompetanseoppbygging og satsing på teknologiutvikling i forskningsinstitusjoner og industri krever tid og ressurser. En viktig forutsetning for en langsiktig satsing, er forutsigbarhet i de finansielle rammebetingelsene fra myndighetenes side.

Det er for tidlig å si hva slags konsept for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering som vil vise seg å ha størst potensiale. Det er derfor i dag derfor ikke mulig å gi en konkret anbefaling om å foretrekke en løsning framfor andre av dagens teknologiløsninger for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Det er bred enighet i utvalget om at teknologiforbedring og utvikling av nye løsninger er nødvendig før det kan tas stilling til hvilke teknologiske konsepter som det er aktuelt å ta videre til demonstrasjonsstadiet.

Som følge av dette er det avgjørende at det over en viss periode satses på et bredt spekter av teknologier med tanke på å bringe fram nye konsepter og teknologiske løsninger. Ved å sentrere innsatsen om et eller noen få konsept på et for tidlig tidspunkt, kan en risikere å ta forhastede valg i forhold til hvilke teknologier som kan vise seg å være mest lovende på sikt. En noe lengre FoU-fase med bred satsing vil kunne sikre at et større antall teknologiløsninger blir utviklet. Samtidig vil drivkreftene i markedet over tid bidra til en videre utvelgelse av teknologier med størst kommersielt potensiale. Her vises det blant annet til vedlegg 3, og spesielt Aker/Kværners anbefaling: "Norske myndigheter bør prioritere flere demonstrasjonsanlegg for lovende teknologier der norske leverandørselskaper og forskningsmiljøer samarbeider. Det vil gi en målrettet virksomhet uten at man forfordeler én teknologi".

En slik satsting 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, med tanke på framtidig marked, både omfatte teknologier som kan benyttes i nye gasskraftverk, og teknologier som kan ettermonteres på eksisterende kraftverk, også på norsk sokkel. Det er også viktig å adressere mulighetene for å kunne benytte teknologiene i andre fossilbaserte kraftverk, som kullkraftverk.

Diskusjonen om teknologikonsepter og veien videre (for eksempel i form av demonstrasjonsanlegg) må også ses i sammenheng med hvilke drivkrefter som ligger bak utviklingen av slike teknologier nasjonalt og internasjonalt. De ulike energi- og leverandørselskapene vil selv utvikle de teknologier som vurderes å ha størst kommersielt potensiale. Stimulering av FoU eller støtteordninger fra myndighetenes side kan medvirke til denne utviklingen.

I en første FoU-fase vil det derfor være viktig å:

- Få etablert en større kompetansebase i Norge ved hjelp av blant annet internasjonalt samarbeid
- Videreutvikle de teknologiske løsningene for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering som virker lovende i dag
- Avklare potensiale for de forskjellige teknologiske løsningene.

Det vil være nødvendig å stimulere til et bredere antall teknologiløsninger enn de vi kjenner i dag, for å avklare om løsningene har et tilstrekkelig økonomisk potensiale, med tanke på at andre nye konsepter kan vise seg å være mer aktuelle over tid.

Når det gjelder en senere demonstrasjonsfase, vil den relevante størrelsen for videre uttesting av teknologiene avhenge av blant annet konsept og modningsgrad. Vurderingen av konkrete demonstrasjonsanleggs størrelse og plassering må imidlertid overlates til de industrielle aktørene selv. For de konseptene som har kommet langt i den teknologiske utviklingen, vil det være nødvendig å gå videre med et demonstrasjonsanlegg som er av en slik størrelse at det gir tilstrekkelig sikkerhet for kvalifisering av teknologien med tanke på større skala. Dette er sentralt fordi demonstrasjonsanlegg vanligvis vil være grunnlaget for leverandørgarantier vis a vis aktuelle utbyggere. Valg av størrelse påvirker imidlertid kostnadene. Det er derfor viktig å få prøvet ut teknologiene i en størrelse med lavest mulig økonomisk risiko. En slik størrelse på demonstrasjonsanlegg for gasskraftteknologi kan typisk være 20-40 MW.

På samme måte vil det være ulike avveininger i forhold til plassering av slike demonstrasjonsanlegg. For enkelte selskaper kan det være hensiktsmessig å planlegge utprøving i tilknytning til industriutvikling som allerede pågår. I slike tilfeller kan det være gode muligheter for kostnadsreduksjoner og synergier. I andre tilfeller kan det være problematisk å ha demonstrasjonsanlegg lokalisert inne på et eksisterende prosessanlegg. Dette kan gi vesentlig høyere installasjonskostnader enn for et anlegg plassert utenfor prosessanlegget.

Selv om det legges opp til en periode med bred satsing, vil det på et tidspunkt være nødvendig å snevre inn antall FoU-prosjekter og gå videre med et eller flere konsepter til en demonstrasjonsfase. Samtidig som det er nødvendig å ha åpenhet for en rekke teknologikonsepter, må det gis en klar retning på FoU-fasen som driver teknologiutviklingen framover. Dette kan skje ved et sett kriterier som reflekterer hoveddrivkrefter for teknologiutviklingen. Eksempel på slike kriterier kan være:

- tiltakskostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub>- utslipp
- en bestemt andel norsk innhold
- medvirkning fra andre kommersielle aktører, fortrinnsvis leverandørindustri
- sannsynlighet for teknologisk suksess
- troverdig markedsvurdering fra teknologieier.

Veien frem til en demonstrasjonsfase og den videre utprøving krever langsiktig satsting og stabilitet i finansieringen av teknologiutviklingen. Opptrapping av offentlige midler må skje i takt med forskningsinstitusjonenes og industriens evne til å bygge kompetanse og kapasitet. Fra ulike aktører på forsknings- og leverandørsiden er det vurdert at det gjennom en dedikert forsknings- og utviklingsinnsats kan realiseres en kostnadsreduksjon på 30-50 prosent i løpet av 10-20 år.<sup>8</sup> Det vil kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan bli tilstrekkelig kompakte, energieffektive og økonomisk konkurransedyktige internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader. Dette teknologiskiftet kan stimuleres gjennom bred satsting på FoU i hele innovasjonskjeden fra grunnforskning til demonstrasjonsprosjekter og kommersialisering. Det vil imidlertid være viktig å definere mål for de ulike utviklingsfasene.

---

<sup>8</sup> Referansen her Kværner, Aker, Statoil, Hydro og SINTEF.

Oppsummert bør utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-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 hensiktsmessig å hoppe over fase 1, og eventuelt også fase 2, og gå rett på realisering av et fullskala anlegg. Det mest effektive på sikt, for å frambringe konkurransedyktige løsninger vil være å følge normal teknologisk utviklingsprosess, med etablering og drift av demonstrasjonsanlegg før fullskala produksjonsanlegg besluttes. Bare på denne måten kan konseptenes reelle teknologiske og økonomiske potensiale avklares og kvalifiseres, og en unngår satsinger som senere kan vise seg å være teknologiske blindspor.

### 13.3 Håndtering av CO<sub>2</sub>

Viktige utfordringer knyttet til deponering er sikkerhet, forsvarlig langtidslagring av CO<sub>2</sub> og verifisering av dette. Samtidig er det uløste juridiske problemstillinger knyttet til eierforhold til reservoar og langtidslagring av CO<sub>2</sub>. Dette gjelder særlig etter at oljefeltet er nedstengt.

I denne sammenheng vises det også til IEA Greenhouse Gas R&D Programme som har identifisert fire sentrale områder det må forskes videre på i forbindelse med håndtering av CO<sub>2</sub>, jf. kapittel 10:

5. Behovet for reduserte kostnader forbundet med CO<sub>2</sub> fjerning.
6. Å minimalisere usikkerheten ved lagring av CO<sub>2</sub>.
7. Å demonstrere påliteligheten ved lagring av CO<sub>2</sub>
8. Å verifisere mengden av CO<sub>2</sub> som det er mulig å lagre.

SACS prosjektet, jf. kapittel 10, har gitt og vil gi verdifull erfaring i forhold til spørsmålet om lagring av CO<sub>2</sub>. Prosjektet vil imidlertid ikke belyse alle spørsmål og dekker ikke alle typer deponering. Prosjekter for økt oljeutvinning gjennomført i USA har i liten grad hatt oppmerksomhet på problemstillinger knyttet til langtidslagring, overvåking eller risikoforståelse. I dag er det derfor satt skarpere fokus på slike spørsmål også i USA.

Utvalget har fått utarbeidet en rapport fra Fridtjof Nansens Institutt vedrørende CO<sub>2</sub>-deponering i lys av blant annet Londonkonvensjonen. I følge denne synes det å være en oppfatning, i alle fall i den vitenskapelige komiteen, om at deponering i undergrunnen ikke skiller seg vesentlig fra havdeponering. Havdeponering er et alternativ som møter betydelig motstand fra mange hold. Hovedproblemstillingen er knyttet til om CO<sub>2</sub> skal være å betrakte som "industrielt avfall" på linje med radioaktivt avfall. CCP-prosjektet adresserer noe av dette, jf. kapittel 10. Det bør være en prioritet å arbeide med disse problemstillingene også i norsk sammenheng. Etter enkeltes oppfatning er deponering av CO<sub>2</sub> i strid med bestemmelser og retningslinjer under FNs Klimakonvensjon, Kyotoprotokollen og Londonkonvensjonen. Hittil har imidlertid Norges praksis med deponering av CO<sub>2</sub> fra Sleipner blitt akseptert i henhold til IPPCs retningslinjer for rapportering av og metodikk for nasjonale

klimaregnskap. Krav til dokumentasjon gjelder metodologi og estimater på hvor lenge CO<sub>2</sub> vil kunne lagres.

Oppmerksomhet rundt deponering av CO<sub>2</sub> har hittil vært relatert til lagring i havet, snarere enn i geologiske formasjoner (akviferer) eller forlatte hydrokarbonreservoarer. Det går imidlertid ikke noe klart skille mellom ulike deponeringsløsninger i forbindelse med diskusjoner under relevante konvensjoner og komitéer. Den rådende oppfatning synes derfor å være at eventuelle uønskede konsekvenser som kan forbindes med lagring i havet også vil påvirke vurderinger av andre deponeringsløsninger, herunder lagring i geologiske formasjoner.

I FNIs rapport pekes det på at spørsmålet om deponering av CO<sub>2</sub> i stor grad er knyttet til politiske prosesser og institusjonelle forhold (normer, prosedyrer, regler). Det er derfor tvil om hvorvidt en 'ren' vitenskapelig tilnærming vil være tilstrekkelig for å overbevise andre parter om at deponering av CO<sub>2</sub> bør få status som en juridisk sett akseptabel og legitim praksis.

Basert på dette vurderer FNI at det kan være fornuftig å legge opp til en åpen diskusjon fra norsk side vedrørende de vitenskapelige, juridiske og institusjonelle spørsmål knyttet til deponering av CO<sub>2</sub>, på nasjonalt såvel som internasjonalt nivå. Trolig er det særlig behov for å bidra med informasjon og kunnskap fra praktisk erfaring på norsk sokkel (Sleipner) og at det settes i gang teknisk/vitenskapelig forskningsarbeid i denne sammenheng.

Det vil under enhver omstendighet være fornuftig for norske aktører og myndigheter å opprettholde en dialog på ulike nivå i beslutningsprosessen. Dette innebærer at man jobber parallelt med de vitenskapelige, politiske og juridiske aspektene ved deponering av CO<sub>2</sub>.

#### *Kraftproduksjon offshore*

Prinsippet om at den som forurensar skal betale tiltakskostnadene, tilsier at det i utgangspunktet bør være opp til rettighetshaverne på norsk sokkel å vurdere hvilke utslippsreduserende tiltak som er mest kostnadseffektive i forhold til det til enhver tid gjeldende rammeverket for utslipp til luft. På den annen siden kan det kanskje hevdes at utslippsreduksjoner som kan oppnås ved kraft fra land, vil kunne ha en større verdi for samfunnet enn for en rettighetshavergruppe.

Utvalget understreker at arbeidet med å redusere utslipp av klimagasser og lokal luftforurensning på norsk sokkel må prioriteres. Samtidig ser utvalget at denne sektoren allerede har sterke utslippsreduserende insentiver gjennom en relativt høy CO<sub>2</sub>-avgift.

Utvalget vil peke på to viktige typer tiltak for å redusere utslipp av klimagasser på norsk sokkel:

1. En mer effektiv energiproduksjon
2. Kraft fra land.

På det første området er det helt nødvendig med en fortsatt effektivisering av kraftproduksjonen og en mer effektiv energibruk for å få redusert utslipp av

klimagasser fra norsk sokkel. Utvikling av kombinerte løsninger for kraftproduksjon er et godt eksempel på at norsk sokkel ligger langt fremme når det gjelder å ta i bruk miljøeffektive løsninger.

Tiltakskostnad knyttet til kraft fra land er i SFTs tiltaksanalyse fra 2000 anslått til å være mellom 350-400 NOK/tonn for nye installasjoner nær uttakspunkt i høyspentnettet på land. For eksisterende felt og felt langt fra land er det anslått en tiltakskostnad på 700-1400 NOK/tonn.

Det vil med overveiende sannsynlighet finnes andre og mer kostnadseffektive tiltak enn kraft fra land for å få redusert utslipp av klimagasser fra petroleumssektoren, herunder en fortsatt effektivisering av kraftproduksjonen og en mer effektiv energibruk.

Når det gjelder å forsyne installasjoner på norsk sokkel med kraft fra land, ser utvalget at det har vært en teknologisk utvikling på dette feltet. I lys av denne utviklingen, samt enkeltselskapers konkrete prosjektforslag, er spørsmålet omkring kraft fra land igjen aktualisert. I den sammenheng er det viktig å få klarhet i hvorvidt tidligere forutsetninger og barrierer nå er endret tilstrekkelig til at dette tiltaket er mer realiserbart enn det har vært tidligere. Utvalget ser behovet for å jobbe videre med denne løsningen, spesielt når det gjelder felt nær land.

## **13.4 Hydrogen**

### *13.4.1 Teknologisk utvikling, barrierer og tidshorisonter*

Norge har solid erfaring i produksjon av hydrogen, både på basis av fornybar energi og fossile råstoffer, har etablert industri innenfor ulike hydrogenområder og har høy forskningskompetanse 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 på dette området.

Den største utfordringen for bruk av hydrogen i stor skala, er at et hydrogenmarked vil måtte bygges opp over tid samtidig som det forutsetter en trinnvis oppbygging av et distribusjonssystem for hydrogen. Det vil ta lang tid å få etablert så store markeder at man kan forsyne dette gjennom rørledninger fra store hydrogen produksjonsanlegg. Sannsynligvis vil ikke dette komme før etter 2015.

Når det gjelder transportsektoren, kan infrastruktur bygges basert på teknologi som til dels er utviklet, dels er under utvikling. Imidlertid vil lagring av hydrogen sannsynligvis være den foreløpig største usikkerhetsfaktoren rundt et kommersielt gjennombrudd for hydrogen som drivstoff i kjøretøy. Et gjennombrudd for hydrogen som drivstoff vil sannsynligvis ligge minst 10 år frem i tid.

Andre barrierer for introduksjon av hydrogen er at hydrogen må bli akseptert som en sikker energibærer samtidig som det må finnes pålitelig utstyr hos brukeren som kan håndtere og ta i bruk hydrogenet.

Utviklingen mot utstrakt bruk av hydrogen som energibærer drives i dag frem av globale aktører innenfor 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 en posisjonering på dette området på den internasjonale arena. Norge vil derfor måtte tilpasse introduksjon av hydrogen som energibærer i stor skala til den utviklingen som skjer ute.

#### *13.4.2 Tematiske FoU-satsinger*

Hydrogen anses etter hvert av mange som fremtidens energibærer. Det gjenspeiles i industriens engasjement innen hydrogenområdet. På alle felt innen hydrogenforsyning, transport og bruk finnes det mange internasjonale selskaper med til dels betydelige aktiviteter. Det vil derfor trolig være mange konkurrenter om markedet som vil utvikle seg, både energiselskaper, transportører og leverandører av teknologi.

Oppgaven de nærmeste årene bør være å definere hvor Norge har sine fortrinn og systematisk bygge videre på disse. Dette gjelder blant annet:

- god tilgang på naturgass som kilde for hydrogenproduksjon
- muligheter for deponering av CO<sub>2</sub>
- lang erfaring fra storskala produksjon av hydrogen
- kompetanse på hydrogenløsninger, både i industrien og i flere FoU-miljøer.

Ut i fra dette vil det ligge en mulighet for Norge i å posisjonere seg mot de internasjonale energimarkedene som en fremtidig leverandør av hydrogensystemer og -teknologier, samt som storleverandør av hydrogen kombinert med lagring av utskilt CO<sub>2</sub> fra naturgass. Transport av hydrogen kan skje gjennom rørledninger til kontinentet eller også i prinsippet nedkjølt til flytende hydrogen i skip. Men dette ligger langt frem i tid og vil være et langsiktig mål. I mangel av et tilstrekkelig hydrogenmarked, vil veien i mange år måtte gå gjennom små- og mellomskala tiltak.

Det mest nærliggende er å ta i bruk hydrogen tidlig i transportsektoren, i første omgang i flåtekjøretøyer som for eksempel busser. Dette er fordi slike kjøretøyer har gode muligheter for hydrogenlagring om bord, og ikke krever omfattende infrastruktur for drivstofftilførsel. Det vil imidlertid være behov for fyllestasjoner.

Andre tidlige bruksområder kan være stasjonær kraft/varmeproduksjon ved brenselceller, men brenselet vil trolig i liten grad være direkte hydrogen tilført utenfra. I den første fasen vil trolig brenselet være naturgass, propan, metanol eller tilsvarende som reformeres på stedet. Dette er imidlertid ikke like aktuelt i Norge som i mange andre land, fordi vi mangler infrastruktur for naturgass og fordi vi har et stabilt elnett i Norge.

For å komme i gang er det viktig at det stilles midler til rådighet for prøveordninger og gjennomføring av demonstrasjonsprosjekter. Dette gir kompetansebygging for videre satsing i Norge, det bidrar til å bygge aksept for hydrogen som en sikker og miljøvennlig energiløsning, og det vil bidra til å posisjonere oss og skape utstillingsvindu for denne type teknologi med mulighet for norsk industri. Gjennom demonstrasjonsprosjektene må man utvikle norsk kompetanse som hydrogenleverandør, inklusive lagring av CO<sub>2</sub> (som for gasskraft med CO<sub>2</sub>-deponering), og vise hvordan man kan integrere hydrogen i fremtidens energisystem

(hydrogen + el + varme) samt stimulere norske teknologileverandører. Med tanke på å bringe frem gode norske produkter er det også nødvendig at det satses på grunnleggende og anvendt forskning og innovasjon. For å stimulere introduksjon av hydrogen som energibærer i Norge er det i denne sammenheng naturlig at det etableres et større nasjonalt hydrogenprogram som del av den totale satsingen. Det bør videre vurderes ulike avgiftslettelser for å støtte overgang til bruk av hydrogen i stasjonære anvendelser og innenfor transportsektoren.

Det er samtidig viktig å følge med på den internasjonale utviklingen på området, særlig siden det meste av teknologiutviklingen skjer ute, og vi i stor grad er avhengig av utenlandske leverandører. Deltakelse i internasjonal forskning og utvikling er en meget effektiv - og kostnadseffektiv - måte å følge med i det som foregår. 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. Videre må det sikres rammebetingelser som gjør at norske fortrinn som fremtidig leverandør av hydrogenløsninger ivaretas. Blant annet må Norge aktivt bidra til utvikling av europeiske rammebetingelser innen standardisering, lover, forskrifter og økonomiske insentiver som gjør slike hydrogenløsninger mulige.

### **13.5 Forskning, utvikling og kommersialisering – videre satsing og organisering**

Dagens organisering av FoU innenfor miljøvennlige naturgassanvendelser synes å ha vært hensiktsmessig i en tidlig, forskningsdominert fase. Dersom den norske innsatsen skal kunne møte utfordringene over tid, og frembringe konkurransedyktig teknologi og produkter i et internasjonalt marked, har leverandørbedrifter, FoU-miljøer og energiselskaper pekt på at det er behov for en organisering som tar hensyn til at det er:

- i) Begrenset markedspotensiale for gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering i dag*
- ii) Større grad av langsiktighet og stabilitet for forskning og teknologiutvikling*
- iii) Bedre samspill og samordning i innovasjonsskjeden*
- iv) Viktige aktører er ikke norske*

De ulike fasene i forskning, utvikling og kommersialisering av nye miljøvennlige gasskraftteknologier favner en rekke aktører, herunder forskningsinstitusjoner, leverandørselskaper og brukere. Organiseringen av satsingen 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 insentiver i de forskjellige stadiene av teknologiutviklingen.

Svært mange av aktørene som utvalget har vært i kontakt med har vist til at Forskningsrådets KLIMATEK-program har vært en viktig pådriver i arbeidet i en tidlig fase. Imidlertid ser en behov for en samordning i forhold til hele kjeden av teknologiutvikling, og i forhold til de ulike aktører som er involvert på de ulike stadiene. Ved tyngre demonstrasjonsprosjekter er det for eksempel vist til at industrien selv bør ha en særlig sentral rolle i planlegging, bygging og utprøving. Det

bør derfor forventes at det etableres et tett og forpliktende samarbeid mellom leverandørene og brukerne i slike demonstrasjonsprosjekter. Teknologiutviklingen i Norge knyttet til gasskraftteknologi er sentrert rundt et fåtall forskningsinstitusjoner og selskaper som Statoil, Hydro, Kværner/Aker. Det er pr. i dag ingen kraftutbyggere involvert i slik virksomhet.

De viktigste leverandører av kritiske komponenter for miljøvennlig gasskraftteknologi er ikke norske. Det norske markedet, som i dag synes å utgjøre det eneste reelle markedet for denne teknologien, er i dag ut fra et kommersielt ståsted 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. 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 tilknytning til internasjonale forskningsprogrammer på området. Utfordringene er internasjonale og mulige løsninger vil utvikles i et bredt, forpliktende internasjonalt samarbeid. Pr. i dag foregår det samarbeid blant annet gjennom CCP-prosjektet, EUs programmer, IEA, og i tillegg enkelte bilaterale prosjekter, jf. kapittel 10. 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 et ønske om større andel prosjekter med internasjonal deltakelse. Norsk kompetanse kjennetegnes ved at den er internasjonalt anerkjent innenfor enkelte nisjer, men har få, sterke leverandører.

Innenfor dagens norske forskningsprogrammer bidrar myndigheter og selskaper med om lag halvparten hver av prosjektmidlene. Flere prosjekter har vist seg krevende å ta videre til større skala fordi selskapene vurderer den tekniske risiko som så stor og de nødvendige investeringer som så omfattende i forhold til et begrenset og usikkert marked. Selskapene har ikke ønsket en slik eksponering. En økt satsting fra myndighetene vil dermed ikke i seg selv føre til større aktivitet. Disse utfordringene har vært krevende å møte innefor dagens organisering av forskning og utvikling.

I dag er forskning knyttet til å frembringe miljøvennlige gassteknologier og gassanvendelser organisert under Forskningsrådet og i noen grad Enova, jf. kapittel 11. I Forskningsrådet er dette området organisert inn i det nye programmet Energi, miljø, bygg og anlegg. Sentrale forskningstemaer for innovasjon på naturgasssiden vil særlig være: Gasskraft med minimale CO<sub>2</sub>-utslipp, hydrogen og småskala bruk av naturgass til energiformål. Samtidig har Enova et mandat som favner området miljøvennlig bruk av naturgass. Enova skal fremme energiomlegging på bred front og miljøvennlig bruk av naturgass har sin plass i dette bildet. Miljøvennlig introduksjon av gass knyttes i Enovas arbeid til systemforståelse, til å erstatte andre energibærere som gir miljømessig gevinst lokalt og globalt, til å skape robuste systemer bygget på faglig fundert kunnskap og arbeid med miljøvennlig gasskraftproduksjon. Enova skal ikke befatte seg med konvensjonell gasskraft i stor skala.

Med dagens virkemiddelapparat er det imidlertid organisatorisk komplisert og økonomisk meget krevende å få til en sammenhengende virkemiddelbruk for å realisere både forskning, pilotprosjekter, teknologidemonstrasjon og kommersialisering for teknologier.

For å bidra til å samle virkemiddelbruken vil det være relevant å vurdere hvilke organisasjonsformer som kan ivareta en økt satsing. Nye teknologier utvikles tradisjonelt i samspill mellom FoU-miljø, sluttbruker og leverandør. Erfaringene fra KLIMATEK viser også at prosjektene som skal utvikle og demonstrere teknologi som kan redusere klimagassutslippene må skapes i tett dialog med både utslippseiere/energiprodusenter og teknologileverandører. Det vil derfor være en rekke aktører som må samles under en helhetlig satsting på forskning, utvikling og kommersialisering av nye miljøvennlige anvendelser og teknologier basert på gass. For å få tilgang på ideer og effektive utviklings- og kommersialiseringsprosesser, er det viktig at dette samspillet fungerer godt. Både forskningsinstitusjoner, leverandører, energiselskaper, annen industri og sluttbrukere bør være involvert.

Utviklingen fra idé til ferdig produkt går gjennom mange trinn og beslutningspunkter underveis. For prosesser og utstyr av den type som er relevant for miljøvennlig bruk av gass tar dette gjerne lang tid (typisk 10-15 år). Erfaringsmessig kommer også kostnadsreduksjoner over tid gjennom pilotanlegg, testing og ved produksjon av nye teknologier. FoU er dermed en nødvendig, men ikke tilstrekkelig, forutsetning for å bringe en ide fram til et kommersielt produkt. I demonstrasjonsfasen vil det kreves betydelige investeringer med fokus på oppskalering og verifisering av teknologi. Dette har relativt sett et lavere FoU-innhold.

Et annet moment er behovet for en gjennomgående virkemiddelbruk. Med dette menes at forutsatt at prosjektet lykkes med utviklingen og når sine mål i de ulike faser, skal det være enkelt å få tilgang til virkemidlene i neste trinn.

Dette stiller krav til en tidlig vurdering og sannsynliggjøring av det økonomiske og markedsmessige potensialet i prosjektet, samt veldefinerte planer og mål. En viktig forutsetning for å få dette til er tett og godt samspill mellom alle aktører, både FoU-miljø, teknologileverandør og bruker på den ene side, og de som bestyrer virkemiddelapparatet på den andre side.

Det er også viktig å understreke betydningen av at oppbyggingen må gjøres over tid og at det derfor bør være tilstrekkelig langsiktighet og forutsigbarhet i finansieringen av satsingen. Mange store teknologileverandører er utenlandske. Det derfor viktig at denne satsingen også ses i en bredere sammenheng. Dette bør skje ved at man styrker grunnlaget og mulighetene for norske underleverandører av viktige teknologikomponenter.

Det finnes ulike modeller for en større satsting fra myndighetens side, basert på dagens forskningsprogrammer, demonstrasjonsprogrammer (Demo 2000), eller et større selskap eller organ. Organiseringen må ta hensyn til å:

- Koordinere og samordne de ulike aktivitetene og fasene i innovasjonsskjeden (forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon) for miljøvennlige gasskraftteknologier.
- Delfinansiere prosjekter med klart kommersielt potensiale der de aktuelle bedriftene har etablert en markedsbasert forretningsplan.

Med tanke på en samlet satsing som skal følge alle leddene i teknologiutviklingen vil der være nødvendig å vurdere nye organisasjonsformer. Hensiktsmessig organisering kan være et statlig innovasjonsselskap som ivaretar et overordnet ansvar for helheten i forhold til de ulike teknologier og anvendelser, og helheten i forhold til de ulike teknologistadiene.

Det bør spesielt vurderes ulike modeller som ivaretar behovet for langsiktighet, stabilitet og omfang av finansieringen. Den fondsbaserte modellen som ble valgt for Enova, er et eksempel på en satsing som gir en viss uavhengighet i forhold til de årlige budsjettprosesser. Slike fondsbaserte modeller er også benyttet i forbindelse med finansiering av langsiktig, grunnleggende forskning i Forskningsrådet (Fondet for forskning og nyskaping). Det er nærliggende å basere seg på en liknende fondsmodell for en langsiktig organisering av det samlede området miljøvennlige gassanvendelser/teknologier. Dersom det etableres et slikt fond, kan avkastningen disponeres av innovasjonsselskapet. En annen modell er å tilføre selskapet en kapitalbase hvor også deler av denne kan disponeres, i tillegg til avkastningen.

Både med hensyn til kompetanseoppbygging, tverrfaglighet og synergier vil det være viktig at innovasjonsselskapet forvalter hovedtyngden av den offentlige innsatsen. Dette omfatter blant annet gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, CO<sub>2</sub>-deponering, CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning, og hydrogen som energibærer. Organiseringen av et slikt innovasjonsselskap bør utredes nærmere. Selskapets styre bør oppnevnes av Olje- og energidepartementet og være bredt sammensatt.

Aktørene i dette markedet vil generelt velge å utvikle de mest konkurransedyktige teknologiene, og på en slik måte at den har størst kommersielt potensiale. Det er derfor viktig at det skapes mest mulig rom for en kommersielt basert teknologiprosess innenfor rammene av en slik satsing. Dette betyr at det er innovasjonsselskapet som sammen med de private aktørene står for beslutninger om hva som er mest hensiktsmessig både med hensyn til valg av teknologi, demonstrasjonsstørrelse og plassering. En slik overordnet organisering må også være innrettet med tanke på et sterkt samspill med brukere.

Ved slik ny organisering vil det fortsatt være viktig å bevare en sterk forskningsfaglig forankring og koordinering i Norges forskningsråd. Dette er sentralt for å bringe inn erfaring og faglig tyngde som Forskningsrådet representerer i forhold til forskning og utvikling generelt, og de erfaringer de har spesielt innen dette området. Det vil også være behov for god oversikt og samordning i forhold til tilgrensende områder for forskning og utvikling, og for avklaring av organiseringen i forhold til de områder innen miljøvennlig bruk av gass som i dag er lagt til Enova.

Det bør derfor legges til grunn for en ny organisering at forskning (på tidligere stadiene enn demonstrasjon) ivaretaes i et samlet, tverrsektorielt forskningsprogram under Norges forskningsråd, som omfatter alle relevante områder. For å ivareta hele innovasjonsskjeden, er det nødvendig å få til en god koordinering og et tett samarbeid med innovasjonsselskapet. Ut fra et behov for stabilitet og langsiktighet i finansieringen av forskningen, kan det også være nærliggende at FoU-programmet finansieres som en del av innovasjonsselskapets kapitalbase. I tillegg kan det være

aktuelt med tilleggsbevilgninger fra departementer dersom særskilte prioriteringer er ønskelig utover dette.

Med tanke på behovet for internasjonalt engasjementet, bør det vurderes om det ved tildeling av midler skal stilles krav til samarbeid med internasjonale programmer og organisasjoner, hvor dette åpenbart er formålstjenlig. Som en generell regel bør det med samme begrunnelse åpnes for delfinansiering av 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.

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 innovasjonsselskapets arbeidskapital med tanke på framdrift i teknologiutviklingen. Basert på de fasene som har vært skissert i forhold til teknologiutvikling vil det være naturlig med en gradvis oppbygging av den årlige avkastningen som kan disponeres av selskapet. Satstingen bør over tid nå et nivå på minimum 300 mill. NOK pr. år med tanke på en fase der ulike teknologier kan demonstreres i mindre skala. Ut fra slike vurderingen bør størrelsen på innovasjonsselskapets kapitalbase være i størrelsesorden 5 mrd.NOK.

## **VI KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER**

### **14 Konklusjoner og anbefalinger**

#### **14.1 Innledning**

Utvalget har utredet ulike sider ved nye miljøvennlige anvendelser av gass og tilhørende teknologier i Norge, herunder hydrogen og gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering. Dokumentasjonen som ligger til grunn for utvalgets vurderinger oppsummeres i to kategorier: 1) En bred gjennomgang av tilgjengelige studier og annen litteratur på feltet og 2) Innspill fra ulike norske aktører som arbeider med miljøvennlige anvendelser av naturgass og tilhørende teknologier. Det vises for øvrig til litteraturlisten i vedlegg 2. På dette grunnlaget og på grunnlag av utvalgsmedlemmenes egen kompetanse på dette området, har utvalget trukket sine konklusjoner og anbefalinger.

Dette kapittelet sammenfatter utvalgets konklusjoner og anbefalinger.

#### **14.2 Bakgrunn**

Bakgrunnen for utvalgets arbeid har vært 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.

Utvalget har forutsatt at all bruk av naturgass som omtales i utvalgets konklusjoner vil skje innenfor rammen av Norges internasjonale miljøforpliktelser. Det vises for øvrig i denne sammenheng til den bakgrunn som gis i kapittel 3.

#### **14.3 Infrastruktur**

Utvalget har konstatert at etablering av infrastruktur for naturgass er helt avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for bruk av gass i Norge, og at dette er en forutsetning for å ta i bruk nye miljøvennlige gassteknologier. Utvalget har imidlertid vært av den oppfatning at etablering infrastruktur vil være krevende uten offentlig medvirkning. Utvalget har sett behov for at det gjøres en nærmere vurdering av hvordan ulike former for offentlig støtte kan bidra til å fremme utbygging av infrastruktur for gass.

Utvalget har vært av den mening at å etablere gassrørledninger og annen infrastruktur for distribusjon av gass i første rekke er relevant til enkelte utvalgte regioner i forbindelse med ilandføringssteder og større regionale sentra som Trondheims-, Bergens-, Stavanger- og Grenland-området. Det er også et behov for regionale LNG-distribusjonssystemer. Utvalget har ikke drøftet de ulike sidene ved utbygging av Snøhvit-feltet, men dersom utbygging blir gjennomført, kan det åpne for muligheter til å distribuere flytende gass også i Norge.

Utvalget har anbefalt at disse spørsmålene utredes nærmere, også i forhold til alternative energibærere.

For en bredere gjennomgang av sentrale utfordringer og muligheter utvalget har lagt vekt på ved økt bruk av nye miljøvennlige naturgassanvendelser og teknologier i Norge, vises det til kapittel 12.

#### **14.4 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 fyringsolje i industri- og servicenæringer, og i enkelte segmenter av transportsektoren. En slik konvertering vil i sterk grad redusere utslipp av NO<sub>x</sub>, svovel og partikler og samtidig føre til en moderat reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp. Forutsetningen er at man ved en slik overgang samtidig tar i bruk best tilgjengelig (miljøvennlig) teknologi.

Utvalget har vært av den oppfatning at Norge med sin bakgrunn i maritim sektor, kan 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 landet 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 en handelsmekanisme for NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub>-utslipp, slik at salg av kvoter kan bli en finansieringskilde til tiltak hos brukerne. Utvalget har dessuten pekt på at økt bruk av naturgass i transportsektoren over tid kan danne en bro over til bruk av hydrogen.

#### **14.5 Reduksjon av klimagasser på norsk kontinentalsokkel**

Nærmere  $\frac{3}{4}$  av den forventede økning av norske utslipp av klimagasser i 2010 vil komme på norsk sokkel, og utvalget har ment at arbeidet med å redusere disse utslippene må gis høy prioritet. Utslippene relaterer seg i hovedsak til bruk av gass til energiproduksjon på de faste installasjonene.

Utvalget har i kapittel 4 og i kapittel 12 spesielt vist til to viktige utslippsreducerende tiltak:

- 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, har utvalget vært av den oppfatning at dette vil kunne gi

vesentlige utslippsreduksjoner. Utvalget har anbefalt at en går videre med slike løsninger, spesielt når det gjelder felt nær land.

Utvalget har sterkt understreket betydningen av å satse på forskning og teknologiutvikling for å oppnå bedre økonomiske forutsetninger for utslippsreduksjoner. Med bakgrunn i Miljøsoks sluttrapport fra fase 2 har utvalget særlig pekt på behovet for videre utredninger med tanke på mulighetene for å modifisere eksisterende anlegg.

#### **14.6 Synergieffekter ved etablering av gasskraftverk**

Utvalget har også vært av den oppfatning at det i forbindelse med eventuell bygging av gasskraftverk basert på best tilgjengelig kommersiell teknologi kan 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. Slike integrerte anlegg vil også 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 har pekt på at slike synergieffekter kan bidra til økt verdiskaping, og utløse stor vekst i miljøvennlig bruk av gass i fastlands-Norge innenfor rammene av Norges internasjonale miljøforpliktelser. Gass til Grenland-området er et godt eksempel på et tiltak som kan gi slike synergieffekter. Ut fra dette har utvalget anbefalt at ny infrastruktur til områder som Grenland, Trøndelagsregionen mv. særlig vurderes i forhold til de samlede positive synergieffekter som kan oppnås.

#### **14.7 Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering**

Utvalget har ment at å få fram teknologier som raskest mulig kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering må ha høy prioritet, jf. kapittel 13. Med utgangspunkt i de teknologiske konseptene som foreligger, har det imidlertid vært enighet i utvalget om at det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan bli økonomisk konkurransedyktig internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader. Det har vært sentralt for utvalget å få frem viktigheten av å ha et langsiktig og realistisk perspektiv med hensyn til anvendelsen av slike miljøvennlige gasskraftteknologier.

Utvalget har vært av den oppfatning at utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering bør skje 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, har utvalget i dag ikke sett det som hverken teknologisk eller kommersielt fornuftig å støtte en slik linje. Utvalget har derfor anbefalt 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 forhastede valg som senere viser seg å være teknologiske blindspor.

Utvalget har også anbefalt at ulike teknologiske løsninger for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-håndtering i dag peker seg spesielt ut, har utvalget anbefalt at det legges til rette for at offentlig støtte kan gis til flere ulike demonstrasjonsanlegg (anslagsvis 20-40 MW) de nærmeste årene.

## **14.8 CO<sub>2</sub>-håndtering**

Kostnader til kompresjon, transport og injeksjon av CO<sub>2</sub> utgjør 30-40 prosent av kostnadsgapet mellom dagens gasskraftverk med best tilgjengelig teknologi og en ny løsning med CO<sub>2</sub>-håndtering. Utvikling av økonomisk konkurransedyktige gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering vil derfor være avhengig av teknologiske og økonomiske gjennombrudd også på disse områdene. Utvalget har sett bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeproduksjon som et interessant alternativ til ren CO<sub>2</sub>-lagring, fordi dette kan innebære muligheter for å redusere kostnadsgapet betydelig. Store mengder CO<sub>2</sub> må da være tilgjengelig til dette formål, noe som på sikt vil kreve oppbygging av egnet infrastruktur for transport av CO<sub>2</sub>. Geografisk samling av CO<sub>2</sub>-utslipp vil gjøre dette mindre kostnadskrevende. I kapittel 7 og 12 drøftes dette nærmere.

Utvalget har understreket viktigheten av pågående utredninger og kartlegginger av potensialet for bruk av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning på norsk sokkel, men har ment at det kan stilles spørsmål ved om dette kartleggingsarbeidet er tilstrekkelig vektlagt av alle aktører på norsk sokkel.

Utvalget har understreket at rørbasert infrastruktur for transport av CO<sub>2</sub> for offshore deponering eller trykkstøtte vil kreve betydelige investeringer. Økonomisk forsvarlig drift vil dessuten forutsette meget store CO<sub>2</sub>-volumer, det vil si volumer som er langt større enn "produksjonen" fra demonstrasjonsprosjekter eller ett enkelt gasskraftverk. På denne bakgrunnen har utvalget ment at det er et behov for å vurdere ulike statlige insentiv- eller støtteordninger for at dette skal kunne bli et realistisk alternativ.

For å komme raskere igang med CO<sub>2</sub>-lagring i geologiske formasjoner offshore, har utvalget ment at CO<sub>2</sub>-transport på skip kan være et interessant og realistisk alternativ.

Det er fortsatt et behov for dokumentasjon av hvorvidt ulike løsninger for CO<sub>2</sub>-lagring er forsvarlige i et langsiktig tidsperspektiv. Utvalget har anbefalt 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 under Kyotoprotokollen. Dette gjelder både overvåknings- og kontrollmetoder, og ikke minst juridiske problemstillinger.

## **14.9 Hydrogen**

Utvalget har vært av den oppfatning at bruk av hydrogen som energibærer vil 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 har understreket at arbeidet med hydrogenspørsmålet ikke utelukkende knyttes til gassanvendelse.

Utviklingen mot utstrakt bruk av hydrogen som energibærer drives i dag frem av globale aktører innenfor 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 har understreket 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 nisjeområder 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 har utvalget anbefalt offentlig medvirkning i en trinnvis oppbygging av et nødvendig distribusjonssystem for hydrogen. Videre har utvalget anbefalt å støtte, 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 har anbefalt at det satses på grunnleggende og anvendt forskning og innovasjon for å bringe frem gode norske produkter. For å stimulere til introduksjon av hydrogen som energibærer i Norge, har utvalget anbefalt at det etableres et større nasjonalt hydrogenprogram der ulike tiltak kan samles. Utvalget mener dette må være en del av den totale satsingen som omtales nedenfor.

### **14.10 Satsing på forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser**

Utvalget har vært av den 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 har det blitt vist til fire sentrale utfordringer som må møtes for at en fremtidig satsing på nye miljøvennlige naturgassanvendelser skal bli vellykket. Utvalget har på bakgrunn av punktene i)-iv) nedenfor sett 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 CO<sub>2</sub>-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 om lag 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 kostnadskrevenende 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 har utvalget ment 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 insentiver 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. Pr. 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 et ønske om større andel prosjekter med internasjonal deltakelse.

Utvalget har anbefalt 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 har pekt 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, teknologi-demonstrasjon og kommersialisering av teknologi for gassanvendelse. For å oppnå en bedre og mer sammenhengende virkemiddelbruk, har utvalget anbefalt 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 gass-anvendelsesteknologier.
2. Delfinansiere prosjekter med klart kommersielt potensiale og som har etablert en markedsbasert forretningsplan.

Utvalget har forutsatt 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 har foreslått at selskapet gis en solid kapitalbase og foreslår at denne settes til minimum 5 mrd. NOK, jf. kapittel 13.

En slik kapitalbase åpner for en årlig satsing på omlag 300 mill. NOK, som skal finansiere både kompetanseoppbygging, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering.

Utvalget har sett det som viktig at et slikt innovasjonsselskap forvalter hovedtyngden av den offentlige innsatsen innenfor alle relevante hovedområder; blant annet gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, hydrogen som energibærer og CO<sub>2</sub>-deponering, inkludert salg av CO<sub>2</sub> til økt oljeutvinning.

Utvalget har anbefalt 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 har vært opptatt av at offentlige stimuleringsiltak 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, har utvalget anbefalt at det ved tildeling av midler stilles krav til internasjonalt samarbeid hvor dette åpenbart er formålstjenlig. Utvalget har anbefalt 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 kontrakts partnere i Forskningsrådets programmer.

Det har vært diskutert å kanalisere meget betydelige forskningsmidler på dette området direkte til enkeltselskaper. Utvalget har ikke funnet dette formålstjenlig.

## **15 Særmerknader**

### **Dissens til NOU 2002:**

#### **”Gassteknologi, miljø og verdiskaping”**

- Siri Engesæth, daglig leder, Miljøstiftelsen Bellona

## Innhold:

|          |                                                                               |            |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>1</b> | <b>INNLEDNING.....</b>                                                        | <b>169</b> |
| <b>2</b> | <b>BEGRUNNELSE OG ARGUMENTASJON .....</b>                                     | <b>169</b> |
| 2.1      | FORUTSETNINGER FOR GTU S ARBEID .....                                         | 169        |
| 2.1.1    | Mandat .....                                                                  | 169        |
| 2.1.2    | Kyoto-forpliktelsene .....                                                    | 170        |
| 2.1.3    | Sem-erklæringen.....                                                          | 170        |
| 2.2      | MILJØRIKTIG NATURGASSANVENDELSE.....                                          | 171        |
| 2.2.1    | Energieffektivitet.....                                                       | 171        |
| 2.2.2    | Miljøvennlig naturgassutvinning .....                                         | 171        |
| 2.2.3    | Miljøriktig kraftproduksjon.....                                              | 172        |
| 2.2.4    | Miljøvennlig CO <sub>2</sub> -håndtering.....                                 | 173        |
| 2.2.5    | Miljøriktige energibærere.....                                                | 173        |
| 2.2.6    | Miljøriktig bruk.....                                                         | 174        |
| 2.3      | VERDISKAPING OG KOMPETANSEUTVIKLING.....                                      | 175        |
| 2.4      | TILTAK OG VIRKEMIDLER.....                                                    | 177        |
| 2.4.1    | Teknologisk endring .....                                                     | 177        |
| 2.4.2    | Økonomi og kostnadsgap .....                                                  | 179        |
| 2.4.3    | Virkemidler .....                                                             | 180        |
| <b>3</b> | <b>DETTE MEDLEMS ANBEFALINGER .....</b>                                       | <b>182</b> |
| <b>4</b> | <b>UTDYPPING AV DISSENSEN .....</b>                                           | <b>183</b> |
| 4.1      | MANDATFORSTÅELSE.....                                                         | 184        |
| 4.1.1    | Definisjon og bruk av begrepet miljøvennlig.....                              | 184        |
| 4.1.2    | Utvalgets vurdering av miljøhensyn .....                                      | 185        |
| 4.2      | INNHold .....                                                                 | 187        |
| 4.2.1    | Kommentarer direkte knyttet til flertallets anbefalinger og konklusjoner..... | 187        |
| 4.2.2    | Emner ikke reflektert i flertallets anbefalinger.....                         | 200        |
| 4.3      | UTREDNINGSPROSESSEN .....                                                     | 201        |
| 4.3.1    | Utgangspunkter for utvalgets arbeid.....                                      | 201        |
| 4.3.2    | Kritikkverdige forhold .....                                                  | 201        |
| 4.3.3    | Vurdering av utvalgets virksomhet i forhold til de gitte rammene.....         | 203        |

## Innledning

Dette medlem av gassteknologiutvalget kan ikke slutte seg til flertallets innstilling og tar derfor dissens.

I dette dokumentet søker dette medlem å begrunne sin dissens. Det ble imidlertid gitt en svært knapp tidsfrist for å komme med innvendinger og eventuell dissens til flertallet av utvalgets anbefalinger og deres begrunnelse. Dette medlem har i prosessen hatt innvendinger mot ledelsen av utvalgets arbeid. Dette er beskrevet i punkt 4 Utredningsprosessen.

## Begrunnelse og argumentasjon

Dette kapittelet uttrykker medlemmets oppfatning av Gassteknologiutvalgets (heretter referert til som utvalget eller GTU) mandat og dertil tiltenkte arbeid.

## Forutsetninger for GTUs arbeid

Oppsummering:

*Mandatet, internasjonale miljøforpliktelser og Sem-erklæringen gir føringen: kutt i de nasjonale klimagassutslippene ved direkte tiltak og bedret næringsutvikling ved bruk av miljøvennlig gassbasert teknologi.*

## Mandat

Det overordnede målet for utvalgets arbeid har vært å vurdere ny miljøvennlig bruk av naturgass i Norge og i dette arbeidet fokusere spesielt på utvikling av ny teknologi for at Norge og norske teknologimiljøer skal innta en sterk posisjon i utviklingen av ny miljøvennlig gassteknologi. Mandatet sier:

”Utvalget skal vurdere hvordan FoU kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge, herunder hydrogen og CO<sub>2</sub>-fri gasskraft. Siktemålet er å forsterke innsatsen for at Norge og norske teknologimiljøer, i samarbeid med andre land, skal få en sterk posisjon i utvikling av ny miljøvennlig gassteknologi.”<sup>9</sup>

Utvalgets arbeid og forståelse av begrepet ”miljøvennlige naturgassanvendelser” må etter dette medlems oppfatning ses i lys av Sem-erklæringen og Kyoto-protokollens forpliktelser.

---

<sup>9</sup> Brev til GTU fra Oljedirektoratet, 27.11.01

## Kyoto-forpliktelsene

Norge og EU har gjennom Kyoto-avtalen påtatt seg forpliktelser til å begrense sine utslipp av klimagasser. Norge har forpliktet seg til å redusere sine klimagassutslipp (hvorav CO<sub>2</sub> utgjør den største andelen) til +1 % i forhold til utslippsnivået i 1990. Det vil si en reduksjon på ca 4,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> fra 1998-nivå. Tatt i betraktning framskrivingene<sup>10</sup> av klimagassutslippene vil dette reduksjonsbehovet omtrent tredobles i løpet av perioden frem til Kyoto-forpliktelsene trer i kraft.

I 2005 skal regjeringen kunne dokumentere, i henhold til Kyoto-protokollen, hvordan Norge skal innfri sine forpliktelser.

## Sem-erklæringen

Samarbeidsregjeringen skrev bl.a. følgende om Norges forpliktelser i henhold til Kyoto-avtalen i sin Sem-erklæring:

”Landene som har forpliktet seg på Kyoto-avtalen, skal samlet redusere utslippene med fem prosent i perioden 2008–2012 i forhold til 1990-nivå. Norge kan øke dem med 1 pst. Kyoto-avtalen åpner for at man kan nå målene ved felles tiltak som handel med utslippskvoter, felles gjennomføring og grønn utviklingsmekanisme. Dette skal imidlertid være et supplement til nasjonale tiltak. Nye tiltak og virkemidler skal også ta hensyn til industriens konkurranseevne.” (dette medlems utheving)

Se videre artikkel 17 i Kyoto-protokollen:

”Any such trading shall be supplemental to domestic actions for the purpose of meeting quantified emission limitation and reduction commitments under that article.”<sup>11</sup>

Dette medlem legger til grunn at bruken av ordet *supplement* i Sem-erklæringen medfører at det er regjeringens politikk at minst halvparten av de norske CO<sub>2</sub>-utslippene skal kuttes ved direkte tiltak nasjonalt. De forventede utslippene av CO<sub>2</sub> i 2010 vil være 12–14 millioner tonn høyere enn 1990-nivået. Dette betyr i praksis at minst 6–8 millioner tonn CO<sub>2</sub> må fjernes ved nasjonale tiltak.

I debatten som nå foregår rundt Norges forpliktelser i henhold til Kyoto-avtalen ser det ut til at alle aktørene legger til grunn at de skal finne det mest kostnadseffektive tiltaket, noe som i hovedsak gir kvotekjøp som konklusjon. Samtidig er det påfallende hvordan de forskjellige aktørene er overbevist om at de enten skal få gratis kvoter og/eller at det er billigere å gjøre direkte tiltak for aktører i andre sektorer (alle skal kjøpe, ingen skal selge). Noen sektorer er imidlertid nødt til å redusere utslippene med direkte tiltak.

---

<sup>10</sup> St.meld. nr. 8, 1999-2000, ”Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.” Miljøverndepartementet.

<sup>11</sup> ”Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change”, adopted at the third session of the Conference of the Parties to the UNFCCC in Kyoto, Japan, on 11 December 1997

I samferdselssektoren og i prosessindustrien forventes ikke ny teknologi å kunne gi betydelige utslippsreduksjoner før etter år 2010. Med tanke på oppfyllelse av Kyoto-protokollen (2008–2012) synes det mer riktig å kanalisere midler inn i de sektorer hvor dagens nye teknologiske løsninger kan bidra til direkte kutt – slik som i offshoresektoren. Dessuten vil de største økningene av klimagassutslipp nettopp komme i petroleumsindustrien; offshore og onshore.

## Miljøriktig naturgassanvendelse

Oppsummering:

*Miljøriktig energibruk innebærer at man bruker ren energi av rett kvalitet så effektivt som mulig.*

### Energieffektivitet

Energieffektivitet er et viktig aspekt ved miljøvennlighet. Det vil si at de energiressursene Norge i dag har bygd ut, må utnyttes best mulig. Derfor bør en søke å utnytte det potensialet som ligger i å frigjøre naturgass som benyttes som injeksjon (nesten halvparten av den gassen som tas opp, cirka 45 milliarder Sm<sup>3</sup>)<sup>12</sup>, oppnå en mer effektiv kraftproduksjon for offshorebruk (dagens virkningsgrad på gassturbiner offshore er lav – 10 til 30 %<sup>13</sup>) og å ta i bruk ”stranded gas”<sup>14</sup>. Det er i dag industriell interesse for slike løsninger. Virkemidler bør derfor støtte opp under dette.

Ref. Sem-erklæringen:

”Det er nødvendig med en aktiv politikk som begrenser energiforbruket mer enn om utviklingen overlates til seg selv, blant annet gjennom tiltak som sikrer økt energieffektivitet.”

### Miljøvennlig naturgassutvinning

I et livssyklusperspektiv forutsetter en miljøriktig bruk av naturgass også en miljøriktig naturgassproduksjon/-utvinning.

De årlige CO<sub>2</sub>-utslippene som nå er på rundt 10 millioner tonn i olje- og gassektoren, forventes å øke med 5-6 millioner tonn frem mot 2006. Dette skyldes i stor grad det sterkt økende behovet for kraft til injisering av naturgass som trykkstøtte i gamle oljefelt, økt energibruk i forbindelse med reinjisering av økt volum av produsert vann, i tillegg til økt behov for energi for å pumpe mer gass til mottakerne.

Dette kan gjøres mer miljøvennlig ved å elektrifisere produksjonsplattformer som har levetid utover 2012 og ved å stille krav til nye produksjonsenheter. På dette området er det flere spennende konsepter under utvikling, som f.eks. installering av brenselceller på utrangerte plattformer kombinert med kabel-fra-land-løsninger.

<sup>12</sup> Ca. 40-50 milliarder Sm<sup>3</sup>. Ref. Kap. 12.2.3 i denne NOU

<sup>13</sup> Bortsett fra én som har en virkningsgrad på 45 % (med varmeutnyttelse), se Bellona rapport 3:1999 ”Grønn kraft og varme” s.63-64.

<sup>14</sup> ”Stranded gas”: uutnyttet gass i oljetomme reservoarer.

## Miljøriktig kraftproduksjon

Elektrifisering av olje- og gassproduksjonen vil kreve tilførsel av ny elektrisk kraft. Produksjon av elektrisitet i landbaserte gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-fjerning vil være mer energi- og CO<sub>2</sub>-effektive enn dagens produksjon offshore. Av økonomiske årsaker kreves det en viss størrelse på gasskraftverk.

De tre gasskraftverkene på totalt 1600 MW som nå har konsesjon, vil gi et utslipp på 4,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Denne utslippsøkningen vil være vanskelig å redusere tilsvarende i andre sektorer (innen Kyoto 2008-2012). Det betyr at teknologi for separering og håndtering av CO<sub>2</sub> fra gasskraftproduksjonen må være implementert innen 2008-2012.

Foreløpige økonomiske beregninger viser at innsamling og transport av CO<sub>2</sub> mest rasjonelt skjer i en rørledning som går fra utslippssted til injeksjonssted. Ved å bygge stort, vil kostnadene til bygging av rørledninger for transport av CO<sub>2</sub> minimaliseres.

På Troll, Oseberg, Tampen og Ekofisk brennes det nå 2,4 milliarder standard kubikkmeter gass per år, noe som gir et utslipp på cirka 5,8 millioner tonn CO<sub>2</sub> årlig<sup>15</sup>. Ved å produsere kraften inne på land, i stedet for i turbiner på plattformene, oppnår man mye høyere energieffektivitet med enklere CO<sub>2</sub>-håndtering. De samlede inntektene fra sparte CO<sub>2</sub>-avgifter og salg av naturgass, overskuddselektrisitet og CO<sub>2</sub>-injeksjon i oljefelt vil følgelig nå store beløp.

I kombinasjon med CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk vil det også være naturlig å vurdere CO<sub>2</sub>-fri hydrogenproduksjon fra naturgass i takt med markedsutviklingen for bl.a. samferdselssektoren.

En interessant teknologi for kraftproduksjon er brenselceller. Brenselceller kan generere elektrisitet og varme med en høy elektrisk virkningsgrad. Dersom brenselet er hydrogen, vil det eneste utslippet være rent vann. Dersom brenselet er naturgass vil utslippet være konsentrert CO<sub>2</sub> og vann. Vannet lar seg lett separere fra CO<sub>2</sub> slik at man kan få ren CO<sub>2</sub>-gass. Brenselcellen kan i dette århundret komme til å få en tilsvarende betydning for energi- og transportsektoren som mikrochipen hadde for databehandling i det forrige, med påfølgende ringvirkninger.

Spesielt i den sørlige delen av Nordsjøen, med mange eldre felt, kan det være av interesse å beholde plattformer som har stoppet oljeproduksjonen, og sette brenselcelleparker på plattformdekket. Brenselcellene kan drives av utnyttet gass i oljetomme reservoarer ("stranded gas"), og strømmen brukes til å elektrifisere de nærliggende plattformene som fremdeles er i drift. Pengene det koster å investere i forurensningsfrie brenselceller og kostnaden med å fortsette vedlikehold av plattformene, vil kunne hentes inn med nye inntekter og sparte utgifter. Dette medlem mener at myndighetene bør se på ordningen som gjelder for dekning av kostnader ved fjerning av plattformer, og se på verdien av en utsettelse av en slik fjerning. Dagens ordning medfører at staten tar 80 % av kostnadene. Deler av disse kostnadene kan

---

<sup>15</sup> Personlig meddelelse Oljedirektoratet, februar 2002

utsettes i lang tid dersom plattformen kan ombygges til forurensningsfri kraftstasjon ved bruk av brenselcelleteknologi basert på ”stranded gas”.

### **Miljøvennlig CO<sub>2</sub>-håndtering.**

Spredte utslipp som vil være en konsekvens av naturgass (LNG, CNG) anvendt hos små brukere, vil medføre et mer komplisert nettverk for CO<sub>2</sub>-håndtering og utgjøre et fordyrende moment. Spesielt gjør dette seg gjeldende om man åpner for distribusjon av naturgass til husholdninger som vil umuliggjøre innsamling av CO<sub>2</sub> og øke netto CO<sub>2</sub>-utslipp.

Kostnadsreduksjon kan oppnås ved at innsamling av CO<sub>2</sub>-utslippene konsentreres. Om man kan kombinere slike nye utslippspunkter med eksisterende utslippspunkter, vil betydelige effekter oppnås.

Om CO<sub>2</sub> skal brukes som trykkstøtte i reservoarer (som gir CO<sub>2</sub> en markedsverdi), kreves det store mengder pr. reservoar. For EOR (Enhanced Oil Recovery eller meroljeutvinning) kan også mindre mengder benyttes. Det bør derfor tilrettelegges for en sentralisering av kraftproduksjonen. Av samme årsak vil en infrastruktur basert på rør ut til reservoarene være nødvendig. Frakt på skip vil trolig være mer aktuelt som et supplement i spesielle tilfeller. Kostnadene ved skipsfrakt av CO<sub>2</sub> er ikke synliggjort.

Gevinsten ved og egnethet for bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte varierer fra felt til felt. Det må utføres konkrete vurderinger av hvert enkelt felt for å få oversikt over potensialet. Flere selskaper<sup>16</sup> har imidlertid vist sin interesse for CO<sub>2</sub>, men det har ikke vært tilgjengelig CO<sub>2</sub> for injeksjon. Flere oljefelt andre steder i verden har ved hjelp av injisering av CO<sub>2</sub> forlenget sin levetid og fått mer olje ut av reservoaret. Av både kommersielle hensyn og ressursforvaltningshensyn bør denne effekten kartlegges også for de norske oljefeltene. Dessuten vil det å frigjøre naturgass som nå benyttes som trykkstøtte være en bedre forvaltning av denne naturgassen, i tillegg til at man får en økt mengde gass for salg.

### **Miljøriktige energibærere**

Det fremtidige miljøvennlige energisystem vil ha hydrogen og elektrisitet som energibærere.<sup>17</sup> I Norge eksisterer et meget godt utbygd overførings- og distribusjonssystem for elektrisitet.

Hydrogen har sitt fortrinn som energiform for mobile brukere (transportsektoren) og for spesielle stasjonære formål. Hydrogen kan produseres i sentrale anlegg (i kombinasjon med CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk) og distribueres i rør eller tank. Depoter kan opprettes i bruksområdene. Hydrogen kan også produseres lokalt gjennom elektrolyse av vann, og trolig vil dette være den økonomisk beste løsningen for et distribusjonssystem for samferdselssektoren i Norge. Den eventuelle økning i elforbruk kan dekkes ved CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk, og/eller ved fornybare kilder.

---

<sup>16</sup> Pers. med. Carl-Wilhelm Hustad, daglig leder CO<sub>2</sub>-Norway AS.

<sup>17</sup> Bellonarapport nr. 6:2002 ”Hydrogen – status og muligheter”, Miljøstiftelsen Bellona

Som en overgang til et elektrisitet og hydrogenbasert energisystem vil en utbygging av distribusjonsnettet for naturgass ha lite for seg, siden dette nettet ikke lar seg utnytte i det nye systemet. Videre, sett i lys av internasjonale miljøforpliktelser, er det heller ikke akseptabelt å satse på storstilt bruk av naturgass i Norge, da dette gir ukontrollerbare mengder av diffuse utslipp.

Det bør legges opp til hydrogenproduksjon fra naturgass, enten direkte eller via elektrisitet. Denne teknologiutviklingen har klare sammenhenger med fornybar energi, og kan gi verdifull erfaring og kompetanse i så henseende. Hydrogenteknologi åpner for mange bruksområder og fleksible, integrerte systemløsninger i forskjellige størrelser og varianter.

### **Miljøriktig bruk**

Land som ikke har hatt tilgang på rimelig fornybar energi (vannkraft), slik Norge har hatt, har i lang tid benyttet gass i husholdning og næringsliv og har dermed et utbygd nettverk for gassdistribusjon. Norge har et utbygd nettverk for eldistribusjon.

Siden utviklingen av hydrogenteknologi har kommet så langt, er det ikke økonomisk forsvarlig å bygge ut en naturgassinfrastruktur først. Dersom miljøkostnadene inkluderes i det samfunnsøkonomiske regnestykket, kommer det tydelig frem at kun de miljømessig beste løsningene er gode nok i forhold til muligheten for å innfri Kyoto-forpliktelsene.

Imidlertid bør bruk av naturgass som råvare i produksjon, for eksempel våtgass til plastproduksjon, sees på som akseptabelt under forutsetning av at de produktene som fremstilles er resirkulerbare. Miljøeffektene ved bruk av naturgass til proteinproduksjon er et område som må veies opp mot utfordringen ved å skaffe nok protein til matvarekjeden.

Hydrogen vil komme, og for å kunne være med som premissleverandør for utviklingen bør Norge engasjere seg nå. Det handler om å ta vare på egne ressurser, være med på å skape og påvirke utviklingen og å skaffe seg en god posisjon.

Norges rolle som leverandør av hydrogengass vil være avhengig av teknologien for transport og lagring av hydrogen. Satsningsområder for Norge bør være å bli en betydelig leverandør av produksjonsutstyr og -teknologi for bruk av hydrogen (også fyllestasjoner) samt lagringsløsninger for bruk av hydrogen.

Det ligger an til (blant annet gjennom grønt sertifikat, kvotemarked og internasjonale reguleringsavtaler) at ren energi med tilhørende teknologier og systemer vil bli mer og mer etterspurt. Norge som en rik energinasjon har helt spesielle muligheter for å utvikle nye energiprodukter og teknologier som kan nyttiggjøre seg en slik utvikling. Et eksempel kan være foredling av naturgass til hydrogen som blandes inn i eksportgassen, hvor merverdien av en CO<sub>2</sub>-fri andel av naturgasseksporten tas inn som motvekt mot CO<sub>2</sub>-kvotepris / grønne sertifikater.

Bruk av naturgass direkte i transportsektoren er ikke en nødvendig eller naturlig forløper til hydrogen, hverken i et teknologisk eller økonomisk perspektiv. Det er fullt mulig å starte en bevisst utvikling mot et el- og hydrogenbasert energisystem nå. Økonomisk sett vil det ikke være tilrådelig å investere i naturgassinfrastruktur for en så kort periode. Klimagassutslippene fra naturgassdrevne busser er per dato sammenlignbare med utslippene fra dieselmotorer.<sup>18</sup> Den europeiske samferdselssektoren (og bussleverandørene) er på full fart mot hydrogenbaserte løsninger. Dette medlem ser innføring av naturgass som et hinder for, ikke en bro til, innføring av hydrogen.

Heller ikke teknisk sett er naturgass et nødvendig mellomstadium til hydrogen. Hverken naturgassinfrastruktur eller kjøretøy/fartøy lar seg uten videre konvertere til henholdsvis håndtering og bruk av hydrogen.

## Verdiskaping og kompetanseutvikling

Oppsummering:

*Norge har et unikt utgangspunkt og en god mulighet til å posisjonere seg innen utvikling og utnyttelse av miljøriktig teknologi. Den beste måten å forutsi fremtiden på er å skape den. Som verdens tredje største oljeeksportør har Norge forutsetning for å gjøre nettopp det.*

Siktemålet i mandatet 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”.

Se videre Sem-erklæringen:

”Samarbeidsregjeringen vil i større grad ta i bruk naturgass til innenlands verdiskaping.”

De forskjellige teknologiene som skal til for å produsere og håndtere hydrogen og CO<sub>2</sub>, er kjent og mulig å ta i bruk. Med den store egeninteressen Norge har av å skape effektive systemer i denne sammenheng, må det være en prioritert oppgave å videreutvikle og effektivisere de kjente teknologiene til å virke i sin rette sammenheng. Dette betyr at Norge best kan bidra til å oppnå målet ved å beslutte implementering av anlegg i stor industriell skala. Gjennom en slik prosess vil praktisk tillempning og videreutvikling kunne foretas i en bedriftsøkonomisk sammenheng.

Når det gjelder bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og/eller til EOR i oljeproduksjonen trengs det feltspesifikk innsats snarere enn mer basal forskning.

---

<sup>18</sup> Ref. pkt. 4.2.1, ”Ref.3 Naturgass til erstatning for andre fossile energibærere.”

Norske myndigheter bør ta initiativet til forhandlinger med EU, Danmark og Storbritannia for å samarbeide om iblanding av hydrogen i eksisterende naturgasseksport, salg av forurensningsfri kraft og felles infrastrukturløsninger for håndtering av CO<sub>2</sub>.

Det å produsere og ta i bruk hydrogen i samferdselssektoren er i stor grad avhengig av at bilindustrien og hydrogenleverandørene beveger seg i takt og inngår forpliktende avtaler om leveranser. Produksjon av hydrogen i både stor og liten skala er velprøvd. Det eksisterer i dag både gode lagringsalternativer og effektive og sikre fyllestasjoner for hydrogen<sup>19</sup>. Disse lagringsalternativene har imidlertid et stort forbedringspotensial.

Norge har i tillegg mange områder som egner seg for utvikling av ”stand alone”-energisystemer basert på en kombinasjon av alternativ kraftproduksjon og hydrogen som lagringsmedium. Dette vil kunne gi muligheter for system- og produktutvikling av en industri på linje med dansk vindkraft.

Naturgass til proteinproduksjon er et annet område hvor optimalisering av eksisterende teknologi er i gang i kommersiell skala. Støtte til videreutvikling av dette kan være en nasjonal oppgave, sett i lys av tilgang på naturgass og marked for protein (oppdrettsnæringen).

Naturgass (hovedsakelig metan) har begrenset anvendelse som råvare i produksjonsprosesser. Produksjon av ammoniakk og metanol er de dominerende avtakerne. Plastindustrien er avhengig av olefiner som etylen og propylen for produksjon av plast. Disse produseres på basis av henholdsvis etan og propan. Naturgass kan konverteres til olefiner gjennom MTO-prosessen som er utviklet av Norsk Hydro. Metanol kan produseres ved gassknutepunktet for naturgass og transporteres med skip til cracker-enheten (f.eks. Rafnes), hvor den omdannes til olefiner gjennom MTO-prosessen før den blir til plast. Støtte til gjennomføring av pilotskala og kommersiell skala av denne typen prosjekter bør vurderes nærmere.

Norge bør konkret se på mulighetene for å posisjonere seg innen:

- ren energiproduksjon og transport generelt
- hydrogenproduksjon, lagring, distribusjon for samferdselssektoren spesielt
- rene kraftproduksjonssystemer for offshoreindustrien inkludert utnyttelse av ”stranded gas” og gjenbruk av plattformer
- CO<sub>2</sub>-håndteringssystemer inkludert injisering for økt/bedre utnyttelse av naturgass/olje gjennom forlenget levetid på oljefelt (EOR) og frigjøring av naturgass anvendt for trykkstøtte

---

<sup>19</sup> Bellonarapport nr. 6:2002 ”Hydrogen – status og muligheter”, Miljøstiftelsen Bellona

- anvendelse av naturgass som råvare i industriell produksjon

## Tiltak og virkemidler

Oppsummering:

*Vellykket teknologisk endring avhenger av mer enn forskning og utvikling (FoU). Økonomi er mer enn bedriftsøkonomi.*

## Teknologisk endring

Ref. Sem-erklæringen:

”Etablere et eget samarbeidsprogram med industrien med sikte på å realisere CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk. Ulike modeller for hvordan dette kan organiseres og finansieres vurderes.”

”Bevilgningene via Norges forskningsråd til energiforskning økes med 100 millioner kr. over 2 år. Forskningsprogrammene skal blant annet omfatte renseteknologi, energieffektivitet og kommersiell anvendelse av CO<sub>2</sub>.”

En vellykket teknologisk endring som fungerer og passer inn i samfunnets sosiale, økonomiske og miljømessige behov, forutsetter/avhenger av mer enn satsning på FoU.

I en slik prosess er det mange sterke krefter, og aktørene har forskjellige interesser og incentiver for å delta eller bidra i prosessen. Generelt er det viktig at det blir utført helhetlige vurderinger av forskjellige, og i størst mulig grad, uavhengige aktører slik at ikke kortsiktige særinteresser får råde. Her bør vi absolutt ta lærdom av andres tidligere erfaringer. Om erfaringene fra teknologiendringsprosessen i Danmark ved introduksjon av vindmøller:

”Det er en interessant lære, at de etablerede firmaer og organisationer, der allermest dominerede mediernes tale om, hvad der er økonomisk givtigt for samfundet, i virkeligheden taler om det økonomisk givtigt på kort sigt og for netop deres virksomheder og medlemmer. Og de får ofte med meget stort held offentligheden til at tro, at dette også er det økonomisk bedste for samfundet som helhed på lang sigt. Denne taktik lykkedes til held ikke dengang på energiområdet.

Det er også en interessant lære fra energisektoren de sidste 27 år, at en politik, der skyldtes en række græsrodsorganisationer og en række fremsynede enkeltpersoners indsats, som dengang sidst i halvfjerdserne blev hængt ud for at være uansvarligt naive, eksotiske og uden fornemmelse for virkelighedens sande økonomiske værdier, var grundlaget for en teknologisk udvikling, som

udover sine positive miljøvirkninger også sikre etableringen af den mest succesrige eksportsektor i Danmark i perioden.” (Hvelplund & Lund 2001:199)<sup>20</sup>.

”...teknologiske skift kommer ikke fra gamle organisationer.” (Hvelplund & Lund 2001:216)<sup>21</sup>

For å få realisert miljøriktig gasskraft er det viktig å involvere mange forskjellige aktører, og arbeide på forskjellige arenaer.

Dette medlem advarer derfor mot en overfokusering på forskning i forhold til andre utfordringer. Slike utfordringer kan bl.a. være å:

- oppnå nødvendig kommunikasjon innen og mellom de involverte arenaer (industri, myndigheter/politikere, FoU, finans og opinion)
- relatere teknologien til behovene som teknologien skal dekke
- få forståelse for særinteressene som råder i en slik prosess
- koordinere aktiviteter
- utføre helhetlige, samfunnsøkonomiske og langsiktige vurderinger som beslutninger og rammebetingelser kan baseres på
- vurdere potensielle virkemidler

En målrettet og effektiv FoU-satsing avhenger av at disse utfordringene tas på alvor. I denne gitte situasjonen er det viktig at behovet styrer forskningen og den teknologiske utviklingen, og ikke omvendt. Det er derfor viktig at det videre arbeidet med implementering og utvikling av miljøvennlig naturgass teknologi styres gjennom et forum med et helhetlig fokus som dekker alle nivåer, faser og aktører i teknologiutviklingsprosessen. Det bør bl.a. foretas vurderinger omkring:

- potensialet for kunnskap og næringsutvikling i de aktuelle teknologiene (eks: CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>-håndtering og hydrogenteknologi versus LNG/naturgass forbrenning-/transportteknologi)
- verdien av å utsette opphogging av plattformer ved å benytte dem til miljøvennlig kraftproduksjon.
- potensialet i å benytte ”stranded gas”, brenselceller, marginale felt mm.
- det å sammenholde virkningen av tiltakene mot nødvendig kutt i CO<sub>2</sub>-utslipp.
- utvikling av andre produkter enn energi, slike som protein og olefiner, i forbindelse med miljøriktig bruk av naturgass.
- tidsaspektet for hvert enkelt tiltak sett i sammenheng med tidsperspektivet og potensialet i andre tiltak:

---

<sup>20</sup> Hvelplund, Frede & Henrik Lund (2001). “Erfaringer fra dansk energipolitikk – et eksempel på en succesrig økologisk eksperimentalzone”, Ch. 8 in Jan Holm Ingemann ed. *Samfundets udviklingsafdeling – bæredygtig udvikling gennem eksperimenter*, Aalborg Universitetsforlag.

<sup>21</sup> Ibid.

- Hvor lang tid vil det ta å oppgradere nødvendig overføringskapasitet?
- Er det andre tiltak enn gasskraftverk som kan dekke en økning i kraftbehovet?
- Hvor mye vindkraft kan vi få, og når kan vi få det?
- Om det skulle inntreffe tørke akkurat den/de sesongen(e) som går med til å bygge miljøriktige løsninger, hva kan eventuelt stenges?
- Hvordan stimulere til økt bruk av varmepumper, vind, biobrensel, enøk, saltkraft og opprustning av gamle kraftverk?

Økt satsing på FoU bringer oss nødvendigvis ikke nærmere kommersialisering uten at det samtidig foretas en helhetlig, bred, koordinert og målrettet satsing. Det beste tiltaket for økt kommersialisering av miljøvennlig naturgass teknologi er klare mål og forutsigbare betingelser.

## Økonomi og kostnadsgap

Ref. Sem-erklæringen:

”I en introduksjons- og utviklingsfase vil det være nødvendig med offentlig støtte for å få utbygget infrastruktur for gass. Støtten må være innenfor rammen av våre internasjonale miljøforpliktelser.”

”Samarbeidsregjeringen har som mål å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å realisere CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk.”

Flertallet skriver i sin innstilling<sup>22</sup>: *”Med utgangspunkt i de teknologiske konseptene som foreligger, er det imidlertid enighet i utvalget om at det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan bli økonomisk konkurransedyktige internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader.”*

Dette medlem vil anføre at utvalget har en uklar definisjon av begrepene *teknologiskifte, økonomisk konkurransedyktig internasjonalt* og ikke minst *realistiske tiltakskostnader*. Kostnadene presentert utvalget gir et sprikende bilde av økonomien rundt CO<sub>2</sub>-håndtering og det økonomiske inntekspotensial er ikke vurdert.

Erfaring viser at de konkrete utfordringene som er representert ved en slik oppgave, forutsatt klare mål og beslutninger, fremmer og øker takten i utviklingen. Offshoresektoren er i seg selv et godt eksempel på at det gjennom beslutninger og målrettet arbeid utarbeides nødvendige/tilfredsstillende løsninger når det trengs, gitt at beslutninger er tatt.

Det er mest samfunnsøkonomisk og teknologisk interessant å beslutte at gasskraften skal være CO<sub>2</sub>-fri innen en gitt tid, f.eks. 2010. Dette vil gi utbyggere den nødvendige

---

<sup>22</sup> Kapittel 14.7 Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i denne NOU

forutsigbarhet, samt gi mulighet for en helhetlig tilnærming fra begynnelsen av. Dessuten vil det i et samfunnsøkonomisk perspektiv gi en forutsigbarhet mht. muligheten for å innfri Kyoto-forpliktelsene (i henhold til Sem-erklæringen). Om utbyggingen baseres på den ene eller andre teknologien, og om den foregår trinnvis eller på annet vis bør baseres på en helhetlig vurdering (som ennå ikke foreligger).

Elementer som kan bidra til å redusere kostnadsgapet er:

- en integrert og felles infrastruktur
- et stort gasskraftverk som gir kommersielt utnyttbare mengder CO<sub>2</sub>
- å se en CO<sub>2</sub>-infrastruktur i sammenheng med andre land (som for eksempel Danmark og Storbritannia)
- en satsing på videreutvikling/optimalisering av enkelte CO<sub>2</sub>-utskillingsmetoder
- kartlegging av oljefelter som kan nyttiggjøre seg CO<sub>2</sub> i økt oljeproduksjon og verdien av denne.

For å oppnå en mest mulig målrettet FoU-prosess bør FoU-aktivitetene, i denne sammenhengen, være mest mulig brukerstyrt. Derfor bør den nødvendige FoU identifiseres av ansvarlige interessenter. Selv om aktivitetene i stor grad er brukerstyrt, trenger det ikke å bli ensidig på store brukeres interesser da prosessen er rettet mot å nå et mål, klimaforpliktelsene.

## **Virkemidler**

Dette medlem viser til at det ikke utelukkende er et behov for å få frem teknologier. De fleste teknologiene eksisterer, men må settes sammen i et konsept som er helhetlig. Erfaring viser at det er reguleringer slik som Clean Air Act initiert i California, som får frem nye teknologier. Dette medlem av utvalget vil derfor tilføye at det er viktig at markedet for elektrifisering offshore med påfølgende bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og/eller EOR, blir regulert med god forutsigbarhet gjennom forurensningsloven slik at tiltak kan iverksettes før klimaavtalens inntreden.

Myndighetene må sette sammen en virkemiddelpakke for å oppnå Norges klimaforpliktelser basert på Sem-erklæringen. Elementer som kan bidra er:

- innovasjonsselskap (minimum 5 milliarder NOK i egenkapital<sup>23</sup>) for produksjon av forurensningsfri kraft basert på naturgass. Selskapet velger selv hvilke teknologiske løsninger som skal satses på, og disponerer selv kapitalen som årlig vil gi grunnlag for en satsing på 300 NOK millioner<sup>24</sup>.
- statlig fond (på omkring 2 milliarder) for etablering av et grunnleggende nettverk av fyllestasjoner for samferdselssektoren

---

<sup>23</sup> Ref. kap. 14.10 pkt. iv) i denne NOU

<sup>24</sup> Ibid.

- forbud regulert gjennom forurensningsloven mot CO<sub>2</sub>-utslipp offshore på de plattformer som skal være i drift etter 2012
  
- frivillig avtaler kan være et alternativ til påbud og forbud, og må relateres til selskapenes anledning til å disponere dagens CO<sub>2</sub>-avgift til forurensningsfrie tiltak. Den CO<sub>2</sub>-avgift som i dag betales offshore kan alternativt brukes av selskapene til CO<sub>2</sub>-fri kraftproduksjon for å elektrifisere plattformene
  
- forbud mot bruk av naturgass som trykkstøtte der hvor CO<sub>2</sub> eller nitrogen er et reelt alternativ
  
- statens inntekter av utsatte opphoggingskostnader øremerkes for bygging av "power islands"
  
- eget investeringsselskap som skal støtte selskaper som ønsker å realisere disse løsningene i form av produksjon av teknologi, som f.eks. serieproduksjon av brenselceller.
  
- forbud mot oljefyring og nye mellomløsninger som ikke er utslippsfrie gjennom reguleringer i energiloven, petroleumsloven og forurensningsloven
  
- offentlige anbud innenfor energi- og samferdselssektoren som setter krav til en progressivt økende andel forurensningsfri teknologi frem mot 2012
  
- fordeling av ekstrakostnadene ved forurensningsfri kraftproduksjon beregnet for elnettet, realisert som en utjevnet elpris for brukerne, tilsvarende det som er gjennomført i Danmark med ekstraavgiftene for vindkraft

Dette medlem mener for øvrig at den støtte som er beskrevet i Sem-erklæringen for FoU, foreløpig bør opprettholdes frem til 2008.

Det presiseres at det ikke er nødvendig at alle de ovennevnte virkemidlene gjennomføres. Det anbefales at myndighetene og petroleumsindustrien først søker å finne en form for frivillig avtale basert på disse virkemidlene, men parallelt forberede og iverksette reguleringer, påbud og forbud, dersom ikke de frivillige avtalene fører frem. Jo tidligere dette arbeidet gjennomføres, desto bedre forutsigbarhet og tid til omstilling vil oljeselskapene ha for å løse utfordringen.

Dette medlem finner det uforståelig at resten av utvalget mener at økt bruk av gass skal vurderes i henhold til inngåtte klimaforpliktelser, uten å gå nærmere inn på hvilke incentiver som kan bidra til å realisere bruk av denne typen teknologi for å innfri klimaforpliktelsene i henhold til Kyoto-avtalen.

## **Dette medlems anbefalinger**

Dette punkt definerer dette medlemmets anbefalinger på bakgrunn av forrige punkt. Utfyllende argumentasjon omkring og ytterligere bakgrunn for disse anbefalingene er gitt i det påfølgende punkt 4: "Utdyping av dissens".

### **Basert på dissensens punkt 2 mener dette medlem at de konkluderende anbefalingene bør være følgende:**

Den beste løsningen for et fremtidig norsk energisystem er bruk av elektrisitet og hydrogen som endelige energibærere. Anvendelse og merverdiutvikling av norsk avkarbonisert naturgass er et sentralt element i denne utviklingen.

Det enkelttiltak som synes mest effektivt i forhold til miljøvennlig naturgassutvinning er å elektrifisere deler av offshoresektoren. Forskjellige løsninger bør vurderes for installasjoner med en viss forventet levetid og for nye installasjoner, se også kapittel 2.2.3. Basert på forutsetningene (ref. kapittel 2.1) vil en slik utvikling, når den er basert på naturgass, forutsette miljøvennlig naturgassutvinning og avkarbonisert kraftproduksjon.

- Det etableres et innovasjonsselskap med egenkapital på minimum 5 milliarder NOK<sup>25</sup> med formål å produsere forurensningsfri kraft basert på naturgass.
- Etablering av infrastruktur for CO<sub>2</sub> er avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for CO<sub>2</sub>. Det bør vurderes videre hvordan ulike former for offentlig støtte og virkemidler kan bidra til dette.
- Etablering av pilotprosjekt for frakt av CO<sub>2</sub> på skip for å håndtere dagens utslipp av ren CO<sub>2</sub> ved ammoniakkfabrikken i Grenland.
- Etablering av et midtnorsk gassknutepunkt, i stedet for å legge individuelle gassledninger inn til forskjellige gasskraftverk. Dette vil gi skalafordeler.
- Til fastlands-kraftproduksjon anbefaler dette medlem at storskala kraftproduksjon ved bruk av brenselceller vurderes på lik linje som andre teknologier.

---

<sup>25</sup> Ref. kap. 14.10 pkt. iv) i denne NOU

- Kostnadsbesparelsen ved utsatt opphogging tilfaller selskapene for etablering av såkalte ”power islands” med brenselcelleteknologi eller lignende, hvor kraften brukes til elektrifisering.
- Ved konvertering mellom energibærere/-kilder må det kun vurderes hydrogen fremfor å gå det fordyrende og forlengende leddet om naturgass.
- Opprettelse av et statlig investeringsfond (på omkring 2 milliarder) for etablering av et grunnleggende nettverk av fyllestasjoner for samferdselssektoren.
- Medlemmet anbefaler kompetanseutvikling og teknologisk utvikling innen disse områdene:
  - ren energiproduksjon og -transport generelt;
  - hydrogenproduksjon, -lagring og -distribusjon for samferdselssektoren;
  - ren kraft-produksjonssystemer for offshoreindustrien, inkl. utnyttelse av ”stranded gas” og gjenbruk av plattformer;
  - CO<sub>2</sub>-håndteringssystemer, inkl. injisering for økt/bedret utnyttelse av naturgass/olje gjennom forlenget levetid på oljefelt (EOR) og frigjøring av naturgass anvendt for trykkstøtte;
  - anvendelse av naturgass som råvare i industriell produksjon  
Kompetanseutviklingen og forskningen relatert til de omtalte områder bør være behovs- og brukerstyrt.

## **Utdyping av dissensen**

I dette punktet gis det en ytterligere utdyping av dette medlemmets dissens i tillegg til at utfyllende argumentasjon omkring medlemmets anbefalinger presenteres.

Det påpekes og utdypes vesentlige punkter og anbefalinger fra utvalgets flertall som dette utvalgets medlem ikke finner å kunne slutte seg til.

Spesielt er deler av flertallets mandatforståelse og anbefalinger kommentert, samt punkter medlemmet ikke finner reflektert i anbefalingene og påstander medlemmet ikke finner godt nok dokumentert.

## Mandatforståelse

Flertallet i utvalget vurderer mandatets presisering av ny og miljøvennlig teknologi som *”krevende i forhold til den norske utgangssituasjonen”*<sup>26</sup>, hvor innenlandsbruk av naturgass vil medføre økte utslipp, og velger i stedet å vektlegge en global utgangssituasjon med særlig hentydning til naturgass som erstatning for kull. Videre diskuteres hva som ligger i begrepet ’ny’ og det konkluderes at; *”Miljøvennlig bruk av gass i Norge kan relatere seg til at gass erstatter mer forurensende energikilder, eller der en aktivitet som er mer miljøvennlig sammenliknet med hvordan denne aktiviteten skjer internasjonalt. En mer krevende vurdering av miljøvennlig bruk av gass kan for eksempel være i de tilfeller gassen ikke går til erstatning av andre mer forurensende energibærere, men brukes i ny aktivitet eller til en teknologi der sammenlikningsgrunnlaget ikke finnes.”*<sup>27</sup> I flertallets innstilling føres dette videre til *”en generell tilnærming, der miljøvennlig bruk av gass skal forstås som bruk av gass innenfor rammene av våre internasjonale miljøforpliktelser”*<sup>28</sup>. I det følgende analyseres det dette medlem anser for inkonsekvens i flertallets tolkning av mandatet, med hovedvekt på definisjon og bruk av begrepene ’miljøvennlig’ og ’miljøhensyn’.

### Definisjon og bruk av begrepet miljøvennlig

Den første av utvalgets anbefalinger (kapittel 14.2) omhandler bakgrunnen for utvalgets arbeid. Her står det: *”All bruk av naturgass som omtales i utvalgets konklusjoner, forutsettes holdt innenfor Norges internasjonale miljøforpliktelser.”*

Utvalget legger altså én forutsetning til grunn for alle konklusjonene, nemlig at all bruk av naturgass skal være innenfor rammen av Norges internasjonale miljøforpliktelser.

Dette er også skrevet tidligere i dokumentet. I denne NOUs kapittel 1.3 *”Bakgrunn for oppnevningen av utvalget”*, skriver utvalget følgende om Norges internasjonale miljøforpliktelser: *”Norge er part i Klimakonvensjonen og har undertegnet Kyotoprotokollen, med bindende utslippsforpliktelser ... For Norge innebærer Kyotoprotokollen at våre utslipp av klimagasser maksimalt kan øke med 1 prosent i forhold til 1990-nivå”*.

I denne NOUs kapittel 3.1 skriver utvalget videre at : *”Norge skal bære sitt ansvar i henhold til internasjonale forpliktelser under Klimakonvensjonen og Kyotoprotokollen, og i henhold til nasjonal klimapolitikk og nasjonale mål”*.

I denne NOUs kapittel 1.4 *”Avgrensning og presisering av mandat”* defineres miljøvennlig bruk av gass slik: *”miljøvennlig bruk av gass skal forstås som bruk av gass innenfor rammene av våre internasjonale miljøforpliktelser”*. Det betyr at ’miljøvennlig bruk av gass’ i følge utvalget betyr gass brukt slik at Norge innfrir sine miljøforpliktelser.

---

<sup>26</sup> Denne NOU delkapittel 1.4. Avgrensning og presisering av mandat, og ordrett kapittel 5

<sup>27</sup> Ibid.

<sup>28</sup> Ibid.

Utvalget understreker at Norge er forpliktet av Kyotoprotokollen, at Norge skal bære sitt ansvar og at bruk av naturgass skal skje innenfor forpliktelsene. Til tross for dette vises det ikke i noen av anbefalingene hvordan de foreslåtte tiltakene skal bidra til å oppnå disse forpliktelsene.

I utvalgets anbefaling kapittel 14.6 står det: "[...] *synergieffekter kan bidra til økt verdiskaping og dessuten utløse stor vekst i miljøvennlig bruk av gass i fastlands-Norge [...]*". Utvalget konkluderer med at synergieffekter kan utløse stor vekst av gassbruk på fastlandet slik at Norge innfrir sine miljøforpliktelser. Det er interessant å se hvordan utvalget kan trekke en slik konklusjon uten å gjennomgå naturgassanvendelser med tanke på hva som kan sies å være miljøvennlige anvendelser.

Flertallet konkluderer med økt bruk av naturgass, konvensjonelle gasskraftverk, rørledninger til 4-5 regioner og subsidiering av distribusjon av LNG. Dette er høyst uakseptabelt i forhold til klimaforpliktelsene. Under presisering av mandat står: *"Utvalget har ikke søkt å foreta en gjennomgang av samtlige anvendelser av naturgass med tanke på hva som kan sies å være miljøvennlige anvendelser"*<sup>29</sup>.

I anbefaling kapittel 14.7 *Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering*, står det: *"Det er derfor avgjørende å ha et langsiktig og realistisk perspektiv med hensyn til anvendelsen av slike miljøvennlige gasskraftteknologier"*. Videre konkluderes det med at tidlig kommersiell fase er om 10-15 år og at utviklingen først skal gjennom to andre faser hvor den første er forskning og utvikling og den andre en demofase. Å starte direkte på den siste fasen med fullskala kraftverk omtales av utvalget som *"hverken teknologisk eller kommersielt fornuftig å støtte en slik linje. Utvalget har derfor anbefalt at en normal teknologisk utviklingsprosess følges, gjennom etablering og drift av pilot- og demonstrasjonsanlegg før fullskala produksjonsanlegg besluttet"*. Dette betyr at flertallet forutsetter at gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering ikke vil være i bruk før etter at Norges klimaforpliktelser skal være innfridd i 2008-2012.

Med alle de nye anvendelsesområdene for naturgass utvalget anbefaler uten CO<sub>2</sub>-håndtering, vil utslippene nødvendigvis føre til en betydelig økning av Norges CO<sub>2</sub>-utslipp.

Konklusjonene og anbefalingene over strider derfor med utvalgets egen forståelse av hva som er miljøvennlig.

## Utvalgets vurdering av miljøhensyn

Ut fra sin definisjon av miljøvennlig har flertallet i utvalget valgt et perspektiv i forhold til Norges internasjonale miljøforpliktelser. Dette er en avgrensning av mandatet gjort med hensyn på bruk av naturgass. Det utvalget imidlertid ikke har forståelse for er miljøhensyn utover det Norge har forpliktet seg til internasjonalt og på andre felt enn utslipp av klimagasser.

---

<sup>29</sup> Denne NOU delkapittel 1.4. Avgrensning og presisering av mandat

Kun i forbindelse med CO<sub>2</sub>-deponering har utvalget tatt miljøhensyn i betraktning. Helt elementært kan det sies at all ressursutnyttelse og all aktivitet påvirker miljøet.

Det er ikke kun de internasjonale miljøforpliktelsene som skal gi rammen for vurdering av miljøhensyn. De nasjonale miljøforpliktelsene må også trekkes inn.

Dette medlem fikk utdelt utredningsinstruksen på konstituerende møte 01/01<sup>30</sup>.

I utredningsinstruksens kapittel 2. om konsekvensanalyser hitsettes:

*"Det vil i mange tilfelle være aktuelt å vurdere konsekvensene på følgende områder: Miljømessige konsekvenser. Utredningene bør ta utgangspunkt i aktuelle miljøvernpolitiske målsetninger, og at borgerne, etter Grunnloven § 110b, har rett til kunnskap om virkningene av planlagte inngrep i naturen."*<sup>31</sup>

Miljøhensyn nevnes her først i en rekke av vesentlige hensyn. Det er rimelig grunn til å anta at intensjonen for utvalget skal være i samsvar med denne.

Videre kan det også vises til petroleumslovforskriften (av 27.06.1997 nr. 653):

*"En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder*

*forebyggende og avbøtende tiltak.*

*"Konsekvensutredningen skal blant annet:*

*[...]*

*b) beskrive det miljø som i vesentlig grad kan bli berørt, og vurdere og avveie miljøkonsekvenser av utbyggingen, herunder:*

- *beskrive utslipp til sjø, luft og jord,*
- *beskrive eventuelle materielle verdier og kulturminner som kan bli berørt som følge av utbyggingen,*
- *vurdere konsekvensene av de tekniske løsninger som er valgt,*
- *klargjøre hvordan miljøkriterier og -konsekvenser har vært lagt til grunn for de tekniske løsninger som er valgt,*
- *beskrive mulige og planlagte tiltak for å hindre, redusere og om mulig oppveie betydelige negative miljøvirkninger".*<sup>32</sup>

<sup>30</sup> Jf. punkt 4.3 Utredningsprosessen

<sup>31</sup> I Utredningsinstruksen av 18.02.00, Kap. 2.3.2 Andre vesentlige konsekvenser

<sup>32</sup> Petroleumslovforskriften § 22a. Konsekvensutredning i plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst

Miljøhensynet står dessuten helt sentralt etter plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredning, se f.eks. formålsbestemmelsen i § 33-1.

## **Innhold**

I dette underpunktet skisseres mye av det materialet i denne NOUs kapittel 14. ”Konklusjoner og anbefalinger” omhandler og dokumentasjonene dette baseres på som dette medlem ikke finner å kunne slutte seg til.

## **Kommentarer direkte knyttet til flertallets anbefalinger og konklusjoner<sup>33</sup>**

### Ref. 14.2. Bakgrunn

Dette medlem har en annen forståelse, og mener at flertallet ikke legger mandatet til grunn for sine konklusjoner og anbefalinger.

Dette medlem anfører at utvalget i sin anbefaling strider med sin egen definisjon av miljøvennlig, ikke har konsekvensvurdert nasjonale tiltak i forhold til internasjonale miljøforpliktelser, ikke vurdert miljøhensynet i henhold til utredningsinstruksen, ei heller i forhold til Sem-erklæringen der kvoter er identifisert som et *”supplement til nasjonale tiltak”*. Flertallet skriver *”All bruk av naturgass som omtales i utvalgets konklusjoner forutsettes holdt innenfor Norges internasjonale forpliktelser.”* Med et slikt forbehold gir flertallet ingen informasjon om ulike bruk av naturgass vil føre til miljøforbedringer eller ikke.

### Ref. 14.3. Infrastruktur

Dette medlem anfører at påstanden *”Etablering av infrastruktur for naturgass [...] er en forutsetning for å ta i bruk nye miljøvennlige gassteknologier”* ikke er dokumentert. Det synes heller som en svært økonomisk krevende satsing i lys av tidsaspektet frem til det meget mer miljøvennlige alternativet; et energisystem basert på hydrogen og elektrisitet som energibærere. Generelt må infrastruktur utbygging sees i en helhetlig sammenheng hvor de endelige energibærere prioriteres.

Dette medlem anfører at det heller ikke finner påstanden om at *”Det vil også være behov for regionale LNG-distribusjonssystemer”* dokumentert.

Dette medlem finner det svært betenkelig at slike anbefalinger, om gassinfrastruktur i Norge, kan fremlegges i et offentlig utvalg, uten at miljøgevinster og verdiskapningspotensialet er anskueliggjort, jf. 4.1.2. over.

### Ref. 14.4 Naturgass som erstatning for andre fossile energibærere

---

<sup>33</sup> Ref. kapittel 14 i denne NOU

Flertallet skriver *”Erfaringer fra utvikling av gassmarkeder i andre land viser at det under gitte forutsetninger er det mulig å erstatte 20-30 prosent av det samlede energiforbruket med gassbaserte løsninger”*

Dette medlem betrakter det at flertallet sammenligner *”Erfaringer fra utvikling av gassmarkeder i andre land...”* med Norge, som noe søkt da Norge har helt andre forutsetninger for utvikling og utforming av energisystemet, i forhold til de nasjoner det siktes til.

Dette medlem vil bemerke at utvalget selv peker på at en omlegging fra kull og olje til naturgass kun vil føre til *”en moderat reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp”*. Til sammenligning vil hydrogen og elektrisitet som energibærere ta oss hele veien til en miljøvennlig energikjede. Foruten at naturgass bare gir moderate miljøgevinster når det erstatter tyngre brensel, vil også en lønnsom gassrørnettutbygging trolig innebære økt volum sammenlignet med dagens tilsvarende bruk av kull og olje. Dermed vil trolig slike utbygginger medføre at netto klimagassutslipp øker, i og med at det også vil gå til å erstatte/fortrenge elektrisitet.

Flertallet skriver: *” 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 en handelsmekanisme for NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> utslipp, slik at salg av kvoter kan bli en finansieringskilde til tiltak hos brukerne.”*

Dette medlem anfører at flertallet finner det formålstjenlig å fremheve kvoter og handelsmekanismer for å fremme naturgassinfrastruktur, mens de ikke finner det formålstjenlig å se på dette i forbindelse med å fremme hydrogeninfrastruktur.

*”Utvalget vil dessuten peke på at økt bruk av naturgass i transportsektoren over tid kan danne en bro over til bruk av hydrogen.”* Denne konklusjonen støtter seg på følgende avsnitt i denne NOUs kapittel 3.3: *”Introduksjon av gass i transportsektoren, og særlig til framdrift av skip, kan sees på som en forløper til senere introduksjon av hydrogen og brenselceller. Når det skal bygges opp infrastruktur for tilførsel av flytende gass til maritim framdrift, vil det være synergi med en senere infrastruktur for hydrogen.”*

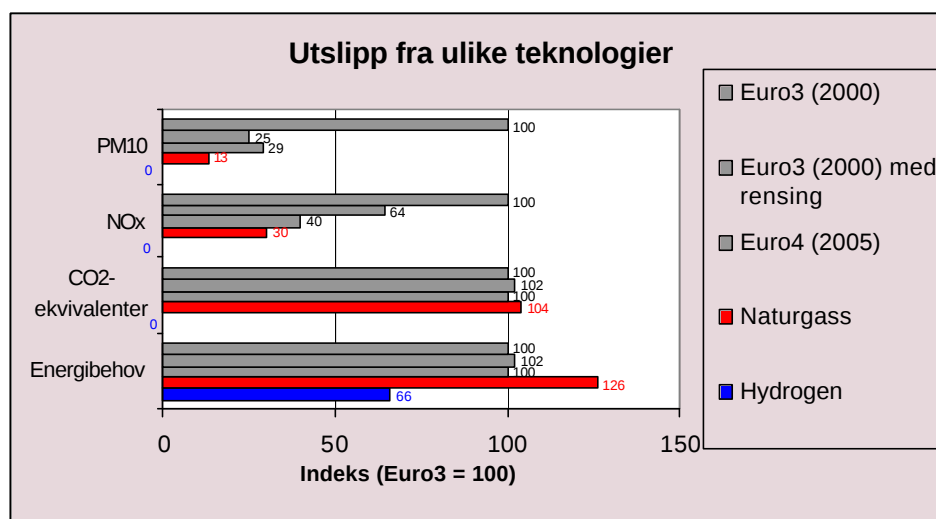
Påstanden fremsatt i konklusjonen er så og si ubegrunnet og anses av dette medlem som feilaktig. Ved bruk av begrepet *forløper* hevdes det at naturgass vil lette en introduksjon av hydrogen som energibærer i transportsektoren på et senere tidspunkt. Tatt i betraktning at fyllestasjonene for naturgass baserer seg på tankbiler eller rørledninger, er dette en ugunstig utbygging i forhold til innføring av hydrogen som i Norge vil produseres ved hjelp av elektrolyse av vann på stasjonen. Også i maritim sektor synes naturgass som forløper for hydrogen å være lite tjenlig, med mindre drivstofftanker, turbiner og fyllestasjoner er forberedt for hydrogen i det denne teknologien er klar til å tas i bruk.

På bakgrunn av ovenstående argumentasjon hevder dette medlem at naturgass og hydrogen er konkurrerende energibærere. Investeringer i naturgassinfrastruktur for

samferdselssektoren kan dermed være en barriere for innfasing av hydrogen. Dette er dessverre ikke vurdert i utvalget.

Karbonholdige drivstoff som metanol og naturgass vil ved bruk i tradisjonelle motorer eller brenselceller danne CO<sub>2</sub>, som fra mobile enheter vanskelig lar seg samle opp. Elektrisitetsproduksjonen i Norge er i dag 99,5 % basert på fornybar energi<sup>34</sup>. Dersom man ikke bygger forurensende gasskraftverk men fortsetter å basere elproduksjonen på fornybar energi og "forurensningsfri" gasskraft vil hydrogen fra vannelektrolyse med elektrisitet fra strømmettet også i fremtiden bli produsert uten utslipp.

Biler og busser med hydrogentanker og brenselcellemotorer kommer på markedet i 2004-2005.<sup>35</sup> Det er derfor ingen grunn til å bygge ut nok en infrastruktur for karbonholdige drivstoff. En norsk utbygging av metanol- eller naturgassinfrastruktur for transportsektoren kan derfor ikke forsvares utfra ønsket om en reduksjon i klimagasser. En naturgassbuss sammenlignet med en ordinær dieselbuss, vil ikke gi reduserte klimagassutslipp. Det har blant annet sammenheng med at noe ikke-forbrent metan slippes ut av eksosrøret og sammen med CO<sub>2</sub> utslippene gir dette høye klimagassutslipp. Riktignok vil naturgassbusser ha noen positive virkninger i forhold til utslipp av partikler til lokalmiljøet, men i global sammenheng gir de ingen



Figuren viser at det ikke er reduserte klimagassutslipp ved bruk av naturgassbuss i forhold til dieselbuss. Dieselteknologien kommer også stadig nærmere naturgass når det gjelder lokalt skadelige utslipp. Hydrogen har hverken utslipp av helseskadelige stoffer eller klimagasser. Euro 3 er de europeiske utslippskravene fra år 2000. Kilde: Tall omregnet fra Civitas 2000

forbedring. En undersøkelse gjort av Civitas<sup>36</sup> (figur under) viser dette som støttes av flere lignende undersøkelser.

<sup>34</sup> Ref. Elektrisitetsstatistikk 1999, SSB

<sup>35</sup> F.eks. Mercedes, Ford og DaimlerChrysler. Ref. NOU1998:1 "Energi og kraftbalansen mot 20020" (2004-2005 Mercedes, Ford) og "Test experiencing with DaimlerChrysler Hydrogen-Fueled Fuel Cell Electric Vehicle NECAR 4", G. Friedlmeir, J. Friedrich, K. -E Noreikat, F. Panik i "hydrogen Energy Progress XIII (2000)

<sup>36</sup> Civitas (2000), Stølan, A., Gillebo, R., Selvig, E. & Bang, J.R., Miljøvennlig teknologi for kollektivtrafikk i Bergensområdet. Utgiver: Hordaland fylkeskommune og Bergen kommune.

Dette medlem vil forøvrig bemerke at ENOVA ikke anbefaler dobbel infrastruktur<sup>37</sup>. Det er viktig å forberede seg på den mest endelige eller fremtidsrettede teknologien som kan gi nullutslippskjøretøy.

Dette medlem synes det er upresist at flertallet trekker fram at det i Europa legges opp til mer bruk av gass (jf. kapittel 3.1 i denne NOU), uten at det også sies at EU i tillegg har en mer ambisiøs målsetting når det gjelder fornybar energi. EUs plan er at 12 % av energiproduksjonen skal komme fra fornybar energi innen 2010.<sup>38</sup>

Dette medlem finner det høyst besynderlig at utvalget trekker fram de positive virkninger gasskraft har for kraftbalansen (jf. kapittel 3.1), men ikke nevner at ny fornybar energi kan ha samme positive virkninger. Norge har et stort potensial i form av nye fornybare energikilder. Fornybare energiressurser i form av vind langs kysten, mye tilgjengelig biomasse, varmepumper og geotermisk energi og solvarme ligger klar for energiproduksjon.

Dette medlem vil påpeke at Stortinget vedtok i perioden 1998-1999 at ” *I løpet av 15 år bør minst 80 % av oljefyringen være fjernet*”. Ved behandling av St. meld. 37 (2000-2001) kritiserte flertallet av energi- og miljøkomiteen regjeringen for ikke å ha fulgt opp dette vedtaket. Det vil derfor være naturlig at denne regjeringen følger opp Stortingets vedtak, og forbyr oljefyring i nye bygg, og setter inn tiltak slik at 80 % av oljefyringen er fjernet innen 2012. Flertallet trekker fram erstatning for oljefyring som et område hvor naturgass kan spille en viktig rolle (jf. kapittel 5). Dette er imidlertid avhengig av at naturgassen ikke erstatter eller hindrer bruk av fornybare energikilder, som en følge av utbygging av infrastruktur for naturgass. Med tanke på at Stortinget har vedtatt at oljefyring skal forbys, vil naturgass konkurrere med fornybar energi som erstatter for oljefyring. Naturgass kan derfor i den sammenhengen ikke anses som miljøvennlig.

#### Ref. 14.5 Reduksjon av klimagassutslipp på norsk kontinentalsokkel

Flertallet skriver: ”*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.*”

Dette medlem vil anføre at grunnen til at ”*Nærmere ¾ av den forventede økning av norske utslipp av klimagasser til 2010 vil komme på norsk sokkel*”, er økt energibruk relatert til det økte kraftbehovet for å presse stadig økende mengder naturgass ned i reservoarene som trykkstøtte, samt en viss økning av kraftbehovet for å pumpe naturgass til Europa. Den samme energien kan benyttes til å pumpe ned CO<sub>2</sub> istedenfor naturgass, samtidig som naturgass som for tiden brukes som trykkstøtte kan frigis for salg og redusere kostnadsgapet mellom gasskraftverk med og uten CO<sub>2</sub> håndtering.

<sup>37</sup> Kilde: Magnar Førde, Enova GTU – møte 06/02 170102.

<sup>38</sup> Ref. EU Commission White Paper on Renewable Energies Com (97) 599, 26.11.97

Flertallet skriver: *”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) elforsyning fra land”*

I forhold til flertallets uttalelse, vil dette medlem anføre at dette ikke er dekkende for mulighetene offshore. Spesielt alvorlig er det at ikke de muligheter for kraftproduksjon offshore med CO<sub>2</sub> håndtering er vektlagt i langt sterkere grad. Dette kan f.eks. skje ved aminrensning på eksisterende turbiner som etterrensing slik Kværner har presentert for utvalget med håndtering av CO<sub>2</sub>. Dette gir ca 85 % utslippskutt offshore.

Det er også andre alternativer. Oljeselskapet Shell arbeider sammen med Siemens Westinghouse og Aker Elektro for å benytte fastoksid brenselceller med kapasitet på 5-20 MW. Med håndtering av CO<sub>2</sub> fra disse til EOR, hvor potensialet er betydelig, er dette så og si helt utslippsfrie løsninger. En brenselscelle har i tillegg høyere virkningsgrad enn kombinert gassturbinanlegg som er den løsning utvalget refererer til.

Kombinert gassturbinanlegg plassert offshore, har en rekke tekniske utfordringer og har en maksimal virkningsgrad på 45 %. Brenselceller har i dag en virkningsgrad på 50 – 60 %, og i kombinasjon med turbinløsninger - såkalte 'ultrabrenselceller' - vil de kunne oppnå 80 %. Håndtering av CO<sub>2</sub> vil redusere denne virkningsgraden noe, men til gjengjeld ha en stor potensiell oppside i form av EOR i mindre skala og i tillegg være utslippsfrie<sup>39</sup>.

Kombinerte gassturbinanlegg slik utvalget refererer til, vil først og fremst redusere Nox-utslippene og være mindre betydningsfulle for reduksjon av CO<sub>2</sub>. Det å installere slike anlegg er helt klart et blindspor som ikke vil ta oss til målet om å kutte CO<sub>2</sub>-utslippene offshore.

Flertallet skriver: *”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 utslipps-reduksjoner, og utvalget anbefaler at en går videre med slike løsninger, spesielt når det gjelder felt nær land, ...”*

Med hensyn til elektrifisering fra land vil dette medlem peke på at det i utvalgets arbeid ikke er tilstrekkelig belyst hvilket behov det er for kraft offshore etter år 2010. Dette medlem finner det uheldig at ikke utvalget har sett nærmere på storskalafordeler som kan redusere kostnadsgapet blant annet ved at store nok mengder CO<sub>2</sub> som trykkstøtte produseres ved et stort kraftverk (1200 MW) med CO<sub>2</sub> håndtering. Når utvalget har vurdert at dette ikke er lønnsomt ved 400 MW anlegg, er det fordi infrastrukturkostnadene per tonn CO<sub>2</sub> blir langt høyere med tre mindre rørledninger enn med en stor.

---

<sup>39</sup> Jf. Bellonas rapport ”Hydrogen – status og muligheter”, 2002, side 40-41, som er overlevert utvalget.

Flertallet skriver: *”Utvalget vil derfor sterkt understreke betydningen av å satse på forskning og teknologiutvikling for å oppnå bedre økonomiske forutsetninger for utslippsreduksjoner.”*

Dette medlem er ikke direkte uenig i dette, men vil peke på at også regulering av CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom forurensningsloven vil være svært virkningsfullt for å oppnå en målrettet teknologiutvikling.

Flertallet skriver: *”Med bakgrunn i Miljøsoks sluttrapport fra fase 2 vil utvalget særlig peke på behovet for videre utredninger med tanke på mulighetene for å modifisere eksisterende anlegg.”*

Dette medlem av utvalget kan ikke se at Miljøsoks rapport gir dekning for dette synet. Å modifisere eksisterende anlegg kan kun skje ved Kværners aminrensing. Kombinerte gassturbiner og brenselceller er helt nye investeringer, og kan ikke karakteriseres som modifisering av energianleggene offshore. Dette medlem vil forøvrig påpeke at det ikke har vært reell diskusjon om disse spørsmålene i utvalgets arbeid.

Dette medlem vil generelt bemerke at dette medlem ikke fikk gjennomslag for skriftlige forslag om å invitere de selskaper som ser på infrastruktur<sup>40</sup> og elektrifisering på høring. Generelt er de opplysninger som utvalget fikk presentert om mulighetene ved felles infrastruktur for CO<sub>2</sub> for håndtering og elektrifisering av norsk sokkel, ikke reflektert tilfredsstillende i utvalgets anbefalinger og konklusjoner. Dermed ser dette medlem det som at utvalget ikke har foretatt grundige nok vurderinger når det gjelder miljøriktig gasskraftproduksjon til dette formål.

#### Ref. 14.6 Synergieffekter ved etablering av gasskraftverk

Flertallet skriver: *”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 medlem vil anføre at de samme synergieffekter vil oppnås med gasskraftanlegg med CO<sub>2</sub>-håndtering.

Flertallet skriver: *”Dette kan for eksempel gjelde ammoniakk-, papir- og aluminiumsproduksjon, fiskefôr, og petrokjemisk produksjon.”*

Dette medlem vil peke på at det i forbindelse med Skognprosjektet har vært liten interesse fra andre aktører enn Norske Skog for bruk av gass og at dette representerer en marginal andel av gassen. Det foreligger i dag ingen planer om aluminiumsproduksjon, ammoniakkproduksjon eller plastproduksjon i sammenheng med de konsesjonsgitte kraftverkene. Dette medlem vil peke på at det allerede eksisterer ilandføringssteder for gass hvor slike synergier burde kunne oppstå, men at omfanget her har vært rimelig beskjedent. Forøvrig er det kanskje i henhold landbruksproduksjon og i fiskeoppdrett hvor potensialet er størst i fremtiden mht utnyttelse av spillvarme, dette er ikke kommentert i utvalgets arbeid.

---

<sup>40</sup> CO<sub>2</sub>-Norway AS, februar 2002

Flertallet skriver: *”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.”*

Dette medlemmet vil påpeke at denne påstanden fremsettes uten at miljøgevinstene er dokumentert. Spesielt trekkes gassinfrastruktur til Grenland og Trønderlagsregionen frem uten at en har gjennomført en reell miljøvurdering. F.eks vil bruk av 1 milliard Sm<sup>3</sup> naturgass per år (som trolig er i størrelsesorden det et gassnett minimum må ligge på for å være økonomisk forsvarlig) medføre et utslipp på 2,3 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år, som vanskelig lar seg fange opp og deponere forsvarlig.

Flertallet skriver: *”Gass til Grenland-området 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 m.v særlig vurderes i forhold til de samlede positive synergieffekter som kan oppnås.”*

Dette medlem vil anføre at bygging av slike gassrørledninger vil medføre transport av tørrgass, og ikke den våtgassen som plastindustrien i regionen (Grenland) trenger.

Dette medlem vil hevde at det ikke er tilstrekkelig dokumentert for utvalgets medlemmer at slike fremføringer vil føre til en netto reduksjon av den totale CO<sub>2</sub>-produksjonen i regionene. Videre er det ikke dokumentert at denne nye CO<sub>2</sub>-produksjonen kan innsamles og håndteres på en miljøriktig måte innen en forsvarlig økonomisk ramme.

I utvalgets rapport anføres det at innsamlet CO<sub>2</sub> kan fraktes på skip til deponier uten at dokumentasjon foreligger for utvalgets medlemmer om dette. Om så skulle være tilfelle, anbefaler dette medlem at en slik transport vurderes for håndtering av den konsentrerte CO<sub>2</sub>-produksjonen (ca 400 000 tonn/år) fra dagens ammoniakk-produksjon på Herøya, se også punkt om CO<sub>2</sub>-håndtering.

Dette medlem vil også påpeke at de ”samlede positive synergieffekter” som påberopes ikke er tilstrekkelig utredet.

#### Ref. 14.7 Gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering

Utvalget skriver: *”En bred satsing bør både omfatte teknologier som kan benyttes i nye gasskraftverk, og teknologier som kan ettermonteres på eksisterende kraftverk”*

Dette medlem vil bemerke at denne teksten ikke må forstås som om Norge er nødt til først å bygge konvensjonelt gasskraftverk for at teknologi for CO<sub>2</sub>-utskilling skal realiseres.

Flertallet skriver: *”Utvalget mener at det må ha høy prioritet å få fram teknologier som raskest mulig kan muliggjøre realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering”.*

Dette medlem presiserer at det ikke utelukkende er et behov for å utvikle teknologier. De fleste teknologiene eksisterer, men må settes sammen til et anvendbart konsept. Erfaring viser at det er langsiktige og forutsigbare reguleringer (slik som Clean Air Act) som får frem nye teknologier (jf. pkt. 2.4 over). Det er derfor å tilføye at det er viktig at elektrifisering offshore med påfølgende håndtering av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og/eller EOR, blir regulert med god forutsigbarhet gjennom forurensningsloven slik at tiltak kan iverksettes før klimaavtalens inntreden.

Flertallet skriver: *”Med utgangspunkt i de teknologiske konseptene som foreligger, er det imidlertid enighet i utvalget om at det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan bli økonomisk konkurransedyktige internasjonalt, innenfor forventede kvotepriser og realistiske tiltakskostnader.”*

Dette medlem vil anføre at utvalget har en uklar definisjon av begrepene *teknologiskifte*, *økonomisk konkurransedyktig internasjonalt* og ikke minst *realistiske tiltakskostnader*.

Teknologi som er presentert for utvalget, gir et spredt inntrykk av tilleggskostnadene ved CO<sub>2</sub>-utskilling

Ved beregning av kostnadsgapet mellom forurensende og ikke forurensende kraftproduksjon har utvalget lagt til grunn en kvotepris på 100 kr pr. tonn CO<sub>2</sub>. Dette er en antagelse og St.meld nr 54 2000-2001 antar at kvotepris kan ligge i intervallet 50 – 400 NOK per tonn CO<sub>2</sub>. Ved økt kvotepris eller salg av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og EOR reduseres kostnadsgapet mellom konvensjonelle gasskraftverk og miljøriktige gasskraftverk. Etter dette medlems oppfatning reflekteres ikke dette i flertallets anbefalinger.

Dette medlem vil anføre at EUs definisjoner av BAT <sup>41</sup>(Best Available Technology) gir grunnlag for å tolkes dithen at BAT-krav kan være strengere for Norge på grunn av de mulighetene vi har for å bruke CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og EOR. Et slikt krav vil gjøre konvensjonell teknologi dyrere. Slike krav kan medføre pålegg til norske selskaper med strengere krav om bruk av ny teknologi for kraftproduksjon, enn hva som er vanlig i andre land uten de samme muligheter for deponering av CO<sub>2</sub> i reservoarer. Norge er underlagt BAT-direktivet gjennom EØS-avtalen.

Dette medlem viser til tidligere sitat (første avsnitt under ”Ref. 14.6 Synergieffekter ved etablering av gasskraftverk”) der utvalget benytter seg av begrepet ’best tilgjengelig *kommersiell* teknologi’ og påpeker at det ikke kan tillegges BAT en egenskap av å være kommersiell. Jmfør vedlegg 1 i denne NOU som definerer BAT som følger: *”Et krav som er fastsatt i EUs IPPC-direktiv om at bedrifter skal anvende beste tilgjengelige teknologi”*.

Når det gjelder miljøriktige gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering, forstår ikke dette medlem bruken av ordet *teknologiskifte* i denne sammenheng. Hva som evt. kreves for dette ”skiftet” er uvesentlig. Norge har forpliktelser til å redusere våre utslipp av CO<sub>2</sub>,

---

<sup>41</sup> IPPC- Rådsdirektiv 91/61, Art.2(11)

og må da påregne å betale det det koster. Medlemmets anførsel er at den billigste løsningen oppnås ved å følge anbefalingene i dissensens punkt 3.

Dette medlem vil bemerke sitt ønske om at utvalget skulle se nærmere på kostnadsbesparelser ved ilandføring av naturgass for prosessering. Spesielt må det vurderes om nye naturgassfelt med våtgass og kondensat der naturgassen må behandles, bør ilandføres for behandling, fremfor behandling på plattformen med direkte eksport derfra. Videre må det undersøkes om et slikt eventuelt prosesseringsanlegg med avkarbonisering på land kan få samdriftsfordeler ved å bygges sammen med anlegg for produksjon av hydrogen til transportsektoren, til iblanding i eksisterende gasseksport (til hytan), og for kraftproduksjon.

Et alternativ for ytterligere kostnadsbesparelser, er utvinning av våtgass og kondensat med subsea-løsninger. Dette representerer et stort potensial på det internasjonale markedet, i tillegg til at slike løsninger kan gi store kostnadsreduksjoner på anlegg i Norge. Dette medlem beklager sterkt at dette ikke er behandlet av utvalget.

Flertallet skriver: *”Etter utvalgets oppfatning bør utvikling og realisering av kommersielle gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-deponering gjøres i 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)”*

Dette medlem 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 CO<sub>2</sub>-innhold i naturgassen fra Sleipner, iverksatte Statoil separasjon og deponering i Utsiraformasjonen med gode resultater. Dersom administrative reguleringer av CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom forurensningsloven vedtas, vil tidsperspektivet til utvalget raskt kunne fremskyndes.

Dette medlemmet vil påpeke at flere aktører som utvalget har hørt, selv definerer seg som klar for fase 2. Dette gjelder både Aker Maritimes HiOx og Kværners aminrensing på Kårstø som er klar for første oppskalering. Shells installasjon av en 250 kW brenselcelle på Kollsnes defineres av Shell<sup>42</sup> selv til å være i demofase 2, da fase 1 er gjennomført på fabrikk. Det er å bemerke at dersom driftsregularitet tilsvarer 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.

Samarbeidet som er inngått mellom Shell og Aker Elektro, hvor Aker skal stå for alt av montering rundt selve brenselcellen, er interessant. Dette medlem anfører at

---

<sup>42</sup> Shell, 27.02.02.

produksjon av brenselceller og omkringliggende tjenester kan være et interessant utviklingsprosjekt for norsk industri.

Norge har som gass- og oljenasjon et potensielt stort eget marked som kan dekke etterspørselen alene i lang tid fremover.

Flertallet skriver: *”Utvalget anbefaler at ulike teknologiske løsninger for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering videreutvikles, og at det i fortsatt noen år satses relativt bredt, ved at det stimuleres til flere konsepter/teknologier som kan vise seg bedre over tid.”*

Dette medlem mener det er riktig å sette mer ambisiøse mål for implementeringen av miljøriktig gasskraftteknologi for å nå Kyoto-forpliktelsene. Behovet for en målsetning om å hurtig komme til fullskala-anlegg<sup>43</sup> for å skaffe kraft til elektrifisering offshore, må antas å være den eneste realistiske metode for å oppnå Norges internasjonale klimaforpliktelser med en vesentlig andel direkte tiltak nasjonalt, slik også Sem-erklæringen forutsetter. Dette medlem mener at man ikke kan, slik resten av utvalget har gjort, se bort i fra disse rammevilkårene når vurderingen om å følge en *”normal teknologisk utviklingsprosess”* blir anbefalt.

Det vises for øvrig til pkt. 2.4.3 over om dette medlems forslag til tiltak og virkemidler for å realisere forurensningsfri teknologi for å oppnå våre klimaforpliktelser.

#### Ref. 14.8 CO<sub>2</sub>-håndtering

Dette medlem av utvalget vil anføre, som utvalget selv sier det, at *”Geografisk samling av CO<sub>2</sub>-utslipp vil gjøre dette [oppsamling og infrastruktur for CO<sub>2</sub>] mindre kostnadskrevende”*. Dette er dessverre ikke gjenspeilet i de anbefalinger utvalgets flertall konkluderer med.

Dette medlem vil påpeke at en CO<sub>2</sub>-infrastruktur bør sees i sammenheng med en helhetlig løsning for hele Nordsjøen. Store (og billigere) volumer oppnås bl.a. ved å inkludere Danmark og Storbritannia. Det materialet som utvalget har blitt forelagt indikerer imidlertid at tenkningen rundt, og studier av, slike løsninger blant norske aktører karakteriseres av en begrensning til eget forretningsområde.

Den informasjon som er gitt til utvalget av Oljedirektoratet (jf. møtet 04/01) er lite tilfredsstillende. Informasjonen dekker kun enkelte reservoarer og gir ikke et godt bilde av bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte og til EOR, men viste likevel et stort potensial.

Dette medlem vil anføre at kostnadsvurderingene av CO<sub>2</sub>-håndtering som er gjort av utvalgets flertall, er basert på et 400 MW kraftverk av Naturkraft type. Dette medlemmets oppfatning er at dersom man hadde valgt å bygge de tre gasskraftverkene som i dag har konsesjon, på samme lokalitet, ville man spare

---

<sup>43</sup> I størrelsen fra 5- 20 MW brenselceller og opptil 12-1300 MW gasskraftanlegg.

kostnadene ved to rørledninger for CO<sub>2</sub>-håndtering. Dette vil redusere kostnadsforskjellen i forhold til de estimater utvalgets flertall legger til grunn.

Fordelen ved et slikt storskala-anlegg er at infrastrukturkostnadene pr. deponert tonn med CO<sub>2</sub> vil bli vesentlig redusert, samtidig som dette medlem mener at en slik løsning vil gi store nok mengder CO<sub>2</sub> til at bruk som trykkstøtte er aktuelt. Dette er viktig med hensyn til de utfordringene som ligger i å samle nok CO<sub>2</sub> 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. Dette medlem kan ikke se at disse vurderingene er gjort, når man hevder at forurensningsfrie gasskraftverk ikke er kommersielt interessante. Av samme årsak er det usikkert om gasskraftverkene med forurensning kan bli lønnsomme i dag, ikke minst fordi man er bekymret for hvordan en kvotepris kan slå ut. De gasskraftverk som har fått konsesjon, har ikke CO<sub>2</sub>-avgift, og vil dermed få redusert lønnsomhetsberegninger når de må betale kvote- eller CO<sub>2</sub>-avgift.

Det er en fare for at enkelte oljefelt som kunne hatt lengre levetid ved hjelp av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte eller EOR, vil bli tatt ut av drift dersom ikke store nok mengder CO<sub>2</sub> fremskaffes raskt nok. Utvalget har ikke undersøkt disse forholdene, noe dette medlem anbefalte.

Nitrogen kan brukes til trykkstøtte. Dette er gjennomgående lite behandlet av utvalget. Mulighetene bør også her vurderes, men det kan anføres for vektleggingen at nitrogen er en uproblematisk gass forurensningsmessig. CO<sub>2</sub> har i tillegg til å være velegnet for trykkstøtte vist seg svært gunstig for meroljeutvinning, EOR.

Dette medlem beklager at utvalget ikke har hatt til disposisjon informasjon om på hvilke oljefelt CO<sub>2</sub> eller nitrogen kan brukes som alternativ til naturgass, men vil anbefale at denne informasjon gjøres tilgjengelig på en forretningsmessig måte for det anbefalte innovasjonsselskapet.

CO<sub>2</sub>-frakt på skip kan muligens være egnet for injeksjon eller annen anvendelse, men dette er nok dyrere enn rørtransport for større volum. Hvis transport av CO<sub>2</sub> på skip er ønskelig, vil dette medlem påpeke at man kan starte med å transportere vekk de 400 000 tonn/år ren CO<sub>2</sub> som i dag er biprodukt ved ammoniakkfabrikken i Grenland, og er et argument mot rørledning av miljøhensyn som da faller helt bort.

Dette medlem av utvalget er usikker på hvordan utvalgets flertall kan være tvilende til sikkerheten og de juridiske forhold ved CO<sub>2</sub>-deponering i innstillingen, samtidig som de ikke uttrykker innvendinger til CO<sub>2</sub>-deponering fra LNG-anlegget i Snøhvit-prosjektet.

Dette medlem vil bemerke at utvalget ikke har studert de planer som foreligger for rensing av dansk kullkraft med rørledning for CO<sub>2</sub> til et eldre oljereservoar med potensial for meroljeutvinning (EOR). Dette er relevant for kommersialiseringen av forurensningsfrie offshore-løsninger med for eksempel brenselceller, da det kan bli

etablert en infrastruktur med et rør som kan plasseres langs en rekke plattformer som skal ut av drift og som dermed kan brukes som "power islands", med CO<sub>2</sub>-håndtering.

#### Ref. 14.9 Hydrogen

Flertallet skriver: *"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."*

Dette utvalgets medlem vil bemerke at dekarbonisert naturgass med en CO<sub>2</sub>-håndtering kan være en måte å skaffe til veie hydrogen, men hydrogen fremstilt ved elektrolyse av vann med elektrisitet fra fornybar energi, vil allerede på kort sikt være viktig for eksempel i transportsektoren i Norge og i enkeltstående energisystemer(SAPS).

Dette utvalgets medlem vil kommentere følgende påstand: "Hydrogenet til bruk i brenselceller i transportsektoren kan også komme fra flytende eller komprimert naturgass (LNG eller CNG). Reformeringen kan foregå om bord" (ref. kap. 8.2.1). Brenselcellekjøretøy med CNG eller LNG er svært lite realistisk; i tillegg til å transportere gasstanker må man da også frakte med seg en stor, tung og dyr reformer. Utvikling av LNG eller CNG brenselcellekjøretøy blir da heller ikke etter det medlemmet kjenner til vurdert seriøst av noen bil- eller bussfabrikanter.

Dette utvalgets medlem vil anføre at utsagnet *"LNG er konkurransedyktig på pris i forhold til propan og er det mest miljøvennlige hydrokarbonet"* ( ref. kap 8.2.1.2) er en udokumentert og feilaktig påstand. Kondensering av naturgass krever energi, og det medfører således ekstra utslipp av CO<sub>2</sub> i produksjonsleddet i forhold til vanlig naturgass, i tillegg til de utslippene som kommer når man bruker gassen. En naturgassbuss med LNG vil være et av de dårligste alternativene med hensyn til klimagassutslipp, men omtrent like utslipp av klimagasser i forhold til dieselbusser og stor investering. En må heller ikke glemme at biogass også er en hydrokarbonforbindelse, slik at dette utsagnet står direkte i strid med kap. 8.2.3 i denne NOU.

Dette utvalgets medlem vil anføre en grundigere vurdering av det følgende "Utbygging av en nødvendig infrastruktur vil være den største utfordringen på veien mot et fullstendig hydrogensamfunn. En slik infrastruktur vil være betydelig kapitalkrevende og full utbygging vil nødvendigvis ta flere tiår." (ref. kap 8.3) En infrastrukturutbygging for naturgass eller metanol vil også være kapitalkrevende. En hydrogeninfrastruktur er, i motsetning til karbon-alternativene, en endelig løsning som gir nullutslipps kjøretøy. Derfor anbefales en fokusert satsning på hydrogen allerede i dag. Utbyggingstiden for en hydrogeninfrastruktur er helt avhengig av innsats og fokus. Dersom det påbegynnes utbygging av mellomløsninger som CNG, LNG eller metanol vil utbyggingen av en hydrogeninfrastruktur forsinkes.

#### Ref. 14.10 Satsing på forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser

Hele dette punktet gir inntrykk av at det nå trengs mye forskning før vi kan sette igang bygging av større gasskraftverk med CO<sub>2</sub> håndtering, mens det som egentlig trengs er å lage rammevilkår som fører til bygging av disse anleggene. (jf. pkt. 2.4.3 over)

Ref i) *Begrenset markedspotensiale for gasskraftteknologi med CO<sub>2</sub>-håndtering i dag:* Dette utvalgets medlem vil anføre at i et begrenset marked pr. idag er uttalelsen *"De viktigste leverandører av miljøvennlig gasskraftteknologi er ikke norske"* ikke relevant. Det er hva vi skal få til i de neste 5-10-15 årene det dreier seg om.

Dette utvalgets medlem vil påpeke at *"Det norske markedet, som i dag synes å utgjøre det eneste reelle markedet for denne teknologien,"* fremstår som et lite opplyst utsagn, når vi vet at det blant annet internasjonalt jobbes med CO<sub>2</sub>-utskillelse og CO<sub>2</sub>-infrastrukturplaner hos selskapene i California (Clean Energy Systems), Texas (Kinder Morgan) og Danmark (Elsam)<sup>44</sup>.

Dette utvalgets medlem vil anføre at CO<sub>2</sub>-håndteringsaktører hovedsakelig begrunner at *"Aktiviteter innenfor dette området vurderes inntil videre av norske og internasjonale selskaper som prosjekter med høy teknisk og markedsmessig risiko"* med at det mangler klare signaler fra myndighetene. Medlemmet vil også påpeke at det at *"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"* bare er en naturlig startfase med teknologisk sorteringsprosess. Utsagnet *"En økt satsing fra myndighetene vil dermed ikke i seg selv føre til større aktivitet"* blir derfor helt urimelig. Det som nå trengs er en mer offensiv satsing fra myndighetenes side.

Ref. ii) *Større grad av langsiktighet og stabilitet for forskning og teknologiutvikling:*

*"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"*. Dette medlemmet er helt enig i at det trengs langsiktige og forutsigbare rammevilkår, men vil poengtere at dette ikke betyr at vi må vente i 15 år før teknologien er nok utviklet til at bygging av et større anlegg kan skje. Teknologien er i det store og det hele klar i dag. Bygging av et stort gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan og må settes i gang om kort tid for å nå Kyoto-forpliktelsene.

Ref. iv) *Viktige aktører er utenlandske:*

*"En slik kapitalbase åpner for en årlig satsing på omlag 300 millioner NOK som da skal finansiere både kompetanseoppbygging, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering."* Dette medlem er helt enig, men mener at disse midlene må gå til bygging av et stort anlegg med CO<sub>2</sub>-håndtering, og ikke til rørledningsstrukturer på land.

## **Emner ikke reflektert i flertallets anbefalinger**

Tilleggsmomenter dette medlem anfører burde vært vurdert.

---

<sup>44</sup> CO<sub>2</sub>-Norway AS, februar 2002

- Norges forpliktelser i Kyoto-protokollen og Sem-erklæringen er lagt til grunn, men tiltakene som foreslås med effekt i forhold til disse reflekterer ikke at Norge må oppfylle disse innen år 2008 –2012.
- I diskusjonen om bedriftsøkonomisk lønnsomhet av et gasskraftverk med CO<sub>2</sub> håndtering er det lagt vekt på at markedsprisen for kraft ikke tilfredsstiller krav til kostnadsdekning. Det er ikke lagt inn noen betraktning om hva en eventuell eksport til offshore sektoren vil ha som alternativ verdi for operatørene.
- Angående CO<sub>2</sub>-håndtering peker utvalget på behovet for teknologisk/økonomisk gjennombrudd på denne sektoren uten å peke på hva spesifikt som kreves. Dette vil kunne føre til lite målrettet forskningsinnsats.
- For å nyttiggjøre seg CO<sub>2</sub> i økt oljeutvinning påpeker utvalgets flertall at det er behov for ”store” mengder CO<sub>2</sub> uten at utvalget vurderte videre hvordan man skal skaffe disse mengder til veie uten å bygge et stort gasskraftverk. Heller ikke er den aktuelle muligheten for å utvikle et samarbeide mellom interessenter på tvers av grenselinjene i Nordsjøen diskutert, til tross for erklært dansk interesse.
- Juridiske utredninger knyttet til deponering/injeksjon av CO<sub>2</sub> må prioriteres slik Fritjof Nansens Institutt’s notat impliserer.
- Utvalget argumenterer for fremveksten av en ”norsk gassklynge”, men drar ikke konklusjonen av dette – nemlig at det bør legges til rette for konsentrering av ilandføringspunktene.
- Utvalget konkluderer med at den ”tunge” teknologiutviklingen relatert til utstyr til CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk foregår i ”ikke norske” leverandørmiljøer. Utvalget har allikevel ikke funnet plass til å ”høre” noen av disse miljøene, f.eks. innen brenselcelle-utvikling, hydrogen- forbrenningsteknologi i gassturbiner eller CO<sub>2</sub>-injeksjon for økt oljeutvinning.
- Utvalget konkluderer med at hydrogen vil være en miljøvennlig og bærekraftig energibærer for transportsektoren. Allikevel fremhever utvalget at naturgass bør introduseres i samme sektor som en ”brobygger” til hydrogen uten at det godtgjøres hvordan naturgass kan tjene som sådan. Teknologi og utstyr for innføring av hydrogen i transportsektoren er påviselig tilstede innen samme tidsperspektiv som innføring av naturgass.
- En utbygging av distribusjonsnett for naturgass vil medføre en økning av spredte utslipp som vil kunne nøytralisere gevinstene ved erstatning av mer karbonholdige brensler.
- *”Andre tidlige bruksområder kan være stasjonær kraft/varmeproduksjon ved brenselceller, men brenselet vil trolig i liten grad være direkte hydrogengass tilført utenfra. I den første fasen vil trolig brenselet være naturgass, propan, metanol eller tilsvarende som reformeres på stedet. Dette er imidlertid ikke like aktuelt i Norge som i mange andre land, fordi vi mangler infrastruktur for naturgass og fordi vi har et stabilt elnett i Norge.”*

- Dette utvalgets medlem vil anføre, som utvalget selv sier det, at *”Geografisk samling av CO<sub>2</sub> utslipp vil gjøre dette [oppsamling og infrastruktur for CO<sub>2</sub>] mindre kostnadskrevende”*.

## Utredningsprosessen

Enkelte forhold ved utvalgets utredningsprosess vil i det følgende bli gjennomgått og vurdert. Grunnen er at dette har virket inn på utvalgets materielle vurderinger og konklusjoner; en vurdering av utredningsprosessen blir således en vesentlig del av dissensen.

## Utgangspunkter for utvalgets arbeid

Utredningsinstruksen (vedtatt ved Kgl. res. av 18. februar 2000) gir generelle rammer og gjelder for gassteknologiutvalgets arbeid, jf. instruksens 1.2 om at den *”gjelder arbeidet med offentlige utredninger”*. Formålsbestemmelsen lyder:

### **”1.1 Formål**

*Formålet med instruksen er å sikre god forberedelse av og styring med offentlige reformer, regelendringer og andre tiltak. Instruksen skal sikre at den instans som har ansvaret for saken, utreder alle relevante og vesentlige konsekvenser, og at berørte*

*instanser og offentligheten trekkes inn i beslutningsprosessen før beslutning fattes.”*

Spesielt for gassteknologiutvalget må det pekes på mandatet:

*”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 CO<sub>2</sub>-fri gasskraft. 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.”*

## Kritikkverdige forhold

Dette medlem mener det ikke er gitt gode nok arbeidsforhold i utvalget og at innstillingen på flere punkter kan kritiseres. Synspunktet grunnes blant annet på følgende forhold:

Det endelige NOU-utkastet kom for sent til at det ble mulig med reell debatt, gjennomgangen av innstilling av utvalget hadde mer preg av en formell eksersis. Fyldige kommentarer og motekspertise vanskeliggjøres reelt sett ved en slik fremgangsmåte; muligheten til kontradiksjon om spørsmålet blir illusorisk. Det forhold at flere temaer i utkastet ikke ble søkt besvart og diskutert på møtene gjør tidsnøden mer uforsvarlig (viser til notat utlevert fra dette medlem på møte 07/02<sup>45</sup>).

---

<sup>45</sup> I notatet bes det om fakta og vurderinger på 18 sentrale punkter i forhold til denne NOU’ens emner. Medlemmet ser kun at tre av disse er belyst i reell grad.

En så kort tidsfrist gir sekretariatet uforholdsmessig stor makt. Deler av disse vurderingene kunne f.eks vært gjort ved hjelp av underutvalg. Utvalget har bare organisert en ekstern kontrollgruppe<sup>46</sup>.

Fire forslag fra dette medlem om aktører som burde høres<sup>47</sup> ble ikke fulgt opp.

Referatene fra utvalgets møter var mangelfulle og ble sendt ut for sent. Dette medlems synspunkter er i mange tilfeller ikke kommet med i referatene. Dette gjelder også helt vesentlige innspill. Det kan videre reises spørsmål ved *vektingen* når ulike instanser er hørt, ref kapittel 1.3 i denne NOU om at *"flere miljøer er hørt i ulike sammenhenger"*.

Synspunkter som er reflektert i flertallets konklusjoner og anbefalinger ble ikke realitetsbehandlet<sup>48</sup>, og i noen tilfeller ble anbefalinger bestemt og deretter grunnlaget som skulle til for å begrunne påstanden søkt skrevet.

Utvalget tolker seg flere steder vekk fra mandatet ( jf. pkt. 4.1. over og f.eks. ref. pkt. 1.4. sjette avsnitt om *"hensiktsmessig å foreta en avgrensning"*). Det dreier seg i disse tilfellene ikke om forsvarlige tolkninger av mandatet. Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at det ikke er utvalget som setter rammene, men regjeringen: Utvalget skal utrede *innenfor* gitte rammer. Selvfølgelig vil det være rom for at et utvalg har en rimelig frihet, men dette må ikke føre til at det i praksis setter sine egne rammer, som her.

Samlet fører disse forholdene til at dette medlem stiller spørsmålstegn ved utvalgets troverdighet.

Nedenfor følger en oversikt over punkter i denne NOU som kom dette medlem utilbørlig sent i hende, og som vanskeliggjorde mulighetene til dissens:

- Del-kapittel 2.1 manglet ved endelig innsending av dissens
- 2.2
- 3.3
- del-kapittel tilsvarende 3.4 til kapittel 8 manglet også<sup>49</sup>
- 7.3.1 og 7.3.3
- 9.1
- 9.3.3
  - kapitlene 10, 11, 12, 13, 14 og 15 har forandret karakter, og er delvis nye etter at dette medlems formelle dissensfrist var ute
- vedleggene 1, 2 og 4

---

<sup>46</sup> Organisert på SINTEF for å kvalitetssikre utvalgets tekniske informasjon i siste fase av utvalgsarbeidet.

<sup>47</sup> CO2-Norway AS, Oljeindustriens Landsforening, Finansdepartementet om spesifikke rammevilkår, Alstom

<sup>48</sup> Se kapittel 2, punkt 2, andre avsnitt, *"Det vil også være behov for regionale LNG-distribusjonssysteme"* og samme kapittel, punkt 3, siste avsnitt, siste setning *"Utvalget vil dessuten peke på at økt bruk av naturgass i transportsektoren over tid kan danne en bro over til bruk av hydrogen"*

<sup>49</sup>

## Vurdering av utvalgets virksomhet i forhold til de gitte rammene

Samtlige av forholdene som er nevnt i 4.3.2 over vil kunne være i strid med utredningens formål, jf. utredningsinstruksens 1.1 og pkt. 4.3.1 over. Særlig gjelder dette når forholdene ses i sammenheng.

Unnlatt protokollføring eller hull i denne forbindelse kan ikke være overensstemmende med kravet om en ”god forberedelse og styring” av prosessen. Etter 1.1 andre punktum skal ”alle relevante og vesentlige konsekvenser” utredes. Innvendingene, forslagene og innleggene dette medlem har kommet med må kunne sies å være både relevante og vesentlige punkter. Det må også her kunne hevdes at mangler ved selve komitéarbeidet er spesielt alvorlig ettersom det tross alt er her det vesentligste av grunnarbeidet i en lovgivnings- eller beslutningsprosess skjer; mangler her vil lett kunne forplante seg og farge grunnlaget for myndighetsavgjørelser.

Fra utredningsinstruksens kapittel 2 om konsekvensanalyser:

*“2.3.2 Andre vesentlige konsekvenser*

*[...]*

*Det vil i mange tilfelle være aktuelt å vurdere konsekvensene på følgende områder:*

*· Miljømessige konsekvenser. Utredningene bør ta utgangspunkt i aktuelle miljøvernpolitiske målsetninger, og at borgerne, etter Grunnloven § 110b, har rett*

*til kunnskap om virkningene av planlagte inngrep i naturen.”*

Det er verdt å merke seg at miljøhensyn her nevnes først i en rekke av vesentlige hensyn, og dette kan ses som nok en indikasjon på at miljøhensyn i særlig grad skal være fremme i utvalgets bevissthet. Muligens kan det derfor hevdes at det vil være særlig graverende at det ikke tas tilbørlig hensyn til dette medlems miljøargumenter, ettersom oppnevningen nettopp har skjedd på grunnlag av tilknytningen til en miljøorganisasjon.

Et av forvaltningsrettens grunnhensyn er det alminnelige kravet om *forsvarlig saksbehandling*. Å ”sørge for slik journalføring og arkivering at man kan holde rede på hva man har gjort”<sup>50</sup> som et eksempel på utslag av dette grunnhensynet. Mangler ved protokolleringen kan slik sett innebære brudd på selve grunnkravet forvaltningsretten er bygget på. Dette kan føre til manglende etterviselighet mht. hva som har foregått under komitémøtene. Det vesentlige er at enhver form for svikt i rutiner, eller hva som ellers måtte være grunnen til manglene som er påpekt i 4.3.2 over, kan være tilstrekkelig til å anse arbeidet for uforsvarlig.

Terskelen for hva som må anses forsvarlig bør også settes høyt når det dreier seg om arbeid av en slik betydning, i motsetning til for eksempel enkeltvedtak med mindre inngripende konsekvenser.

---

<sup>50</sup> Eckhoff/Smith, *Forvaltningsrett*, 1996, s. 386

Et viktig poeng er det at sekretariatet ikke er gitt noen materielle beføyelser; i oppnevningsbeslutningen fra 5. oktober 2001 heter det bare: "*Sekretariatet for utvalet skal ligga i Olje- og energidepartementet.*" Dette medlems plass i utvalget er vedtatt ved Kgl. res., og sekretariatet har ikke på noen måte kompetanse til å styre utvalgsmedlemmenes atferd, synspunkter eller påvirkningskraft ved f.eks. å unnlate protokollføring. Utvalget er blant annet sammensatt ut fra en tanke om bredde på området, og det vil være demokratisk svært betenkelig dersom departementet får for stor innvirkning på et slikt stadium i prosessen.

Tidspresset kan ikke legitimere manglende forsvarlighet på dette punktet.

Referater som sendes ut for sent vil også kunne stride mot instruksens formålsbestemmelse og tyde på en dårlig styring fra OEDs side. Det finnes mange eksempler på kritikk fra Sivilombudsmannen ved sommel."Et krav om ikke å la forvaltningens befatning med sakene trekke unødige ut må antas å følge av uskrevne normer for god forvaltningsskikk."<sup>51</sup>

Forvaltningslovens § 11 a er en generell regel som gjelder uavhengig av om arbeidet er et ledd i en vedtaksprosess. Her oppstilles det at forvaltningsorganers forberedelse av saker skal skje "uten ugrunnet opphold". Sendrektige referater kan kanskje også sies å stride mot denne regelen.

-----

---

<sup>51</sup> Eckhoff/Smith, *Forvaltningsrett*, 1996, s. 396

## 16 Økonomiske og administrative konsekvenser

Utvalget har vurdert ulike forutsetninger som må være til stede for økt miljøvennlig bruk av gass i Norge. I denne sammenheng har utvalget pekt på behovet for nærmere utredninger på en rekke områder. Utvalget ser behov for vurdering av hvordan ulike former for offentlig støtte kan bidra til å fremme utbygging av infrastruktur for gass. Utvalget anbefaler særlig at ny infrastruktur til områder som Grenland, Trøndelagsregionen mv. vurderes i forhold til de samlede positive synergieffekter som kan oppnås.

Utvalget har pekt på viktigheten av at det utvikles handelsmekanismer for NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub>-utslipp for å stimulere til lønnsomme miljøforbedringer som kan oppnås ved overgang til bruk av gass til ulike formål.

Utvalget har pekt på viktigheten av virkemidler som kan bidra til mer effektiv energiproduksjon på sokkelen, herunder kraft fra land. Utvalget har også pekt på at ulike støtte- og insentivordninger bør vurderes i forbindelse med infrastruktur for CO<sub>2</sub> til deponering eller til bruk som trykkstøtte offshore. I denne sammenheng anbefaler også utvalget at norske myndigheter påtar seg ansvaret for å være en pådriver internasjonalt med tanke på å få etablert en akseptert metodikk for godkjenning av sikre lagringsløsninger som også kan aksepteres i Kyotosammenheng.

Utvalget legger til grunn at videre arbeid og utredninger på disse områdene er nødvendig for å bidra til et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag for den videre strategi som skal legges for økt miljøvennlig bruk av gass i Norge. Utvalget vurderer at oppfølgingen av disse forslagene kan skje innefor forvaltningens ordinære rammer.

Utvalget har vurdert og gått inn for en sterk økning i satstingen for å fremme forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige gassanvendelser og teknologier. Utvalget har sett det som viktig at en slik satsing har et langsiktig perspektiv (15 år), og at organiseringen vurderes nøye i forhold til de sammensatte utfordringer som er knyttet til denne målsettingen.

Utvalget har særlig vektlagt at en egnet organisasjonsform må kunne koordinere og samordne de ulike aktivitetene og fasene i innovasjonsskjeden (forskning, utvikling, kommersialisering og introduksjon) for miljøvennlige gasskraftteknologier. Utvalget har konkrete anbefalinger knyttet til hydrogen og gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering som forutsettes oppfylt innenfor et slikt samlet satsingsområde. I tillegg må satsingen ha tilstrekkelig kapasitet til å delfinansiere demonstrasjonsprosjekter med klart kommersielt potensiale, der det er etablert en markedsbasert forretningsplan.

Utvalget har på denne bakgrunn sett det som hensiktsmessig at det opprettes en egen organisasjon i form av et statlig innovasjonsselskap for å bidra til en vellykket satsing på dette området. Mulige organisasjonsformer vil være statlig eid aksjeselskap eller statsforetak, der styret i begge tilfeller velges av generalforsamlingen, det vil si Olje- og energidepartementet. Utvalget vurderer slike organisasjonsformer som mest

relevante for et selskap som har som formål å drive sin virksomhet innenfor et område med store samfunnsøkonomiske interesser.

Utvalget vil foreslå at selskapet gis en solid kapitalbase og foreslår at denne settes til minimum 5 mrd. NOK. En slik kapitalbase åpner for en årlig satsing på omlag 300 mill. NOK som da skal finansiere både kompetanseoppbygging, teknologiutvikling, demonstrasjon og kommersialisering. Dette vil medføre behov for økte bevilgninger over budsjettes utgiftsside på tidspunktet for opprettingen av selskapet.

Utvalget ser det som viktig at et slikt innovasjonsselskap forvalter hovedtyngden av den offentlige innsatsen innenfor alle relevante hovedområder; blant annet gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering, hydrogen som energibærere, og CO<sub>2</sub>-deponering eller anvendelse. Forslaget til oppretting av et selskap vil således ha konsekvenser for organiseringen av dagens satsing for å fremme nye miljøvennlige anvendelser av gass. Utvalget legger til grunn at disse aktivitetene legges til eller samordnes med selskapet, og at det som følge av dette vurderes hvorvidt det bør overføres ressurser fra blant annet Enova som i dag ivaretar deler av en slik satsing.

Utvalget har anbefalt at det etableres et samlet forskningsprogram under Norges forskningsråd som omfatter alle relevante områder (med unntak av den frie grunnforskningen). Utvalget har i denne sammenheng særlig understreket behovet for stabilitet og langsiktighet i finansieringen av forskningen, og har derfor foreslått 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.

En slik satsing må vurderes nøye i forholdet til EØS reglene. Selve organiseringen av selskap vil trolig ikke berøres av dette regelverket. Imidlertid kan kriterier for tildeling av midler langs de ulike fasene av teknologiutvikling berøres. Blant annet kan reglene medføre at selskapets støtteordninger skal være tilgjengelige for utenlandske aktører i samme grad som for norske. Samtidig kan det være andre begrensninger knyttet til størrelse, innretning og varighet av støtteordningene som selskapet skal forvalte.

Utvalgets forslag vurderes å ha positive samfunnsøkonomiske virkninger. I denne sammenheng vektlegger utvalget at forslaget vil bidra til å stimulere den langsiktige teknologi- og industriutviklingen i Norge og legge grunnlag for å oppnå økt miljøvennlig bruk av gass. Forslag til ny satsing og organisering vil gi en sammenhengende og helhetlig virkemiddelbruk for å realisere både forskning, pilotprosjekter, teknologidemonstrasjon og kommersialisering for ulike typer miljøvennlig gassteknologi. De finansielle rammene for forskning og utvikling blir stabile, noe som vil gi grunnlag for langsiktige satstinger. Dette er en forutsetning for å realisere en slik teknologiutvikling som er tid- og kapitalkrevende, og som favner en rekke ulike aktører. Dette vil kunne være et viktig bidrag til fremveksten av en norsk gassklynge.

## Litteraturliste

- Bellona, 2002: *Hydrogen - Status og muligheter*, Rapport nr. 6.
- B.innst.S.nr.9, 2001-2002: Bevilgninger på statsbudsjettet for 2002 vedkommende Olje- og energidepartementet (unntatt Del IV Gjennomgang av Statnett SFs organisering og oppgaver) og Miljøverndepartementet, Energi- og miljøkomiteen
- BP Statistical Review of World Energy, 2001.
- David J, 2000: *Economic Evaluation of Leading Technology Options for Sequestration of Carbon Dioxide*, MiT.
- David, J. and H. Herzog, 2000, *The Cost of Carbon Capture*, presented at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia.
- Department of Energy, 2000: Carbon managment: Assessment of Fundamental Research needs, Office of Energy Reseach.
- Department of Trade and Industry UK, 2000: Carbon Dioxide Capture and Storage.
- Earth in Peace, Vol.13, NOG pp 1-16: *Storing CO<sub>2</sub> Underground*
- Edmonds, J.A m.fl., 2000: *Potential for Advanced Carbon Capture and Sequestration Technologies in a climate constrained World*, US Department of Energy.
- European Commission, 2000: *Research Directorate-General, Fuel Cells powering the Future – Sustainable Power for the European Union*.
- European Commission, 2001: *The Role of Fuel Cells in a Sustainable Energy Supply*, presentasjon av P. Zegers, Research Directorate-General.
- Europaparlamentets og rådets direktiv, 2001/80/EU: Om begrensinger av visse luftforurensende utslipp for store forbrenningsanlegg.
- Fakta 2001: *Norsk petroleumsvirksomhet*, Olje- og energidepartementet.
- Faktaheftet 2001: *Energi og vassdragsvirksomheten i Norge*, Olje- og energidepartementet.
- Final report, 1996: *The Underground Disposal of Carbon Dioxide*, Non-Nuclear Energy (Joule) Programme.
- First National Conference on Carbon Sequestration, 2001 *Conference proceedings*
- Fridtjof Nansens Institutt, 2002: *Juridiske- og institusjonelle betraktninger omkring deponering av CO<sub>2</sub>*, Christiansen Atle C. m.fl.
- Herzog H., Drake E, Adams, E., 1997: CO<sub>2</sub>-capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change – A White paper, Energy Laboratoty, MiT.
- Herzog H. and O. Falk-Pedersen, 2000: *The Kvaerner Membrane Contactor: Lessons from a Case Study in How to Reduce Capture Costs*, presented at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia. Herzog H., 2001: *What Future for Carbon Capture and Sequestration?*, Environmental Science and Technology, 35:7, pp 148 A–153 A.
- Herzog H J. m.fl.: *Carbon Sequestration via Direct Injection*, Environmental Science and Technology.
- Herzog H J. m.fl.: *Update on the International Experiment on CO<sub>2</sub> Ocean Sequestration*, Massachussetts Institute of Technology, Cambridge, USA.
- Herzog H J. m.fl.: *CO<sub>2</sub> Sequestration: Opportunities and Challenges*, Massachussetts Institute of Technology, Cambridge, USA.

- Howard J., Henroy m.fl., 2001: Predicting and Evaluating the Effectiveness of Ocean Carbon Sequestration by Direct Injection, MIT.
- IEA, 2000: Technology Status Report CO<sub>2</sub> Capture and Storage.
- IEA, 2000: A case study from Norway on Gas-fired Power Plants, Carbon Sequestration, and Politics.
- IEA, 2001: CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 1971-1999. Head of Publication Service, OECD.
- IEA, 2001: Technology status Report CO<sub>2</sub> Capture and Storage.
- IEA Special publication for COP6, 2000: Capture and storage of CO<sub>2</sub>, What Needs to be Done?
- IEA, 2001: World Energy Outlook. Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth. Head of Publication Service, OECD.
- IEA, 2002: Findings of recent IEA Work 2001.
- Innst. S.nr. 149, 1994-1995: Norge som gassnasjon – bruk av naturgass i Norge, Energi- og miljøkomiteen
- Innst. S.nr. 114, 1995-1996: *Norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NOx)*, Energi- og miljøkomiteen.
- Innst. S.nr. 122, 1999-2000: *Energipolitikken*, Energi- og miljøkomiteen.
- Innst. S.nr. 88, 2000-2001: *Samtykke til ratifikasjon av en protokoll av 30. november 1999 til om langtransportert grensekryssende av 13. november 1979, som gjelder reduksjon av forsurening, overgjødning og bakkenært ozon*, Energi- og miljøkomiteen.
- Kims SH and Edmonds JA, 2000: *Potential for Advanced Carbon Capture and Sequestration Technologies in a Climate Constraint World*, Prepared for the US Department of Energy, PNNL –13095
- Lindberg E, 1992: CO<sub>2</sub> som injeksjonsorgan. En forstudie over muligheter for å øke oljeutvinning og å redusere utslippene av klimagasser ved å bruke CO<sub>2</sub> som injeksjonsorgan, IKU, SINTEF gruppen.
- LO/Arbeiderpartiet, 2001: Ta naturgassen i bruk, Rapport fra LOs og Arbeiderpartiets gassutvalg.
- McFarland J., Herzog H, Reilly J, Jacoby H, 2001: *Economic Modeling of Carbon Capture and Sequestration Technologies*, presented at the First National Conference on Carbon Sequestration, Washington DC.
- Miljø 2001: *Petroleumssektoren i Norge*, Olje- og energidepartementet.
- MILJØSOK, 2000: *Felles miljø-felles satsing*, Sluttrapport MILJØSOK fase 2.
- MultiEnergi AS: *Gasspark Tjeldbergodden*, rapport utarbeidet av Adapt Consulting på oppdrag av MultiEnergi AS
- NGU Rapport, 1998: *Muligheter for undergrunnsdeponering av CO<sub>2</sub> i kystnære områder- en forstudie*.
- Norges forskningsråd/NVE, 2001: *Nye fornybare energikilder*.
- Norsk Hydroforum: Hydrogen – Ren Energi.
- Norsk Hydro, 2002: Norsk Hydros satsing på renseteknologi for gasskraft, Presentasjon for gassteknologiutvalget
- Norsk Hydro ASA, IFE, NTNU, MARINTEK, Vegdirektoratet, Ecotrafic Norge AS, 2001: *Hydrogen and Fuel Cells in Ferryboats*, a feasibility study by "The H<sub>2</sub>-Ferry Project".
- NOU 1998: 11: *Energi- og kraftbalansen mot 2020*, Olje- og energidepartementet. Statens forvaltningstjeneste, Statens trykksakekspedisjon.

- NOU 1999: 9: Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting, Finans- og tolldepartementet. Statens forvaltningstjeneste, Statens trykksakekspedisjon.
- NOU 2000: 1: Et kvotesystem for klimagasser. Virkemiddel for å møte Norges utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen, Miljøverndepartementet. Statens forvaltningstjeneste, Statens trykksakekspedisjon.
- NTNU, 2000/2001: *Fuel Cells in Ship Application - International state-of-the-art - Technological aspects*.
- Ot. prp.nr. 35, 2000-2001: Endringer i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (energilova). Utgiver Olje- og energidepartementet
- Odling N.E, 1996: *Disposal of Carbon Dioxide in Aquifers and Hydrocarbon Reservoirs*, The Nansen Environmental and Remote Sensing Center.
- Oljedirektoratet/Norges vassdrags- og energidirektorat, 1997: Elektrisitet fra land – til olje og gassvirksomheten.
- Quiviger, G. and H. Herzog, 2001: A Case Study from Norway on Gas-Fired Power Plants, Carbon Sequestration, and Politics, presented at the First National Conference on Carbon Sequestration, Washington DC.
- Sean D. Biggs, 2000: Sequestering Carbon from Power Plants: The Jury is still out, MIT.
- Statens forurensings tilsyn, 2000: Reduksjon av klimagassutslipp i Norge, en tiltaksanalyse for 2010, av Janne Solli.
- SINTEF Energiforskning, 1999: Samproduksjon av kraft og varme (kogenerering), Teknisk rapport.
- SINTEF Energiforskning: A review of CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Field Projects.
- SINTEF Energiforskning AS, 2000: Status for gasskraftverk i Norge med CO<sub>2</sub> – fjerning og deponering – teknologi og kostnader.
- SINTEF Energiforskning, 2000: Status for gasskraftverk i Norge med CO<sub>2</sub>-fjerning og deponering – teknologi og kostnader, av Olav Bolland og Erik G.B Lindeberg.
- SINTEF Energiforskning, 2000: Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie, Teknisk rapport.
- SINTEF, 2000: Power generation with CO<sub>2</sub> capture and sequestration - Research and development needs, TR A5269.
- SINTEF Energiforskning, 2000-2001: *Fremtidsrettet energiforskning for Norge. En plattform for norsk energipolitikk*.
- Spencer Management Associates for IEA Renewable Energy Unit (2001): Market Prospects and Strategies to Accelerate the Deployment of Fuel Cells in Distributed Power Generation.
- St.meld. nr. 44, 1994-1995: *Norge som gassnasjon – bruk av naturgass i Norge*, Olje- og energidepartementet
- St.meld. nr. 39, 1999-2000: *Olje- og gassvirksomheten*, Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 37, 2000-2001: *Om vasskrafta og kraftbalansen*, Olje- og energidepartementet
- St.meld. nr. 54, 2000-2001: *Norsk klimapolitikk*, Miljøverndepartementet.
- St.prop. nr. 39, 1994-1995: *Samtykke til ratifikasjon av en konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav*, undertegnet i Paris 22. september 1992, Miljøverndepartementet.

St.prop. nr 87, 2000-2001: *Billighetserstatninger av statskassen*, Justis- og politidepartementet

UK DTI for the IEA Working Party on Fossil Fuels by the IEA Implementing Agreement on Greenhouse Gases R&D, 2000: *Technology Status Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.

U.S Department of Energy, 1999: *Carbon sequestration research and development*, Office of Science, Office of Fossil Energy.

Zweigel P., *Storing CO<sub>2</sub> Underground Shows Promising Results*, SINTEF Petroleumsforskning, Earth in Space, Vol. 13, NOG.

<http://www.ieagreen.org.vk/removal.htm>

[http://www.2.fossil-energy.gov/technique/tl\\_sequestration\\_sel2.shtml](http://www.2.fossil-energy.gov/technique/tl_sequestration_sel2.shtml)

[http://www.fossil.energy.gov/coal\\_power:](http://www.fossil.energy.gov/coal_power/)

<http://www.eren.doe.gov/hydrogen/>

<http://www.ieagreen.org.uk>

[http://www.ieagreen.org.vic/removal.htm:](http://www.ieagreen.org.vic/removal.htm)

[http://www.multienergi.no/tif\\_rapport/rapporttxt.htm](http://www.multienergi.no/tif_rapport/rapporttxt.htm)

[http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon\\_seq/carbon\\_seq01.html](http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/carbon_seq01.html)

<http://www.dep.no/nhd/html/offentligstotte/innhold.html>

## Vedlegg 1

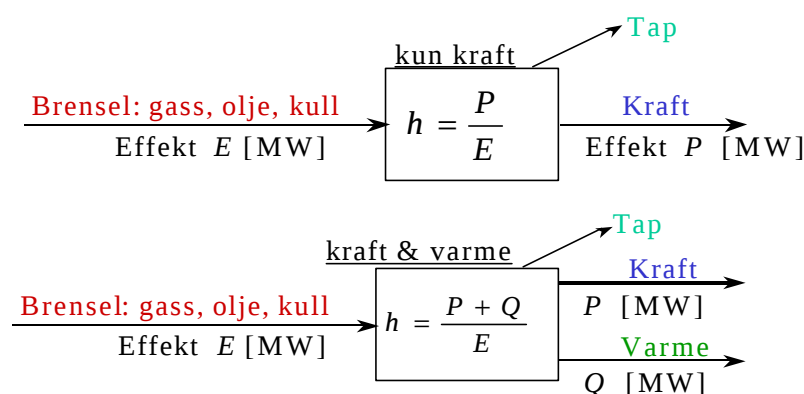
### Begreper og definisjoner

#### Virkningsgrad

Benyttes til å beskrive utnyttelsen av energiinnholdet i en energikilde, ved konvertering til en annen ønsket energiform i en prosess. I et gasskraftverk er naturgass energikilden, mens kraft (elektrisitet) er produktet. Virkningsgrad for kraftproduksjonen, *elvirkningsgraden*, fremkommer ved at kraft (P) divideres på energiinnholdet i naturgassen (E), se figur 6.1. Det benyttes en standardisert metode for å kvantifisere energiinnholdet i brenslers, såkalt brennverdi. På samme måte er det viktig å klarlegge grensesnitt for måling av kraftproduksjonen ut av anlegget. Den energien som ikke konverteres til kraft, vil gå ut av prosessen som et varmetap i form av eksos fra skorstein og kjølevann. Et stort moderne gasskraftverk oppnår en elvirkningsgrad på opptil 58-60%.

En del kraftverk produserer varme som produkt i tillegg til kraft, såkalt samproduksjon av kraft og varme (CHP, kogenerering). Utnyttelsen av energiinnholdet i brenslers i slike anlegg er noe annerledes enn når det kun er kraftproduksjon. Det er vanlig å benytte såkalt *totalvirkningsgrad* (brenselutnyttelse, fuel utilization), hvor summen av kraftproduksjon og produksjon av nyttig varme (P+Q) relateres til brenslers energiinnhold (E), se figur 6.2. Totalvirkningsgraden varierer mye fra anlegg til anlegg, og er i motsetning til virkningsgrad for kraftproduksjonen i stor grad avhengig av driftsmåte på anlegget. Det finnes eksempler på at totalvirkningsgrad på over 90% kan oppnås. Over en lengre periode, for eksempel et år, så vil totalvirkningsgraden typisk ligge mellom 70-80%.

*Årsvirkningsgrad* er virkningsgrad integrert over året.



## **BAT**

"Best available Techniques" Et krav som er fastsatt i EUs IPPC-direktiv om at bedrifter skal anvende beste tilgjengelige teknologi.

## **CH<sub>4</sub>**

Kjemisk formel for metan. En av klimagassene.

## **CO<sub>2</sub>**

Kjemisk formel for karbondioksyd. Grunnlag for plantenes stoffskifte. Frigjøres når plantedeler råtner eller forbrennes, tas opp når planter vokser. Frigjøres også ved forbrenning av olje, kull og gass. CO<sub>2</sub> i atmosfæren bidrar til drivhuseffekt. CO<sub>2</sub> er således en av klimagassene.

## **Drivhuseffekten**

Klimagasser er atmosfæriske gasser som slipper gjennom stråling fra sola, men fanger opp varmestråling ut fra jorda. Dette er den naturlige drivhuseffekten som får den globale gjennomsnittstemperaturen i nederste lag av atmosfæren til å holde seg rundt 15 grader Celsius. Uten en slik atmosfære ville middeltemperaturen ved bakken vært minst 18 grader Celsius. Menneskapte utslipp av klimagasser øker konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren. Det er denne menneskeskapte økningen i konsentrasjonen av klimagasser med temperaturstigning som resultat, som vanligvis kalles "drivhuseffekten".

## **Energibærer**

Fysisk form som energi er bundet i.

## **IPPC-direktivet (Integrated pollution Prevention and Control)**

EU-direktivet om integrert forebyggelse og bekjempelse av forurensning somgjelder de fleste store utslippskilder. Direktivet er inntatt i EØS-avtalen og krever bl.a. at regulering av forurensede utslipp skjer i individuelle tillatelser. Videre krever direktivet at "beste tilgjengelige teknikker" (BAT) slås bruk og at energien skal utnyttes effektivt.

## **Joule**

Enhet for energi.  $1 \text{ J} = 0,2388 \text{ kalorier}$ .  $1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$  (mega Joule – en million Joule).  $\text{GJ}$  (giga Joule – en milliard Joule) =  $1 \times 10^9 \text{ J}$ .

## **Klimagasser**

Klimagasser er atmosfæriske gasser som slipper gjennom stråling fra sola, men fanger opp varmestråling fra jorda. Menneskeskapte utslipp av klimagasser øker konsentrasjonen i atmosfæren utover den naturlige balansen (se "drivhuseffekten"). Det er en rekke gasser som bidrar til denne økningen. Kyotoprotokollen regulerer seks klimagasser: karbondioksid (CO<sub>2</sub>), metan (CH<sub>4</sub>), lystgass (N<sub>2</sub>O), perfluorkarboner (PFK), hydrofluorkarboner (HFK) og svovelheksafluorid (SF<sub>6</sub>).

## **Klimapolitikk**

Politikk som har som formål å begrense globale menneskeskapte utslipp av klimagasser.

**Konkurrenseevne**

Det kan skilles mellom nasjonens konkurrenseevne og bedrifters/næringers konkurrenseevne. Nasjonens konkurrenseevne på lang sikt kan defineres som evnen til å hevde seg i internasjonal konkurranse, gitt at avlønningen av nasjonale innsatsfaktorer skal være høyest mulig og en skal kombinere dette med full sysselsetting. Bedrifters/næringers konkurrenseevne er knyttet til kostnader ved produksjon i vid forstand, og avhenger blant annet av produktivitet i næringen/bedriften, lønnskostnader, energikostnader, skatter, avgifter, subsidier og produktivitets- og kostnadsutviklingen i mer skjærmede deler av norsk næringsliv.

**Kostnadseffektivitet**

Betegner at et (miljø) mål nås til lavest mulige kostnader for samfunnet.

**Kvote**

Rettigheter til å slippe ut et definert antall tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

**Kvoteplikt**

Er den pliken som aktøren i kvotesystemet har til å dokumentere at de er i besittelse av kvoter (utslippssertifikater) tilsvarende de klimagassutslippene de har forårsaket i en avgrenset tidsperiode. Det skilles mellom oppstrøms og nedstrøms kvoteplikt. Oppstrøms kvoteplikt innebærer at kvoteplikten legges høyt oppe i produksjonskjeden, for eksempel hos produsenter eller distributører av de varene som forårsaker utslipp. Nedstrøms kvoteplikt innebærer at kvoteplikten legges nære sluttproduksjon eller forbruk, det vil si på det leddet som forårsaker utslippene.

**Kyotoprotokollen**

Er en protokoll under Klimakonvensjonen. Klimakonvensjonen ble vedtatt i Rio i mai 1992 og er en rammekonvensjon. Kyotoprotokollen utdyper og konkretiserer forpliktelsene i for industrilandene og den ble vedtatt i Kyoto 11. desember 1997.

**Naturgass**

Naturgass blir i denne NOUen brukt synonymt med gass. Der spesielle typer gasser omtales, blir dette nærmere spesifisert. Naturgass er en fellesbetegnelse for hydrokarboner som vesentlig er i gassfase når den utvinnes. Naturgass er en blanding av våtgass og tørrgass, der våtgassen består hovedsakelig av komponentene etan, butan, propan og NGL (nafta), og tørrgassen består hovedsakelig av komponenten metan (CH<sub>4</sub>).

**NO<sub>x</sub>**

Kjemisk formel for forskjellige nitrogenoksider. Dannes ved forbrenning av fossile brennstoff. Er en miljøskadelig gass som kan gi luftveislidelser. NO<sub>x</sub> bidrar videre til dannelse av ozoner nær bakken og til forsurening og skader på materialer.

**Samfunnsøkonomisk effektiv ressursbruk**

Fordeling av samfunnets knappe ressurser som gir den høyeste avkastningen sett fra samfunnets side.

**Samfunnsøkonomiske kostnader**

De bedriftsøkonomiske kostnadene, korrigert for verdien av produksjonens positive eller negative (eksterne) effekter på forhold som bedriftene ikke tar hensyn til i sine kostnadsvurderinger. Tilsvarende gjelder også for en persons konsumbeslutninger. Da brukes ofte begrepet privatøkonomiske kostnader. Se lønnsomhet og indirekte virkninger.

**SFT**

Statens forurensingstilsyn.

**Sm<sup>3</sup>**

Standard kubikkmeter. Nm<sup>3</sup> = normal kubikkmeter.

**nmVOC**

Flyktige organiske komponenter som fordamper fra blant annet råolje. De ulike elementene i nmVOC-begrepet har ulike miljøimplikasjoner. VOC er flyktige organiske forbindelser, nmVOC er flyktige organiske forbindelser uten metan.

## Vedlegg 2

### Svar på spørsmål fra utvalget

#### SPØRSMÅL FRA UTVALGET

- 1. Hva kan bidra til å redusere kostnadsgapet (angitt i kr per tonn CO<sub>2</sub> og øre per kWh) mellom konvensjonell gasskraftproduksjon på land og offshore og ny miljøvennlig gasskraftproduksjon, hvor tiltakskostnad for rensing og deponering av CO<sub>2</sub> er inkludert?**
  - i. Hvor langt kan den teknologiske utviklingen knyttet til miljøvennlig gasskraftproduksjon bringe oss videre, og innenfor hvilken tidshorisont?
  - ii. Er det samfunnsøkonomiske eller teknologisk interessant å anbefale bygging av et konvensjonelt gasskraftanlegg i dag, for så i etterkant å evt. utvide det til et CO<sub>2</sub>-fritt anlegg?
  - iii. Finnes det nye, CO<sub>2</sub>-frie og lovende konsepter for gasskraftproduksjon som bør anbefales i en evt. større satsing på FOU i Norge, både med hensyn til lokalisering både på land og på norsk kontinentalsokkel?
  - iv. Innenfor hvilke sektorer kan den teknologiske utviklingen knyttet til miljøvennlig bruk av naturgass gi substansielle reduksjoner i norske CO<sub>2</sub>-utslipp?
- 2. Hvordan kan FOU stimulere til utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge?**
  - i. Hva er hovedbarrierene i dag for å realisere ny, miljøvennlig gasskraftproduksjon, og hvordan kan FOU stimulere til å overkomme disse barrierene? Hvor langt kan evt. økt satsing på FOU bringe oss videre mot kommersialisering og introduksjon?
  - ii. Gitt betydelige offentlige midler, hvilke tema bør prioriteres i en evt. fremtidig satsing på FOU, og hvordan bør den organiseres for å stimulere til økt kommersiell aktivitet?
  - iii. På et mer generelt grunnlag, hva mener du skal til for å stimulere til økt kommersiell aktivitet på dette teknologiområdet?
- 3. Er det realistisk å få etablert et marked for CO<sub>2</sub> som trykkstøtte på norsk kontinentalsokkel?**
  - i. Hvilke hovedforutsetninger og rammebetingelser må i så fall på plass?
  - ii. Foreligger det tilstrekkelig dokumentasjon for å ta en beslutning om deponering av CO<sub>2</sub>, evt. bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte til økt oljeutvinning?
  - iii. Vil behovet for infrastruktur være en hovedbarriere for stortilt deponering av CO<sub>2</sub>, evt. salt av CO<sub>2</sub> til trykksøtte på norsk kontinentalsokkel? Hva med flytende CO<sub>2</sub> og løsninger v.h.a skip for dette?
  - iv. Er de juridiske problemstillingene tilstrekkelig avklart?

- v. Foreligger det akseptable kontroll- og verifiseringsmetoder for hvordan deponert CO<sub>2</sub> oppfører seg over land tid? Er teknologien på dette feltet tilstrekkelig utviklet?
  - vi. Er det andre "flaskehalser" mot økt bruk av CO<sub>2</sub>-deponering/trykkstøtte offshore?
- 4. Hvilke andre anvendelsesområder for naturgass enn kraftgenerering bør det legges opp til i Norge?**
- i. Hva skal til for å få de ulike anvendelsene mer miljøvennlig?
  - ii. I hvilke grad vil tilgjengelighet av gass være begrensede for ulike anvendelser?
  - iii. Hvordan kan vi få til synergier mellom flere løsninger (for eksempel gasskraft og industrielle anvendelser) på kort og lang sikt?
- 5. Bør Norge satse på å bli en hovedaktør i utviklingen av hydrogen som fremtidens energibærer?**
- i. På hvilke områder er det fornuftig å ta i bruk hydrogen først?
  - ii. Bør Norge satse på å bli en (internasjonal) hovedleverandør av hydrogen fra naturgass?
  - iii. Gitt at hydrogen får gjennomslag som energibærer internasjonalt, hvordan bør Norge posisjonere seg på en best mulig måte?
  - iv. Kan det være fornuftig for Norge å "hoppe" over gass i transportsektoren (unntatt for skipsfart), og satse på direkte bruk av hydrogen i stedet?

## **Innspill til Gassteknologiutvalget fra Norges Naturvernforbund:**

Generelle kommentarer:

Norges Naturvernforbund mener at hovedutfordringen i norsk energiforsyning er å effektivisere energiutnyttelsen for å redusere effektopper og energiforbruk. Det er nok kraft i det europeiske markedet Norge er en del av. Flaskehalser i overføringen av kraft gjør at det oppstår effektproblemer når forbruket er høyest. Tiltak på forbrukersiden er miljømessig og samfunnsøkonomisk langt bedre enn å øke tilgang på strøm for å løse effektproblemene. Slike tiltak demper samtidig etterspørselen etter energi. I tillegg til å effektivisere energibruken ved energisparetiltak og effektstyring, bør vannbåren varme basert på fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper stimuleres.

En infrastruktur for gass vil virke hemmende på utviklingen av mer miljøvennlige energikilder- og teknologier, føre til økte utslipp av klimagasser og legge føringer for valg av energikilde i flere tiår framover. Naturvernforbundet går derfor mot å bruke offentlige midler til å bygge rørledninger for fossil energi.

### **Norsk sjøforsyning av kraft?**

I et normalår vil den norske elkraftproduksjonen være mindre enn elforbruket innenlands. Forskingen ved CICERO indikerer riktignok at NVEs beregninger av produksjon i et normalår undervurderer at klimaendringene kan gi mer nedbør.

I et internasjonalt kraftmarked er det ikke nødvendig at hvert land har balanse mellom forbruk og produksjon. Men i en vurdering av ressursbruken ved norsk gass til innlandskraftproduksjon må en også ta hensyn til at Norge eksporterer store mengder gass som går til elkraft og varme i andre land. Det har lite å si for energiutnyttelsen av gassen, og for utslippene, hvor gasskraftverk ligger innenfor et felles marked. Norges Naturvernforbund er av den oppfatning at Norge bør begrense sitt forbruk slik at vi ikke må basere oss på nettimport av kraft. De miljøvennlige løsningen ligger på forbrukssiden.

Det er fortsatt mange ubrukte muligheter for å effektivisere bruken av den elektrisiteten vi allerede har. Over en tredjedel av el-forbruken brukes til oppvarmingsformål. Dette forbruket kan i stor grad erstattes av varmeenergi, enten desentralisert eller i et fjernvarmesystem. Bruk av bioenergi, varmepumper og spillvarme er alternativer som kan redusere behovet for høyverdig elektrisitet til oppvarming. Mulighetene er betydelige og miljøkonsekvensene små.

Det følger av dette at det ikke er behov for å bygge ut mer kraft, verken gasskraft eller mer vannkraft. Å bygge såkalt CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk er særdeles dyr måte å møte energiutfordringen på. De lar seg ikke realisere uten betydelige subsidier fra staten. Sparetiltak og vannbåren varme ville kunne framskaffe like mye energi for en rimeligere penge, og miljøgevinsten ville bli langt større.

### **Innenlandsbruk av gass – klimagassutslipp uten sidestykke**

Norske selskaper planlegger å bruke rundt 6,5 milliarder kroner på å tilrettelegge for innenlandsk bruk av gass. En del av prosjektene er avhengig av statlig støtte. Det er skissert at 10 prosent av gassen som utvinnes skal brukes innenlands. Det vil medføre et utslipp på 23 mill. tonn CO<sub>2</sub> (Natur og Ungdom Bulletin nr. 16, 2001). Dette kan ikke oppveies av reduserte utslipp fra oljefyring. Oljefyrings-utslippene sto for ca. 7 mill. tonn CO<sub>2</sub> i 2000.

Naturvernforbundet mener at det i enkelte tilfeller, som i industrielle prosesser, kan være fornuftig å bruke gass. Men dette behovet kan dekkes ved å frakte gassen på tank, framfor å investeres milliarder i gassrørledninger.

Naturvernforbundet vil i stedet bygge ut nær- og fjernvarmenettet basert på varmepumper, bioenergi eller spillvarme. Dersom man bygger et gassnett til husholdninger, og åpner for offentlige investeringer i infrastruktur til gass, vil ingen bygge konkurrerende fjernvarme. Man må ta et valg: Skal vi satse på vannbåren varme basert på fornybar energi eller skal vi bygge en infrastruktur for fossil energi? Satser man på fjernvarme legger man til rette for bruk av alle de fornybare energikildene.

Naturvernforbundet mener at det ikke må bygges rørledninger for bruk av gass som energikilde i Norge.

### **Spørsmålene fra gassteknologiutvalget**

Av den generelle innledningen går det fram at Norges Naturvernforbund mener det er prinsipielt feil å satse store midler på å utvikle denne typen teknologi i forhold til de mer presserende problemene som kraftsektoren står overfor med å redusere effektopper på kort sikt og energiforbruket på lenger sikt. Det er også en rekke andre problemer knyttet til utviklingen av CO<sub>2</sub>-deponerende gasskraftverk:

- Bygging av gasskraftverk bidrar til å opprettholde el-avhengigheten og vil gjøre kraftsystemet mer sårbart i krisesituasjoner.
- Utviklingen internasjonalt går mot stadig mindre produksjonsenheter og tiltak på forbrukssiden. Gasskraftverk representerer det motsatte.
- Klimagassutslippene fra aktivitetene på sokkelen må reduseres, men elektrifisering fra land er ikke alltid det miljømessig beste.
- Det er store energitap ved skille ut og deponere CO<sub>2</sub> (20-30%) og ved transport i overføringssystemet.
- Grunnleggende usikkerhet om CO<sub>2</sub> blir værende i formasjonene i havbunnen. Lagring i frie havmasser er etter dagens kunnskap ingen forsvarlig løsning.
- Det finnes mange uavklarte juridiske problemstillinger i forhold til norsk lovgivning og internasjonale konvensjoner om den CO<sub>2</sub>en som skal deponeres representerer forurensing eller ikke.
- Rammebetingelsene for nye fornybare varmeenergikilder må som et minstekrav sidestilles med CO<sub>2</sub>-frie gasskraftverk både i utviklings- og driftsfasen.
- Miljøgevinster ved å gi bare en brøkdel av den planlagte gasskraftstøtten til tiltak på forbrukersiden vil bli formidable.

*iv. Innenfor hvilke sektorer kan den teknologiske utvikling knyttet til miljøvennlig bruk av naturgass gi substansielle reduksjoner i norske CO<sub>2</sub> –utslipp?*

Det er vanskelig å se at utvikling av såkalt miljøvennlig bruk av naturgass, her definert som deponering av CO<sub>2</sub>, kan bidra til netto reduksjoner av CO<sub>2</sub>-utslippene hvis en samtidig gjennomfører en storstilet utbygging av rørledninger for fossilgass, subsidiert med offentlige midler. Dette vil i så fall medføre en voldsom økning i utslipp av CO<sub>2</sub> fra en rekke små punkt utslipp som ikke egner seg for utskilling og deponering av CO<sub>2</sub>. Totalvirkningen kan derfor bli en massiv økning av CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge, selv om en bygger et eller flere CO<sub>2</sub>-deponerende gasskraftverk.

***2. Hvordan kan FOU stimulere til utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge?***

FOU kan bidra gjennom forskning på bruk av gass til ferjer og kjøretøyer med sikte på å redusere partikkelforurensing, NO<sub>x</sub> og andre utslipp som representerer en helsefare for befolkningen i tettbygde strøk. Dette vil neppe gi særlige gevinster mht. CO<sub>2</sub>-utslipp sammenliknet med bensin og diesel som drivstoff, men det vil i hvert fall kunne bidra til å redusere helseplager for befolkningen.

***3. Er det realistis å få etablert et marked for CO<sub>2</sub> som trykkstøtte på norsk kontinentalsokkel?***

Dette spørsmålet har vi ingen spesielle forutsetninger for å besvare.

***4. Hvilke andre anvendelsesområder for naturgass enn kraftgenerering bør det legges opp til i Norge?***

Gass som kjemisk råstoff, og som råstoff for proteinproduksjon er sannsynligvis den mest ressursvennlige måten å anvende gass på i Norge ved siden av økt bruk i ferjer og kjøretøyer.

***5. Bør Norge satse på å bli en hovedaktør i utviklingen av hydrogen som fremtidens energibærer?***

Hvis en velger å satse på hydrogen som energibærer bør en i så fall satse på den eneste bærekraftige løsningen, nemlig spalting av vann ved hjelp av strøm fra fornybare energikilder.

Med vennlig hilsen  
Norges Naturvernforbund

Erik Solheim  
leder

## **Innspill til Gassteknologiutvalget fra Statoil**

Dette notatet er basert på Statoils muntlige og skriftlige innspill til Gassteknologiutvalget i dets møte i Trondheim den 17. januar, 2002.

Hovedpoenger fra den muntlige presentasjonen i Gassteknologiutvalgets møte 17.01.02 (presentert ved Statoils direktør Auke Lont):

1. Statoil driver teknologiutvikling innen gasskraft langs akse: konvensjonell-pilot-storskala. Veivalg og beslutninger gjøres på et forretningsmessig grunnlag. .
2. Kyoto bør være en viktig ramme for myndighetene og selskapene når det gjelder teknologiutvikling
3. Dersom myndighetene ønsker å støtte utvikling av bruk av gass og gassteknologi i Norge er det mest effektivt å støtte utvikling av infrastruktur som bringer gassen nærmere industrien fremfor å støtte teknologiutvikling (for eksempel gassrør til Grenland)
4. Etablering av et generelt NOx kvote system vil være et effektivt virkemiddel for å åpne et nytt segment for gass i Norge (ferjer, supplybåter, andre skip)

*En del generelle momenter om hva som kan bidra til reduksjon av kostnadsgapet mot CO2-fri gasskraft;*

- Det å bringe leverandørindustrien tungt inn i utviklingen av CO2-teknologier er viktig, men vanskelig. Det å bygge, demonstrere og drive anlegg er det som over tid har vist seg å være det mest virkningsfulle for å stimulere til kostnadsreducerende forskning og teknologiutvikling.
- Om lag 2/3 av kostnadene ved CO2-håndtering stammer fra CO2-fangst, -tørking og komprimering
- CO2-fangst og CO2-mellomlagring/skipning er de mest umodne områdene mens CO2-tørking, -kompresjon og rørledningstransport er mest modne
- Undergrunnsinjeksjon har sin egen usikkerhet, bla. i det vide spekter av geologiske forhold, Londonkonvensjonen o.a.

*Statoils svar på Gassteknologiutvalgets skriftlige spørsmål:*

Til møtet mellom Gassteknologiutvalget og Statoil den 17.01.02 var det fra utvalgets side utarbeidet en rekke detaljerte spørsmål som var overlevert skriftlig. Nedenfor er Statoils svar på disse spørsmålene som er gjengitt i forkortet form i uthevet skrift (hovedspørsmål) og i kursiv (underspørsmål).

**Til spørsmål 1: Hva kan redusere kostnadsgapet mot CO2-fri gasskraft?**

- i. *Hva teknologi kan bidra med?* Teknologisk utvikling kan kanskje redusere investerings- og driftskostnader med 30%.
- ii. *Konvensjonell gasskraft først, deretter utvide til CO<sub>2</sub>-fritt?* Dette er teknisk mulig for teknologier som fjerner CO<sub>2</sub> fra eksosgasser, muligens også for hydrogenfyrte anlegg
- iii. *Finnes nye, lovende konsepter for FoU-satsing?* For offshore anlegg er Statoil, etter mange studier, skeptisk at CO<sub>2</sub>-fjerning fra eksosgasser er en farbar vei og vi ser ikke noen konsepter som vil endre på dette i det nærmeste tiåret. For anlegg på land har Statoil selv over en årrekke kartlagt konsepter for CO<sub>2</sub>-fjerning og bearbeidet dem til ulike studie- og testnivåer. I industrisamarbeidet i "CO<sub>2</sub> Capture project" (CCP) er det kartlagt mange interessante konsepter, de fleste med en relativt lang tidshorisont og derfor også vanskelig kvantifiserbar mht. hvor mye de kan bidra til kostnadsreduksjon. Svaret på spørsmålet må bli at det finnes interessante konsepter og nye kommer stadig til. Ingen peker seg imidlertid i dag klart ut som et ledende gjennombruddskonsept.
- iv. *Starte i storskala (1200 MW) eller mer gradvis oppgradering?* Statoil mener at det bør startes med ett til to demonstrasjonsanlegg i 20-40 MW klassen. Dvs. ca. 1/10 av en fullskala gasskraftverkblokk. Oppfattningen er at de teknologier som kan kjøpes i dag har for mange ulemper (genererer spesialavfall, utslipp til luft og vann o.a.) til at det bør satses på umodifiserte utgaver av disse. Et viktig moment bør også være å gi norsk leverandørindustri muligheten til å kvalifisere seg gjennom utprøving i 20-40 MW skala.
- v. *I hvilke sektorer kan miljøvennlig bruk av naturgass gi substansiell reduksjon i norske CO<sub>2</sub>-utslipp?* Det viktigste i den første Kyotoperioden vil være CO<sub>2</sub>-fjerning og –undergrunnslagring (eller for økt oljeutvinning eller industriell anvendelse) fra naturgass fra feltene Sleipner, Snøhvit, Åsgard, Kristin og eventuelle andre høy-CO<sub>2</sub> felter på norsk sokkel. Sleipner alene injiserer i dag en mengde tilsvarende 2,5% av norske CO<sub>2</sub>-utslipp. Elektrifisering av plattformer i Nordsjøen er en mulig viktig strategi. Statoil som operatør og partnerne på Troll besluttet i fjor å forsyne ikke bare den nåværende plattformen, men også de fremtidige kompresjonstogene på Trollplattformen fra land. Statoil er stadig på utkikk etter nye muligheter til å videreføre en slik strategi som bærer i seg betydelige muligheter for CO<sub>2</sub>-reduksjon. CO<sub>2</sub>-fri gasskraft kan også bidra substansielt, men det må skje på en slik måte at konkurransekraften ikke svekkes i et EU-åpent kraftmarked. I en litt fjernere fremtid kan også produksjon og eksport av hydrogen (laget fra naturgass med CO<sub>2</sub>-fjerning) være en mulighet. I tillegg vil CO<sub>2</sub>-utslipp kunne reduseres gjennom bruk av naturgass mer generelt i Norge. Dette er dekket under spørsmål 4.

## **Til spørsmål 2: Hvordan kan FoU stimulere til utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye og miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge?**

Kommentar: Hovedbarrierene for noen form av bruk av naturgass i Norge har så langt vært de lave kraftprisene i kombinasjon med spredt befolkningsgrunnlag og et uvennlig terreng for rørdistribusjon av naturgass. Dette har vært hovedbarrierene for en mer normal utvikling av Norge som en mangfoldig bruker av naturgass i mange typer næringer og i husholdninger.

På den annen side har fraværet av avgifter på LPG og naturgass spilt en avgjørende rolle for den distribusjon og bruk som faktisk finnes allerede. Introduksjon av et høyt avgiftsnivå i Sverige har for eksempel ført til at naturgassbruken der har stagnert på et beskjedent nivå.

- i. *Hva er hovedbarrierene for CO<sub>2</sub>-fri gassanvendelse?* I utgangspunktet vil det alltid være vesentlig billigere å slippe CO<sub>2</sub> ut i luften enn å fange den og injisere i undergrunnen. Når CO<sub>2</sub>-avgifter eller –kvotehandel kommer inn blir bildet noe endret, men det blir fortsatt billigere å slippe CO<sub>2</sub> til atmosfæren. Unntak kan finnes der hvor CO<sub>2</sub>-avgift/kvotekostnad er høy og CO<sub>2</sub> må fanges av andre grunner. For eksempel CO<sub>2</sub>-fjerning fra naturgass (Sleipner), fra ammoniakkfabrikker og visse typer petrokjemisk industri. Et generelt bilde er at lavere CO<sub>2</sub>-konsentrasjon og lavt trykk gir vesentlig økt kostnad for CO<sub>2</sub>-fangst. Det å fjerne CO<sub>2</sub> fra et gasskraftverk ved atmosfæretrykk og 3,8 volum% CO<sub>2</sub> er derfor mer kostbart enn å fjerne fra kullkraft med 12% eller fra naturgass ved 100 bar trykk og 9% CO<sub>2</sub>. Økonomi er med andre ord hovedbarrieren. Kostnaden ved CO<sub>2</sub>-utslipp til atmosfæren forventes å øke, for eksempel under et Kyoto II regime. Dette sammen med forskning og utvikling som reduserer kostnadene samt muligheten for å ta CO<sub>2</sub> i lønnsom bruk i stor skala til økt oljeutvinning vil etter hvert kunne få regnestykket til å gå opp. I dag er ikke dette tilfelle.
- ii. *Temaer som bør støttes av offentlig FoU? Organisering av FoU?* Fokus bør fortsatt være på CO<sub>2</sub>-fangst og selve undergrunnslagringen, men det anbefales en dreining over mot CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning samt skipstransport og mellomlagring av CO<sub>2</sub>. Samfunnsmessige aspekter av denne type teknologianvendelse i Norge, men også i et videre markedsperspektiv for Norge som olje- og gassnasjon bør bli en integrert del av helheten. Mht. organisering har Klimatek, med sitt lave byråkratinivå og kontinuerlige behandling av innspill vært en suksess og bør fortsette på en slik måte. Ved tyngre demonstrasjonsprosjekter er det naturlig at industrien har en direkte rolle i planlegging, bygging og utprøving.
- iii. *Hva skal til for å stimulere til økt kommersiell aktivitet på teknologiområdet?* Den virkelige stimulansen kommer gjennom at leverandørindustrien får inntrykk av at det innen rimelig tid blir et betydelig marked for slike teknologier.

### **Til spørsmål 3: Hvor realistisk er det å få til CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning (IOR) på norsk sokkel?**

- i. *Hvilke hovedforutsetninger og rammebetingelser må være på plass?* I dag benyttes hovedsakelig naturgass- og vanninjeksjon for trykkstøtte for å få mer olje ut av reservoarene på norsk sokkel. CO<sub>2</sub> må demonstreres å være velegnet som medium for økt oljeutvinning på norsk sokkel. Betalingsevnen for CO<sub>2</sub> levert feltet for IOR er begrenset. Flere gunstige faktorer må komme sammen for å få til et CO<sub>2</sub>-IOR prosjekt. Bruk av CO<sub>2</sub> for IOR har til nå ikke skjedd på noen lands sektor i Nordsjøen. I Nord-Amerika benyttes imidlertid en mengde tilsvarende Norges årlige CO<sub>2</sub>-utslipp for IOR i en del områder. Hovedmengden av dette er CO<sub>2</sub> fra naturlig forekommende CO<sub>2</sub>-reservoarer

supplert med noe fra naturgassraffinering og petrokjemisk industri. I Nord-Amerika krysser en CO<sub>2</sub>-rørledning grensen mellom USA og Canada, en påminnelse om at samarbeid på tvers av for eksempel UK og norsk sektor bør kunne bli mulig også i Nordsjøen.

- ii. *Finnes det nok dokumentasjon for lagring av CO<sub>2</sub>, eventuelt CO<sub>2</sub> for IOR?* For ren undergrunnslagring (uten IOR) er Sleipner det til nå best dokumenterte feltet. Gjennom det 40 MNOK, Statoil-ledede SACS-prosjektet (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage) har vitenskapsfolk fra Norge, EU, USA og Japan siden 1999 kunnet yte bidrag til studiet av oppførselen til den injiserte CO<sub>2</sub> i Sleipner. SACS har for egen regning skutt seismikk i 2000 og igjen sommeren 2002. Det planlegges en videreføring av SACS-prosjektet i årene som kommer, men nå supplert med studier av lokaliserte steder for CO<sub>2</sub>-injeksjon i Danmark, Tyskland og Wales. SACS har også etablert en samarbeidsrelasjon med prosjektet som driver CO<sub>2</sub>-IOR i det kanadiske Weyburn-feltet.
- iii. *Er mangel på CO<sub>2</sub>-infrastruktur en hovedbarriere?* Rørledninger og kompressorer for (vann-)tørket CO<sub>2</sub> er uproblematisk og bygger bare på kjent teknologi. På samme måte som for naturgass er imidlertid kombinasjonen av volum og distanse problematisk i mange sammenhenger. Spesielt vil dette gjelde en oppstartfase hvor alt må bygges fra grunnen, avstander kan være lange og CO<sub>2</sub>-volumene begrenset. Statoil har innsett dette som en kjerneproblemstilling og har startet et studiearbeid rettet mot bruk av skip (inkl. mellomlagring av CO<sub>2</sub> i fjellkaverner). Hensikten er å løse opp i avstand/volum bindingene slik at CO<sub>2</sub>-prosjekter lettere lar seg realisere. Vi tror dette kan bli en viktig, norskbasert teknologi for fremtiden.
- iv. *Finnes det juridiske problemer knyttet til CO<sub>2</sub>-lagring?* På land vil nasjonal lovgivning regulere CO<sub>2</sub>-lagring. I Norge vil vi neppe finne egnede lagersteder på land, men mange andre land vil måtte vurdere dette. På norsk sokkel gjelder også nasjonal lovgivning, men det kan være behov for å vurdere om den er fullt ut dekkende for eksempel i et tilfelle hvor CO<sub>2</sub> ønskes injisert på steder hvor det aldri har vært olje- eller gassaktivitet. Dessuten er Norge signaturland i Londonkonvensjonen og Oskar som har beskyttelse av havmiljøet som sine oppgaver. Greenpeace har hevdet at norges injeksjon av CO<sub>2</sub> i Utsira formasjonen er et brudd på Londonkonvensjonen og at CO<sub>2</sub> er å betrakte som "industrial waste" i kommisjonens mening av dette uttrykket. Norske myndigheter og Statoil deler ikke dette synspunktet, men det er behov for at saken tas opp i disse konvensjonene på hensiktsmessige måter. CCP-prosjektet har fått utarbeidet en betenkning hos Fridtjof Nansen Instituttet (FNI) rundt denne problemstillingen.
- v. *Finnes det akseptable kontroll- og verifikasjonsmetoder?* I mange land finnes det regler for etablering av naturgasslagre, injeksjon av kjemisk avfall i geologiske formasjoner med mer. Det finnes også en del industristandarder for slik undergrunnslagring. Tilpassninger av slike regler eller standarder til CO<sub>2</sub>-lagring bør kunne være overkommelig. For sokkelvirksomhet vil trolig SACS prosjektet bidra mye til å sette en standard. Et av prosjektets mål er å foreslå en "beste praksis" for CO<sub>2</sub>-lagring.
- vi. *Andre flaskehalser for CO<sub>2</sub>-IOR offshore?* I Norge har svært mye naturgass vært benyttet som trykkstøtte for oljeproduksjonen. Denne naturgassen er tenkt produsert for eksport på slutten av disse feltenes levetid. Operatørene er

bekymret for at CO<sub>2</sub>-IOR vil forurensse denne gassen og medføre kostbar CO<sub>2</sub>-fjerning før den kan selges ut på markedet.

#### **Til spørsmål 4: Hvilke andre anvendelsesområder for naturgass bør det legges opp til i Norge?**

Naturgass har et fantastisk stort spenn av anvendelsesområder, men ikke alle er like interessante i Norge. Til gjengjeld er det visse områder av naturgassanvendelse hvor Norge kan komme til å bli ledende, for eksempel som drivstoff i maritim sektor, for fremstilling av bioprotein o.a.

*Nedenfor er listet noen av de mer aktuelle bruksområder i Norge:*

- For oppvarmingsformål og dampgenerering i industri og servicenæringene
- Til direkte tørking i næringsmiddelindustrien
- For holdeovner og øser i lettmetall industrien
- For produksjon av bioprotein
- For motordrift i ferger, supplybåter, kystfartøyer og skip
- For motordrift i flåtekjøretøyer (busser, drosjer, budbiler), lastebiler i fast rute med mer
- Til spesialiserte prosesser i fiskemelindustri, fiskeolje, IR-tørking i papirproduksjon, avising av fly, metallbearbeidende industri
- Til små og mellomskala kraft/varme produksjon i industri og servicenæring
- Til erstatning av kull i Leka- og sementproduksjon
- Til direkteproduksjon av jernkarbid
- Til petrokjemisk industri, for eksempel metanolproduksjon eller industri av tilsvarende type som er bygget opp i Grenland
- Osv.

*Hva skal til for å gjøre de ulike anvendelsene miljøvennlige?*

I de nevnte anvendelsene vil naturgass nesten uten unntak komme til erstatning for olje eller kull og uten videre lede til noe mindre CO<sub>2</sub>, men først og fremst til mindre belastning av de lokale miljøene med partikler, NO<sub>x</sub>, uforbrente hydrokarboner, tungmetaller og tilsvarende. Overgang til naturgass vil derfor i seg selv være et vesentlig miljøtiltak. I denne forbindelse er Norges forpliktelser mht. NO<sub>x</sub>-reduksjon som signaturstat av Gøteborgprotokollen særlig viktig. Statoil og myndighetene inngikk i 2001 en avtale om at to supplyskip skulle bygges for LNG-drift. Statoil betaler de ekstra kostnadene mot å få tilgang på NO<sub>x</sub>-”kvoter” tilsvarende den mengden som reduseres ved LNG-drift istedenfor vanlig skipsbrensel. Etableringen av et system for kvotehandling med NO<sub>x</sub> vil kunne bli en viktig pådriver for anvendelse av LNG i maritim sektor.

*Hvor viktig er tilgjengeligheten av naturgass for ulike anvendelser?*

De listede naturgassbrukerne (for eksempel i transportsektoren) er nesten alle spredt over hele landet.

- Distribusjon av naturgass er derfor et helt sentralt tema
- For noen områder vil gassdistribusjon gjennom rørledninger være riktig
- For mange andre områder vil distribusjon av nedkjølt, flytende naturgass (LNG) fraktet på skip og tankbil kunne være løsningen. For den direkte produksjonen av

LNG er storskala produksjon slik som den som er planlagt på Melkøya vesentlig mer kostnadseffektiv enn produksjon i mindre skala.

- Det er dessuten enkelte gasskunder som må ha LNG (ikke CNG), for eksempel i maritim sektor

#### *Hvordan få synergier mellom flere anvendelser?*

Utbygging av gasskraft vil muliggjøre utnyttelse av varme i form av varmtvann eller damp i nærliggende industrianlegg, fiskeoppdrettsanlegg med mer.

Spesielt viktig er det at distribusjonsinfrastruktur for naturgass (rør, LNG) bygget for en større hovedforbruker vil kunne bringe naturgass frem til andre og mindre brukere langs ruten.

Naturgass levert til en bruker i en industriklynge vil erfaringsmessig raskt føre til gassanvendelser i nabobedriften. Det er på langt nær alltid mulig å kartlegge hvor slike synergier oppstår før gassen er på plass.

Å bringe gass til Grenlandsområdet vil være det enkelttiltaket som kan utløse den største økningen av bruk av naturgass i Norge.

#### **Til spørsmål 5: Bør Norge bli en hovedaktør i utviklingen av hydrogen som energibærer?**

##### *På hvilke områder kan hydrogen først komme?*

Hydrogen har allerede kommet i den forstand at H<sub>2</sub> er en nødvendig råvare i flere viktige industriprosesser. I Norge kan vi tenke på ammoniakkfabrikken på Herøya og metanolfabrikken på Tjeldbergodden. Som direkte energibærer er hydrogen imidlertid så å si fraværende fra energimarkedet etter at bygassen ble faset ut i de fleste land etter 2. verdenskrig (bygassen var en blanding av CO og H<sub>2</sub>).

Den fremtidige bruken av hydrogen kan knyttes til tre hovedområder:

- i. Hydrogen til direkte oppvarming av boliger og næringsbygg
- ii. Hydrogen til brensel i gasturbiner og forbrenningsmotorer
- iii. Hydrogen som brensel i brenselceller (stasjonære og i kjøretøyer)

I de to første bruksområdene har hydrogen i dag ingen teknologiske fortrinn. Dersom brenselceller får et gjennombrudd vil hydrogen få et teknologisk fortrinn innen visse deler av energimarkedet.

I dag er det mest fokus på hydrogen i kombinasjon med brenselceller i biler og busser. Resultatet er at vi på dette området blir svært sårbare for hvilke valg bil- og motorfabrikanter gjør i de nærmeste årene. Økonomi har til nå vært underordnet, men blir svært viktig når serieproduksjon står på dagsordenen. Vi gjør oppmerksom på at det enda kan ta et tiår før brenselcellebiler blir tilgjengelig for allmennheten til en konkurransedyktig pris.

Stasjonær kraft/varme basert på brenselceller kan komme. Brenslet til disse vil trolig i liten grad være direkte hydrogengass tilført utenfra. I den første fasen vil trolig brenslet være naturgass, propan, metanol eller tilsvarende som reformeres på stedet. Markedsinntreden for stasjonære brenselceller er avhengig av fremskrittene som gjøres i bilindustrien.

Hydrogenfyrt gasskraft er én blant flere muligheter for å lage CO<sub>2</sub>-fri kraft fra naturgass. Dette er en internasjonalt sett lite påaktet mulighet for introduksjon av hydrogen, men med et visst fokus i Norge.

##### *Bør Norge satse på å bli en internasjonal hovedleverandør av hydrogen?*

Norge som olje- og gassnasjon kan tenkes å posisjonere seg mot energimarkedene som en fremtidig storleverandør av hydrogen kombinert med lagring av den utskilte CO<sub>2</sub>. Transport av hydrogen kan skje gjennom rørledninger til Kontinentet eller også i prinsippet nedkjølt til -253°C i skip.

Dette er en "visjon" som kan passe for Norge som et langsiktig mål, men i mangel av et hydrogenenergi marked vil veien dit i mange år måtte gå gjennom små- og mellomskala tiltak av mer jordnær natur.

Så lenge det fortsatt brukes kull i store mengder i Europa er det viktigere for klimaet og bedre økonomi i å erstatte kullene med naturgass enn å forsere en storskala hydrogenvisjon.

*Hvis H<sub>2</sub>-energi får et internasjonalt gjennombrudd, hvordan bør Norge posisjonere seg?*

Det er et viktig poeng å kjenne på den internasjonale pulsen kontinuerlig. Deltakelse i internasjonal forskning og utvikling er en meget effektiv - og kostnadseffektiv - måte å følge med i det som foregår. For å komme i direkte kontakt med sentrale industriaktører kan en etablere seg i allianser, i felles industriprosjekter eller som spiss innen en nisje.

*Hoppe over naturgassen og gå direkte til hydrogen i transportsektoren?*

Mange pådrivere for hydrogenenergi ønsker en direkte overgang fra dagens energibærere til hydrogen i transportsektoren. Statoil mener at dette ikke er i samsvar med den utviklingen som foregår internasjonalt hvor det også for brenselcellebaserte kjøretøyer testes ut ulike brenslers, bla. metanol. Flere drivstoffleverandører (også Statoil) og bilfabrikanter gjorde seg erfaringer med å forsøke å hoppe over en teknologigenerasjon under forsøksdrift av biler på metanol for om lag 15 år siden. Teknologien var da ikke tilstrekkelig god til å tilfredsstille kundenes krav. Et av problemene er at Norge ikke har egne leverandører av kjøretøyer, motorer eller brenselceller for busser/biler. Vi er med andre ord ganske avhengig av takten i utviklingen internasjonalt.

Statoil ønsker å bidra til en strategi som kan kalles "naturgass som broen til hydrogen" i transportsektoren. I dette legger vi at det er et betydelig antall teknologier med likhetstrekk mellom de to drivstoffene naturgass og hydrogen. Her kan nevnes at naturgass – CH<sub>4</sub> – består for det meste av hydrogen, at de begge er gasser, at de begge kan enten transporteres i rørledninger eller transporteres nedkjølt som LNG henholdsvis LH<sub>2</sub>, at lagring under trykk på trykkflasker i busser eller biler er svært lik osv.

Metanol kan på kort sikt utgjøre en nisje i energimarkedet som hydrogenkilde (metanol lar seg lett spalte) for brenselceller og som mulig gassturbindrivstoff.

Statoil vil arbeide for at hydrogen kontinuerlig skal bli trukket med i en teknologiutvikling drevet av naturgass. For eksempel ved at det ved utvikling av lagringssystemer for naturgass parallelt utvikles tilsvarende for hydrogen. Eller at når det bygges ut anlegg for naturgass i transportsektoren vurderes om dette kan kombineres med demonstrasjon av hydrogenteknologi. Siktemålet er en forsering slik at hydrogen gradvis overtar når markedet og teknologien er modnet. Vi tror dette vil forhindre at hydrogen kommer i diskreditt som brensel ved en forsering i utakt med den internasjonale bil- og bussindustrien.

## **Innspill til Gassteknologiutvalget fra Kværner-Aker**

Viser til henvendelse fra Gassteknologiutvalget v/Kjell Bendiksen. Vedlagt følger våre prinsipielle synspunkter på Vedlegg 2.

### **1. Hva kan bidra til å redusere kostnadsgapet (angitt i kr per tonn CO<sub>2</sub> og øre per kWh) mellom konvensjonell gasskraft produksjon på land og offshore og ny miljøvennlig gasskraft produksjon, hvor tiltakskostnad for rensing og deponering av CO<sub>2</sub> er inkludert?**

Et gasskraftverk som bygges nå vil være i drift i 20-25 år. Det er derfor tre sentrale elementer som inngår i spørsmål 1; kostnadsutviklingen på konvensjonell og ny teknologi, samt kostnadene ved CO<sub>2</sub> deponi.

#### **Pkt.1. Hva er kostnadene ved konvensjonell gasskraft?**

Her kan det i dag settes ulike krav til virkningsgrad (el.) og utnyttning av restvarme. Det kan også settes ulike krav til NO<sub>x</sub>-fjerning, f.eks. bruk av lav NO<sub>x</sub>-brennere og videre reduksjon i eget NO<sub>x</sub>-fjerningsanlegg. I Norge har vi egen offshore avgift på CO<sub>2</sub>-utslipp, mens det foreløpig er fritt utslipp på land. På sikt vil sannsynligvis alle CO<sub>2</sub>-utslipp få en kostnad.

Mao. kostnadene ved konvensjonell gasskraft vil være avhengig av de krav som settes. Mest sannsynlig vil kravene skjerpes og kostnadene øke inntil ny teknologi tar over. Det forutsetter internasjonal forståelse om at CO<sub>2</sub> utslipp skaper global oppvarming og at disse utslippene må reduseres. Det vil skape nye rammebetingelser for konvensjonelle anlegg, dvs at utslipp får en prislapp. Kraftprisene i eksemplene under, er gitt for et 400 MWe anlegg. For demonstrasjonsanlegg og mindre anlegg, vil disse kraftprisene bli vesentlig høyere.

Eksempler på el-kostnader for et konv. 400 MWe-landanlegg (40 øre per Sm<sup>3</sup>/gass):

Std. 58-60% virkningsgrad, 15-20 ppm NO<sub>x</sub> (garanti): 15 øre/kWh

Std. med NO<sub>x</sub> fjerning: 16-17 ”

Std. med NO<sub>x</sub> fjerning og avgift på 100 kr/tonn CO<sub>2</sub>: 20-21 ”

Std. med NO<sub>x</sub> fjerning og avgift på 270 kr/tonn CO<sub>2</sub>: 26-27 ”

#### **- Pkt.2 Hva er dagens kostnader for ny miljøvennlig gasskraftproduksjon?**

Det eksisterer i dag forskjellige tekniske løsninger. De har ulik modenhet. De har videre ulike virkningsgrader og kostnader. I tillegg har disse nye teknologiene også ulik grad av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> fjerning. Eventuelle utslipp fra disse nye miljøvennlige anleggene vil få en kostnadsutvikling som for de konvensjonelle, dvs at utslipp vil få en pris. Noen priseeksempler er gitt under.

Eksempler på el-kostnader for et 400 MWe nytt miljøvennlig anlegg (40 øre per Sm<sup>3</sup>/gass):

Ny tekn. 46-48% el-v.grad med 0 utslipp og \*CO<sub>2</sub>- deponi: 25-30 øre/kWh

Ny tekn. (som over) men inkl. NO<sub>x</sub> fjerning: 27-32 ”

Ny tekn. (som over) og med 15% CO<sub>2</sub> utslipp (á 100 kr/t): 28-33 ”

Ny tekn. (som over) og med 15% CO<sub>2</sub> utslipp (á 270 kr/t): 29-34 ”

\*inkl. CO<sub>2</sub> kompresjon, transport i rør og injeksjon i brønn (NB! kun kostnader–ingen inntekter).

**Pkt.3 Hva gjøres med CO<sub>2</sub> fangsten i miljøvennlige anlegg?**

CO<sub>2</sub> er et kommersielt produkt. Dersom CO<sub>2</sub> fra kraftverk deponeres i geologiske strukturer vil det gi vesentlige investerings- og driftskostnader. Man trenger å komprimere CO<sub>2</sub>, man trenger en rørledning til deponisted og man trenger en brønn. Det jobbes mye med utvikling av alternative deponier (blant annet i havet), samt alternative kommersielle bruksområder som for eksempel fiskefor. Disse alternativene ligger langt frem i tid og i tillegg har de fleste alternativene klare begrensninger i hvor mye CO<sub>2</sub> de kan omforme eller deponere. Av den grunn er våre kostnadstall basert på injeksjon i geologiske strukturer.

Dersom man kan selge CO<sub>2</sub> (evt. nitrogen) fra slike miljøvennlige anlegg, vil el.prisen kunne reduseres vesentlig. Det er store gassmengder fra slike anlegg, så det er vanskelig å finne en industriell anvendelse, med unntak av injeksjon i olje- eller kondensatfelt. Noen priseksempler ved CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> salg er gitt under.

Eksempler på el-kostnader for et 400 MWe nytt miljøvennlig anlegg (40 øre per Sm<sup>3</sup>/gass):

Ny tekn. 46-48% el-v.grad med 0 utslipp og CO<sub>2</sub>-salg (100 kr/t): 21-26 øre/kWh

Ny tekn. (som over) men med CO<sub>2</sub> salg á 200 kr/t: 17-22 ”

Ny tekn. (HiOx) CO<sub>2</sub> deponi, men med nitrogensalg á 135 kr/t N<sub>2</sub>: 15-20 ”

Med dette som bakgrunn kan man diskutere de konkrete spørsmålene i Vedlegg 2, fra utvalget.

1i) Det kan forventes en kostnadsreduksjon i slike anlegg på ca. 30% (i tilleggskostnadene utover et konvensjonelt anlegg) over en 10-15 års periode. Dette skyldes videreutvikling og optimalisering, og forutsetter bruk i industriell skala. El.kostnadene ved et 0 utslipp anlegg vil da kunne reduseres fra 25-30 øre/kWh til 22-26 øre/kWh. Anlegget vil da kunne konkurrere med et konvensjonelt anlegg, med NO<sub>x</sub> fjerning og CO<sub>2</sub> kvotepris på 125-250 kr/t.

Sentralt i utvikling av ny CO<sub>2</sub> fangst teknologi vil være mulighetene for salg av CO<sub>2</sub> i olje- eller kondensatfelt. Dersom man kombinerer teknologiutvikling (30%) og salg av CO<sub>2</sub>, vil man kunne få følgende resultat for anlegg på 400 MWe:

| Salgspris på CO <sub>2</sub> i kr/tonn | Miljøvennlig gasskraft, pris på el.kraft i øre/kWh | Break-even kvotepris for konv. anlegg, kr/tonn CO <sub>2</sub> |
|----------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| 50                                     | 20-24                                              | 100-200                                                        |
| 100                                    | 18-22                                              | 50 -150                                                        |

*Dette indikerer at lønnsomhet på kort sikt (10-15 år), kun oppnås ved kombinasjon av teknologiutvikling og salg av CO<sub>2</sub> eller nitrogen. Ser da bort fra eventuelle offentlige støtteordninger.*

1ii) Det vil være samfunnsøkonomisk interessant å bygge et konvensjonelt anlegg dersom det er lønnsomhet i anlegget. Det er ikke teknologisk interessant å bygge et konvensjonelt anlegg. Teknologien importeres som ferdig pakkedøsning. Det er imidlertid viktig å trekke norsk industri med i et eventuelt byggeprosjekt. Om det vil være lønnsomhet i å ettermontere CO<sub>2</sub> fjerning, vil være avhengig av gjeldende utgifter ved CO<sub>2</sub> utslipp, samt kostnadene og nedbetalingstiden til det ettermonterte anlegget. Kommentar: Det vil ikke være lønnsomt for et energiverk å velge ny teknologi, før drift og utslippskostnadene ved konvensjonelle anlegg overstiger kostnadene til ny teknologi.

Imidlertid vil det være samfunnsøkonomisk å skifte tidligere, fordi ny teknologi representerer større investeringer i anlegg og gir andre positive samfunnsøkonomiske ringvirkninger. Norsk industri vi kunne få en mer aktiv rolle i forbindelse med bygging av miljøvennlige gasskraftanlegg. Dersom CO<sub>2</sub> i tillegg benyttes til økt oljeutvinningsgrad, vil det gi en ytterligere positiv samfunnsøkonomisk effekt.

1iii) Både Kværner's aminprosess med membraner og Aker's HiOx prosess er lovende teknologier som det bør satses på i Norge. Anleggene er svært forskjellige og

har forskjellige teknologiske anvendelsesområder. Tilsvarende anlegg finnes ikke tilgjengelig internasjonalt og det kan bli et viktig eksportprodukt.

Kværners CO<sub>2</sub> fjerningsteknologi har blitt testet i et stort pilotanlegg på K-Lab ved Statoils gassterminal på Kårstø. Teknologien er nå moden for storskala demonstrasjonstester hvor man benytter eksos fra en gassturbin på 10-20 MW. Det er i samarbeid med Statoil igangsatt en studie for å se på muligheten til å installere et slikt demonstrasjonsanlegg på en av Statoils gassterminaler. Ved bruk av Kværners nye kontaktorteknologi oppnår man en vesentlig reduksjon i størrelse på prosessanlegget, noe som antagelig vil gi lavere investeringskostnader samtidig som driftskostnadene reduseres (så langt i teknologiutviklingen har det vært fokus på CO<sub>2</sub> separasjon offshore). En annen fordel med denne teknologien er at den kan ettermonteres på konvensjonelle gasskraftverk. Membranteknologien kan også anvendes i andre gassbehandlings- prosesser. En modning av denne teknologien gjennom gasskraft, kan gi Kværner et internasjonalt fortrinn også innen leveranser av annet utstyr til gassbehandling.

Aker's HiOx prosess utvikles med henblikk på et marked for utslippsfri gasskraft. Anlegget har verken utslipp av CO<sub>2</sub> eller NO<sub>x</sub>. Løsningen er velegnet både for offshore og på land. Det ligger et stort potensiale i å anvende ioniske membraner til oksygenproduksjon. Det vil øke virkningsgraden vesentlig, redusere kostnadene og anleggene blir svært kompakte. På sikt vil denne teknologien kunne få en betydelig markedsandel.

1iv) Ny teknologi bør uttestes gjennom mindre demonstrasjonsanlegg. Man får driftserfaring, kan optimalisere løsningene og kan overføre dette til større anlegg. Gjennom en slik prosess kan man trekke med seg norsk industri og norske forskningsmiljøer. Man bygger opp nasjonal kompetanse innen et strategisk viktig område.

1v) Følgende sektorer kan oppnå substansielle reduksjoner i CO<sub>2</sub> utslipp:

- Offshore olje- og gass produksjon (CO<sub>2</sub> fangst, samkjøring evt.elektrifisering fra land)
- Onshore olje- og gass anlegg (CO<sub>2</sub> fangst)
- Transport: hydrogen bruk (produksjon av hydrogen med CO<sub>2</sub> fangst)
- gassbruk (erstatte bensin, diesel og tungolje)
- Oppvarming: gassbruk (erstatte olje og parafin, gass direkte-ikke via el.)
- Gasskraft: ny teknologi vil kunne redusere framtidige utslipp

## **2. Hvordan kan FOU stimulere til utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge?**

2i) Hovedbarrieren for å realisere ny miljøvennlig gasskraftproduksjon er økningen i strømprisen grunnet CO<sub>2</sub> fangst og deponi. En annen viktig barriere er avsetning av CO<sub>2</sub>, i store mengder og på en trygg måte. Her står lover og

regelverk sentralt. Neste barriere er å få testet teknologiene gjennom demonstrasjonsanlegg, dvs. teknologien er klar for kommersialisering.

FOU aktivitetene som er igangsatt har potensiale for å redusere kostnadene for fangst av CO<sub>2</sub> med typisk 30%. For å få en større reduksjon i kostnadene må total prosessen og de forskjellige kostnadselementene studeres og optimaliseres. Erfaringsmessig kommer kostnadsreduksjoner gjennom pilotanlegg, testing og masseproduksjon av nye teknologier – ikke gjennom ren FOU. I forbindelse med et eventuelt demonstrasjonsanlegg, ønsker vi å nevne noen viktige kostnadselementer:

- **Lokalisering av kraftverket.** Nærhet til infrastruktur på gasstilførsel, strømleveranse og CO<sub>2</sub> deponi, vil redusere installasjonskostnadene. Imidlertid vil et anlegg lokalisert tett inne på et eksisterende prosessanlegg, ha vesentlig høyere installasjonskostnader enn et anlegg plassert utenfor prosessanlegget. Bruker som kan utnytte restvarmen i kraftanlegget, er også viktig for å øke effektiviteten.
- **Driftsregularitet for kraftverket og separasjonsanlegget.** De forskjellige løsningene vil sette forskjellig krav til driftsregularitet for separasjonsanlegget. Separeres CO<sub>2</sub> fra kraftverket før selve kraftproduksjonen vil det være meget strenge krav til separasjonsanleggets driftsregularitet, da kraftproduksjonen vil stoppes ved driftsproblemer. Dersom CO<sub>2</sub> separasjonen gjennomføres etter kraftproduksjonen (som for Kværners og Akers teknologi) vil kravene til driftsregularitet være lavere da et eventuelt driftsproblem i separasjonsanlegget ikke vil ha effekt på kraftleveransen. Et høyt krav til driftsregularitet øker anleggets totalkostnad. I den forbindelse vil et utviklingsprosjekt, hvor industrien (operatører og leverandører) samarbeider om utvikling av nye krav og spesifikasjoner, være av stor viktighet for å få ned anleggets totalkostnad.
- **Andre utslipp fra anlegget.** Andre utslipp fra anlegget må også vurderes i forbindelse med FOU og valg av total løsning. I utviklingen til Akers HiOx teknologi er det fokusert på null utslipp. Den utviklede teknologien eliminerer totalt kjemikaliebruk, samt NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> utslipp.
- **Deponering av CO<sub>2</sub>.** Dersom CO<sub>2</sub> kan selges vil det få en meget positiv effekt på strømprisen og gjøre CO<sub>2</sub> separasjon mye mere attraktivt. I den forbindelse ser vi CO<sub>2</sub> injeksjon i oljefelt for å øke oljeproduksjonen som det eneste reelle alternativ i overskuelig fremtid.

Når det gjelder markedet, så er det høyst usikkert. Så lenge flere land ikke innfører begrensninger for konvensjonell gasskraft eller støtteordninger for ny teknologi, som vil gjøre ny teknologi mest lønnsomt, så vil markedet for denne teknologien være svært begrenset. Ingen av de store aktørene i energimarkedet vil satse reelt før det etableres et større marked. Et eksempel på hvordan ny teknologi kan realiseres er å vise til det man har fått til for vindkraft. Innen vindkraft har man etablert et betydelig marked gjennom nasjonale støttetiltak. *Norske myndigheter må jobbe aktivt internasjonalt for å få etablert kommersielle rammebetingelser for utslippsfri gasskraft, samtidig som man iverksetter nasjonale tiltak.*

Det er også viktig å få etablert en infrastruktur for oppsamling og lagring av CO<sub>2</sub>. *Innen dette området bør FOU styrkes og norske myndigheter bør snarest få etablert en strategi og handlingsplan for å realisere en slik infrastruktur.*

Et viktig poeng her blir å koble dette systemet mot oljefelt, slik at CO<sub>2</sub> kan bli en salgsvare. Gjennom CO<sub>2</sub> injeksjon kan vi øke utvinningsgraden fra enkelte oljefelt opptil 10-20%, noe som både myndigheter og oljeselskapene burde ha interesse av. Det er viktig at dette kommer igang snarest før oljefeltene stenges ned. Det er også viktig å kartlegge muligheten for nitrogen-injeksjon i olje og kondensatfelt. Viser til Mexicos' største oljefelt; Cantarell, som har valgt denne løsningen med stor suksess (60% økning i produksjonen). Nitrogen-injeksjon i forbindelse med HiOx kan være lønnsomt. (Viser til eksempelet fra Grane og tallene i pkt.3, over). *Det kan være en dårlig ressursforvaltning av Norge å tillate naturgassinjeksjon i alle felt, når man erfarer at opptil 30% av denne gassen ikke lar seg gjenvinne.*

I tillegg er det viktig at det settes av tilstrekkelige offentlige midler til FOU slik at man utnytter anledningen til å bygge opp et sterkt miljø i Norge innen dette området. Gjennom et samarbeid mellom industrien og forskningsinstitusjonene kan man utvikle nye attraktive miljøvennlige teknologier og produkter for anvendelse i Norge og internasjonalt. Det er viktig at en større andel av FOU midlene rettes inn mot demonstrasjonsanlegg. Myndighetene bør legge til rette for uttesting av flere teknologier som har betydelig markedspotensiale.

Norske myndigheter bør prioritere flere demonstrasjonsanlegg for lovende teknologier der norske leverandørselskaper og forskningsmiljøer samarbeider. Det vil gi en målrettet virksomhet uten at man forfordeler én teknologi.

- 2ii) Gitt betydelige offentlige midler, bør man satse på å få etablert en CO<sub>2</sub> infrastruktur og demoanlegg for flere lovende teknologier. Det man ikke bør gjøre er å bygge et storskala-anlegg for én teknologi, som ikke vil bli optimalt verken teknisk eller økonomisk, og som vil kreve store offentlige bidrag. Råd til myndighetene: NB! invester i teknologi og produkter først, - ikke i kapasitet. Deretter kan teknologiene konkurrere i markedet.

Utvikling av miljøvennlig gasskraft i Norge bør organiseres på en annen måte enn slik det gjøres i dag. Rollefordelingen bør blant annet bli klarere, mellom myndigheter, olje- og energiselskap, og leverandørindustrien. Den mulige totale kostnads-reduksjonen for ny gasskraftteknologi vil altså ikke bare være avhengig av leverandørens mulighet til å redusere kostnadene, men også være avhengig av et samarbeid mellom leverandør, kunde og myndigheter. Vi ser det av den grunn som svært viktig at det blir igangsatt en FOU aktivitet hvor det blir fokusert på totaliteten. Vi foreslår at det blir opprettet et eget FOU prosjekt som bør ledes av en total leverandør, med deltakelse fra leverandører, operatører og myndigheter. FOU prosjektet bør legge fram konkrete planer for etablering av CO<sub>2</sub> infrastruktur og for realisering av flere demonstrasjonsanlegg for miljøvennlig gasskraft i Norge.

- 2iii) Det som skal til for å stimulere til økt kommersiell aktivitet på dette teknologiområdet er et større og klarere marked. For å få til dette må internasjonale rammebetingelser for ny utslippsfri teknologi bli bedre enn for konvensjonelle

gasskraftverk. Nasjonale tiltak i flere land vil bidra til å stimulere utvikling og kommersialisering av ny utslippsfri gasskraftteknologi, ref. vindkraft. Her kan Norge bli et foregangsland som Danmark på vindkraft.

### **3. Er det realistisk å få etablert et marked for CO<sub>2</sub> som trykkstøtte på norsk kontinentalsokkel?**

Besvarelsen av dette punktet overlater vi til oljeselskapene. Det er imidlertid viktig at myndighetene går i en positiv dialog med oljeselskapene, slik at de ikke oppfatter dette som et mulig kostbart pålegg. Det bør etableres en vinn-vinn situasjon. Realismen i et CO<sub>2</sub> marked vil mest sannsynlig være avhengig av et effektivt og billig infrastruktursystem, som både inkluderer mulighet for ren deponi og injeksjon i oljefelt.

Det er imidlertid viktig at også mulighetene for nitrogen-injeksjon utredes. Viser til flere oljefelt som benytter nitrogen som trykkstøtte, deriblant Mexocos' største oljefelt. Nitrogen har ikke samme utvaskningseffekt i olje-reservoaret som CO<sub>2</sub>, men fortrenger store volum (sammenliknet med CO<sub>2</sub>) og er ikke korrosivt. Et HiOx anlegg vil produsere 6-7 ganger mere nitrogen enn CO<sub>2</sub>.

### **4. Hvilke andre anvendelsesområder for naturgass enn kraftgenerering bør det legges opp til i Norge?**

Norge er et lite land med begrensede ressurser innen FOU. Dersom vi skal kunne hevde oss med egen gassteknologi, bør vi ta utgangspunkt i de sektorer der vi allerede har en anerkjent og sentral rolle. Blant disse sektorene er:

- Gjødning
- Metall
- Fisk
- Skipsfart
- Olje og gass: Videre foredling av gass NB! (olefiner, plast, ammoniakk etc)
- Konvertering av gass for transport/lagring (MeOH, LNG, GTL, hydrat etc)
- Energi

Teknologiutvikling innen disse sektorene vil ha størst mulighet for å lykkes. Det vil også være et betydelig potensiale i å koble noen av disse sektorene sammen.

Tilgjengeligheten på naturgass i Norge er i dag begrenset til noen få områder og dette begrenser anvendelsen. En eventuell utvidelse av rørnett vil kunne bedre tilgangen på gass, men det er en utfordring å få lønnsomhet i slike rørprosjekter fordi markedet ikke er der. Flere gassterminaler langs kysten vil bedre dekningsgraden og øke mulighetene for anvendelse. Etter vår oppfatning bør man legge mer vekt på fleksible transportformer som CNG, LNG og LPG. Eventuelle gassbrukere langs kysten kan dekkes av mindre LPG og LNG skip. Det vil kunne skape virksomhet for verksted og redere, og man kan få levert gass til områder der rørledning er uaktuelt. Videre kan markedet bygges opp, slik at rørledning kan legges når dette er lønnsomt.

***Noen aktuelle anvendelsesområder for gass som er miljøvennlige:***

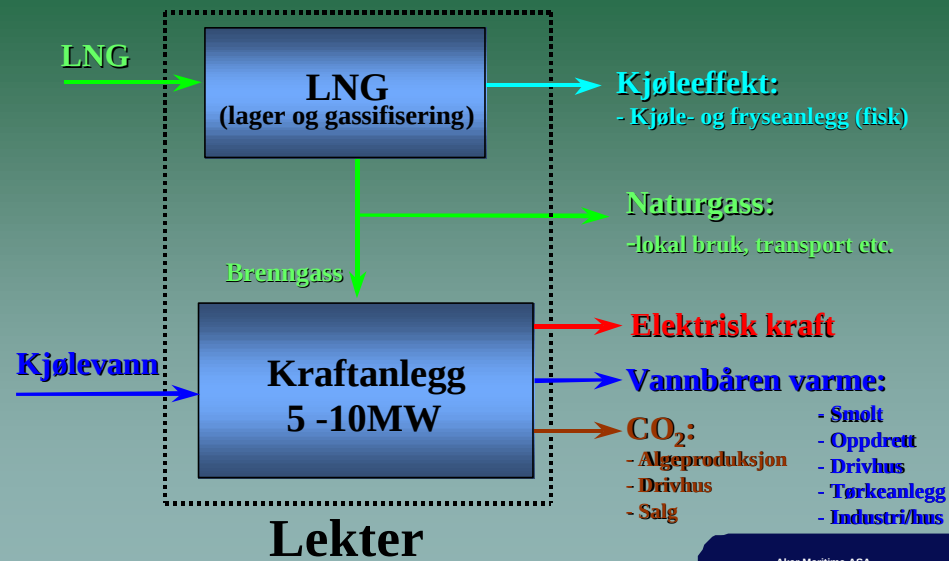
- Elektrifisering av plattformer fra gasskraft på land (høyere virkningsgrad og mulig CO<sub>2</sub> fangst)
- Elektrisk samkjøring mellom plattformer og felt (høyere virkningsgrad på turbinene)
- Bruk i brenselceller til kraftproduksjon og framdriftssystemer
- Bruk gass til direkte oppvarming, - ikke via elproduksjon (høyere virkningsgrad)
- Bruk av gass i transportsektoren (ferger, biler, busser etc)
- Gasskraft og turbindrift med CO<sub>2</sub> fangst og deponi
- Gasskraft med bedre utnyttelse av restvarmen
- Produksjon av hydrogen (med CO<sub>2</sub> fangst) til transportsektoren

Som aktuelle produkter, har vi to eksempler i denne sammenheng:

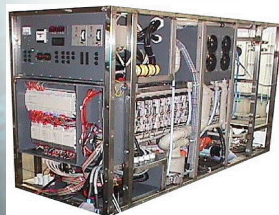
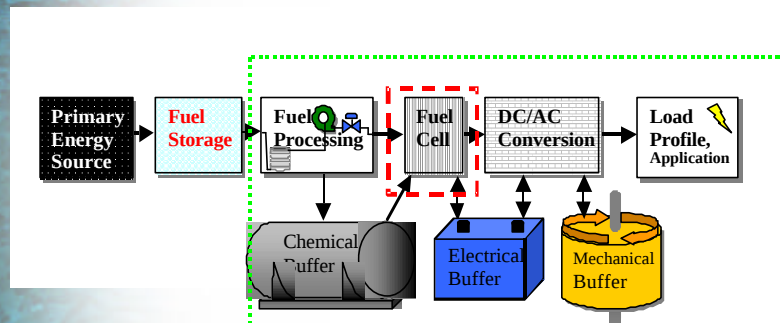
1. Utvikling av et brenselcelle-system for mindre energiproduksjon og marine fremdriftssystemer (Aker Elektro)
2. Utvikling av mini gasskraftanlegg for industriell anvendelse (Aker Technology)

Produktene er vist på neste side.

## Mini Gasskraft Anlegg



## Brenselcellesystem fra Aker Elektro



Marine og energimarkedet er hovedkundene

Mulige pilotanlegg er:

- Energianlegg land
- Innenriksferge
- Gassdrevne supplybåt

**5. Bør Norge satse på å bli en hovedaktør i utviklingen av hydrogen som fremtidens energibærer?**

5i) Innen transportsektoren. Vil forbedre luftkvaliteten i byene.

5ii) Det kan være fristende for Norge å produsere store hydrogenmengder med CO<sub>2</sub> fangst

og deponi i Nordsjøen. Vi vil påta oss en betydelig risiko i forbindelse med lagring av store mengder CO<sub>2</sub>, men kan kanskje få dette kompensert gjennom god fortjeneste på hydrogensalget. Miljømessig får vi alle problemene (CO<sub>2</sub> lagring, NO<sub>x</sub> utslipp, ~15% CO<sub>2</sub> utslipp og betydelig kjemikalieforbruk), mens våre internasjonale kunder vil få alle miljøgevinstene. "Hydrogensamfunnet" med stort forbruk av hydrogen, ligger mange år fram i tid.

## **Innspill til Gassteknologiutvalget fra Norsk Hydro**

**Hva kan bidra til å redusere kostnadsgapet (angitt i kr per tonn CO<sub>2</sub> og øre per kWh) mellom konvensjonell gasskraftproduksjon på land og offshore og ny miljøvennlig gasskraftproduksjon, hvor tiltakskostnad for rensing og deponering av CO<sub>2</sub> er inkludert?**

*i) Hvor langt kan den teknologiske utviklingen knyttet til miljøvennlig gasskraftproduksjon bringe oss videre, og innenfor hvilken tidshorisont?*

Separasjonsteknologier som er tilgjengelig i dag er svært kostnadskreven og kan ha andre miljølemper som utslipp av spesialavfall. Total tiltakskost (inklusive CO<sub>2</sub> lagring) utgjør i dag ca. 300-400 NOK/t CO<sub>2</sub> eller omlag 12-16 øre/kWh. Det ikke sannsynlig at disse teknologien vil kunne utvikles videre slik at vesentlige kostnadsreduksjoner i selve separasjonsteknikken kan oppnås. Hydro ser derfor behov for et teknologiskifte for å kunne oppnå betydelige kostnadsreduksjoner på dette området. Vi arbeider derfor aktivt med teknologier (bl.a. AZEP som tidligere er presentert for utvalget) som i løpet av en 10 års tidshorisont trolig kan bringe total tiltakskost ned i området 150-200 NOK/t CO<sub>2</sub> avhengig av tilfredsstillende løsninger for infrastruktur og lagring av CO<sub>2</sub>. Av dette utgjør kostnader til lagring og infrastruktur i underkant av 100 NOK /t CO<sub>2</sub>. Det understrekes at det ennå knytter seg stor usikkerhet til denne teknologiutviklingen. Det er i dag ikke påvist sikre inntektskilder fra bl.a. CO<sub>2</sub> til trykkstøtte (EOR). Videre utredning for å redusere kostnader til infrastruktur og å få aksept for deponeringsløsninger i stor skala anses også som meget viktig.

*ii) Er det samfunnsøkonomisk eller teknologisk interessant å anbefale bygging av et konvensjonelt gasskraftanlegg i dag, for så i etterkant å evt utvide det til et CO<sub>2</sub>-fritt anlegg?*

Bygging av konvensjonell gasskraft nå eller senere er i stor grad et spørsmål om hva man tror om kraftbalansen i det nordiske markedet.

Det er to konsepter som kan være aktuelle i dag mht. ettermontering:

- etterrensing av røykgassen med aminvasking
- avkarbonisering av naturgassbrenselet til hydrogenbrensel i forkant av kraftgenereringsprosessen (Hydro IRCC).

Disse konseptene vil bli svært kostbare og vil lett dessuten kunne fremstå som typiske "one of a kind" løsninger når ny teknologi foreligger. Vi mener derfor at ettermontering av renseanlegg først og fremst er formålstjenlig først når ny og bedre teknologi foreligger og at det tilrettelegges for dette.

Samfunnsøkonomisk gir rensing av CO<sub>2</sub> fra gasskraftverk i dag svært høye tiltakskostnader sammenlignet med andre alternativer og forventede kvotepriser. Vi vil imidlertid påpeke at det likevel kan være samfunnsøkonomisk interessant å utrede og prøve ut infrastruktur for håndtering av CO<sub>2</sub> ved deponering offshore. Slike tester er ikke avhengig av å bli demonstrert i forbindelse med et stort gasskraftverk. Andre

CO<sub>2</sub> kilder kan være aktuelle i denne sammenheng. (tilgjengelig fra bl.a gassterminaler)

*iii) Finnes det nye, "CO<sub>2</sub> -frie" og lovende konsepter for gasskraftproduksjon som bør anbefales i en evt større satsing på FoU i Norge, både med hensyn til lokalisering både på land og på norsk kontinentalsokkel?*

Hydros AZEP-konsept, som utvikles i fellesskap med turbinprodusenten Alstom, anses i dag av Hydro som det mest lovende alternativet for forbedret separasjonsteknologi innen en 10 års tidshorisont. Prosjektet sikter mot et demonstrasjonsanlegg (MW skala) omkring 2006-2007. På dette tidspunkt vil det ventelig bli klart om denne teknologien vil kunne oppnå kostnadsreduksjoner i henhold til prosjektets målsetting.

I tillegg til AZEP-konseptet arbeider Hydro med andre mer langsiktige løsninger bl.a. innen "CO<sub>2</sub> Capture Project"(CCP). Disse har potensial for betydelige teknologiforbedringer ("Compact post-combustion removal" og "Improved membrane reformer"). For nærmere informasjon om disse konseptene refereres det til Hydros presentasjon for utvalget 15.11.01.

Etter Hydros syn bør det satses på videre utvikling av disse og andre konsepter som har potensial for betydelig kostnadseffektivisering. Det er videre viktig i denne fase å satse på et mangfold av konsepter fordi det er for tidlig å utpeke klare "vinnere". Samtidig bør ressursene fokuseres tilstrekkelig til at man får en effektiv utvikling av de aktuelle konsepter.

*iv) Innenfor hvilke sektorer kan den teknologiske utviklingen knyttet til miljøvennlig bruk av naturgass gi substansielle reduksjoner i norske CO<sub>2</sub>-utslipp?*

Følgende foredling av utslipp eksisterer i flg. siste offisielle tall (St.m. 54 ):

|                         |     |
|-------------------------|-----|
| ➤ Olje- og gassprod:    | 23% |
| ➤ Veitrafikk:           | 22% |
| ➤ Fyring:               | 20% |
| ➤ Industriprosesser:    | 18% |
| ➤ Kysttrafikk og fiske: | 10% |
| ➤ Luftfart:             | 7%  |

De renseteknologier som i dag utvikles vil kunne gi reduksjoner innen olje- og gassproduksjon og gasskraft, og i noen grad for industriprosesser som eventuelt er lokalisert i relativt kort avstand fra mulige CO<sub>2</sub> deponier. Det er også potensiale for reduksjon innen fyring ved substitusjon av fyringsolje med naturgass. Videre vil bruk av "CO<sub>2</sub> fritt" hydrogen (hydrogen som er fremstilt uten vesentlige CO<sub>2</sub> utslipp) innen transportsektoren på lang sikt innebære et betydelig norsk CO<sub>2</sub> reduksjonspotensiale.

## **2 Hvordan kan FOU stimulere til utprøving, kommersialisering og introduksjon av nye miljøvennlige naturgassanvendelser i Norge?**

*i) Hva er hovedbarrierene i dag for å realisere ny, miljøvennlig gasskraftproduksjon, og hvordan kan FOU stimulere til å overkomme disse barrierene? Hvor langt kan evt økt satsing på FOU bringe oss videre mot kommersialisering og introduksjon?*

Som nevnt kreves det et teknologiskifte for å få tilstrekkelig kompakte, energieffektive og kostnadseffektive løsninger. Dette teknologiskiftet kan stimuleres gjennom bred satsing på FoU i hele innovasjonsskjeden fra grunnforskning til demonstrasjonsprosjekter.

Det er avgjørende å få engasjert leverandørindustrien som skal stå for kommersialisering av teknologiene. For å få dette til må leverandørene se et fremtidig internasjonalt marked for disse teknologiene. Dette er igjen avhengig av incentiver og rammebetingelser internasjonalt som kreerer et slikt marked. Isolerte norske løsninger vil trolig ikke være tilstrekkelig attraktivt for leverandørindustrien til å satse tungt på denne typen teknologier. Vi vil i denne sammenheng påpeke at kommersialisering og introduksjon av ny teknologi vil ta tid. Tiden, som medgår fra konseptet er testet i pilotskala til det første store kommersielle anlegget besluttes, er ofte betydelig undervurdert og utviklingen innebærer også økonomisk risiko. Offentlig støtte vil i denne sammenheng være med på å redusere risiko og dermed bidra til å fremskynde en slik utvikling.

*ii) Gitt betydelige offentlige midler, hvilke tema bør prioriteres i en evt fremtidig satsing på FOU, og hvordan bør den organiseres for å stimulere til økt kommersiell aktivitet?*

Hydro mener det er viktig å satse på utskillingsteknikker for CO<sub>2</sub> som også egner seg for ettermontering i eksisterende anlegg (i Norge spesielt offshore). I tillegg bør løsninger som samtidig innebærer fremstilling av hydrogen etter vår mening fokuseres. Vi vil igjen påpeke at *uten gjennomførbare lagringsløsninger for CO<sub>2</sub> i stor skala har vi ingen "CO<sub>2</sub> - fri" løsninger.*

For å redusere risiko for de aktørene som er engasjert i denne typen teknologiutvikling, og samtidig bidra til å akselerere utviklingstakten, er det nødvendig med offentlig støtte til demonstrasjonsløsninger så tidlig som mulig. Hydros planer for et gassteknologisenter i Grenland med fokus på oppskalering, kommersialisering og implementering kan være en viktig brikke i dette.

*ii) På et mer generelt grunnlag, hva mener du skal til for å stimulere til økt kommersiell aktivitet på dette teknologiområdet?*

Felles internasjonale rammebetingelser, som "grønne sertifikater" og kvotesystemer er mulige virkemidler. Slik det ser ut med dagens teknologistatus og fremtidige mulige kostnadsreduksjoner gjennom teknologiforbedringer, vil det kreves en relativt høy kvotepris før denne blir lik alternativ tiltakskost. Med dagens prognoser for fremtidige kvotepriser er det svært usikkert om det blir slik i de nærmeste årene. Dersom gasskraftproduksjon med lagring av CO<sub>2</sub> i fremtiden også kan godkjennes for "grønne sertifikater" vil dette kunne fremskynde utviklingen.

### **3 Er det realistisk å få etablert et markedet for CO<sub>2</sub> som trykkstøtte på norsk kontinentalsokkel?**

*i) Hvilke hovedforutsetninger og rammebetingelser må i så fall på plass?*

En viktig forutsetning for bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte, er at det må finnes en infrastruktur som kan transportere mellom kilder og forbruk. En intern studie viste at Hydros portefølje inneholder få felt der CO<sub>2</sub>-injeksjon kan gi økt oljeutvinning (EOR) av vesentlig størrelse. En konklusjon fra studien var at det er essensielt å ha en infrastruktur på plass for å få lønnsom EOR fra flere mindre felt. En infrastruktur må komme i stand som et samarbeid mellom utbyggere og myndigheter. En viktig oppgave for myndighetene må være å legge forholdene til rette for en slik infrastruktur. Særlig er det viktig at de første som tar dette i bruk, ikke må ta for stor økonomisk og annen risiko ved etablering av infrastruktur.

*ii) Foreligger det tilstrekkelig dokumentasjon for å ta en beslutning om deponering av CO<sub>2</sub>, evt bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte til økt oljeutvinning?*

CO<sub>2</sub>-lagring foregår i dag i Nordsjøen på Sleipner. Bruk av CO<sub>2</sub> til trykkstøtte foregår på omlag 100 steder i verden, hovedsakelig i USA. Det er imidlertid ikke grunnlag for å si at CO<sub>2</sub>-lagring er alment akseptert, eller at det finnes tilstrekkelig dokumentasjon på forhold som lagringstid, mulige lekkasjer eller risikoforhold. SACS, som er et FoU-prosjekt for å finne ut hva som skjer med CO<sub>2</sub> som injiseres på Sleipner, er et pilotprosjekt som vil gi en del verdifulle erfaringer. Det belyser imidlertid ikke alle forhold, bl.a. har en ikke lyktes å få en kjerneprøve av det som ansees som lukningsbergarten. Forhold rundt risikovurderinger er gitt første prioritet i CCP og vil også bli vurdert i GESTCO-prosjektet (Geological Storage of CO<sub>2</sub>).

EOR-prosjektene i USA har ikke hatt fokus på langtidslagring, overvåking eller risikovurderinger, men har konsentrert seg om selve oljeutvinningen. Et større FoU-prosjekt på Weyburn-feltet i Canada har som mål å øke forståelsen for de nevnte faktorene. I forbindelse med CO<sub>2</sub> til trykkstøtte i Nordsjøen, mangler en vel også per i dag en full oversikt over felt som kan egne seg til dette. Et slikt arbeid er i gang, bl.a. som et samarbeid mellom Oljedirektoratet og de norske operatørene. Det er også etablert kontakter mot britisk side.

*iii) Vil behovet for infrastruktur være en hovedbarriere for storstilt deponering av CO<sub>2</sub>, evt salg av CO<sub>2</sub> til trykkstøtte på norsk kontinentalsokkel? Hva med flytende CO<sub>2</sub> og løsninger vha skip for dette?*

Felles infrastruktur vil være nødvendig og en hovedbarriere for å få ned kostnadene, særlig dersom nye studier bekrefter vår tidligere studie om at mulige kandidatfelt har begrenset behov for CO<sub>2</sub>. Det enkelte felts behov for CO<sub>2</sub> til trykkstøtte vil variere over tid og vil ikke være sammenfallende med utslipp ved kilden, som ofte er konstant over flere år. Det trengs derfor fleksibilitet mht. hvordan CO<sub>2</sub> fordeles mellom de ulike mottakerne over tid.

Tidligere studier i regi av IEA Greenhouse Gas R&D Programme viste at skip kan være konkurransedyktig med rørledning dersom det er tale om å transportere større mengder CO<sub>2</sub> over større avstander. Vi har fått forståelse for at senere tids utvikling

har gitt håp om at kostnadene ved skipstransport kan bringes noe ned. En slik løsning vil kunne være interessant fordi den vil kunne gi økt fleksibilitet.

*iv) Er de juridiske problemstillingene tilstrekkelig avklart?*

Der CO<sub>2</sub> blir benyttet til trykkstøtte i oljereservoarer, vil det være utfordringer knyttet til bl.a. eierforhold til reservoar og innhold etter at feltet er nedstengt og lisensperioden utgått, samt krav til overvåking og oppfølging. Det er fremdeles ikke avklart i hvilken grad CO<sub>2</sub> skal behandles som industrielt avfall og hvorvidt lagring dypt nede i undergrunnen skal defineres som dumping til havs. Internasjonale konvensjoner som London og OSPAR har derfor per i dag ikke tatt standpunkt til hvordan CO<sub>2</sub>-deponering skal behandles. Norske myndigheter bør derfor vurdere å innta en proaktiv holdning i forhold dette arbeidet. Lagring i undergrunnen behandles ofte på samme måte som havdeponering. Dette skaper ytterligere en utfordring for lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sokkel.

*v) Foreligger det akseptable kontroll- og verifiseringsmetoder for hvordan deponert CO<sub>2</sub> oppfører seg over lang tid? Er teknologien på dette feltet tilstrekkelig utviklet?*

CO<sub>2</sub> lagring over lang tid i deponier studeres i dag kun ved modeller. Dette vil være situasjonen i lang tid fremover. Dagens overvåkings- og verifiseringsmetoder innebærer oftest målinger i felt og er stort sett kostbare. CCP prosjektet har valgt å fokusere på forbedrede og rimeligere metoder fordi det her er identifisert et stort utviklingsbehov. Uten gode overvåkings- og verifiseringsmetoder kan det by på store utfordringer å få almen aksept for CO<sub>2</sub>-lagring i stor skala.

*vi) Er det andre "flaskehalser" mot økt bruk av CO<sub>2</sub>-deponering/trykkstøtte offshore?*

En intern Hydro-studie har vist et begrenset potensiale for CO<sub>2</sub> lagring i felt hvor vi har operatøransvar. Det er likevel fortsatt uklart hvor mange felt totalt sett som kan ha nytte av og betalingsevne for trykkstøtte med CO<sub>2</sub>. Dette fordi gevinsten er størst i vannflømmede reservoarer, Hydro har flest felt der gass er benyttet til trykkstøtte. CO<sub>2</sub>-injeksjon vil også medføre utfordringer for produksjons- og prosesssteknologien, bl.a. i forbindelse med korrosjon, avleiringer, hydratdannelse og behov for økt kapasitet for gassbehandling pga. CO<sub>2</sub>-gjennombrudd og derpå følgende CO<sub>2</sub>-fjerning fra produsert gass. CO<sub>2</sub>-injeksjon for trykkstøtte må starte så tidlig som mulig. Lønnsomheten reduseres sterkt med utsatt oppstart av injeksjon.

Betalingsviljen hos en eventuell mottaker av CO<sub>2</sub> kan fort være en begrensende faktor. Hydros interne studie viste også et begrenset potensial for økt oljeutvinning. Med den viten vi i dag har anser vi derfor markedet for CO<sub>2</sub> til trykkstøtte på norsk sokkel for å være usikkert.

#### **4 Hvilke andre anvendelsesområder for naturgass enn kraftgenerering bør det legges opp til i Norge?**

*i) Hva skal til for å få de ulike anvendelsene mer miljøvennlig?*

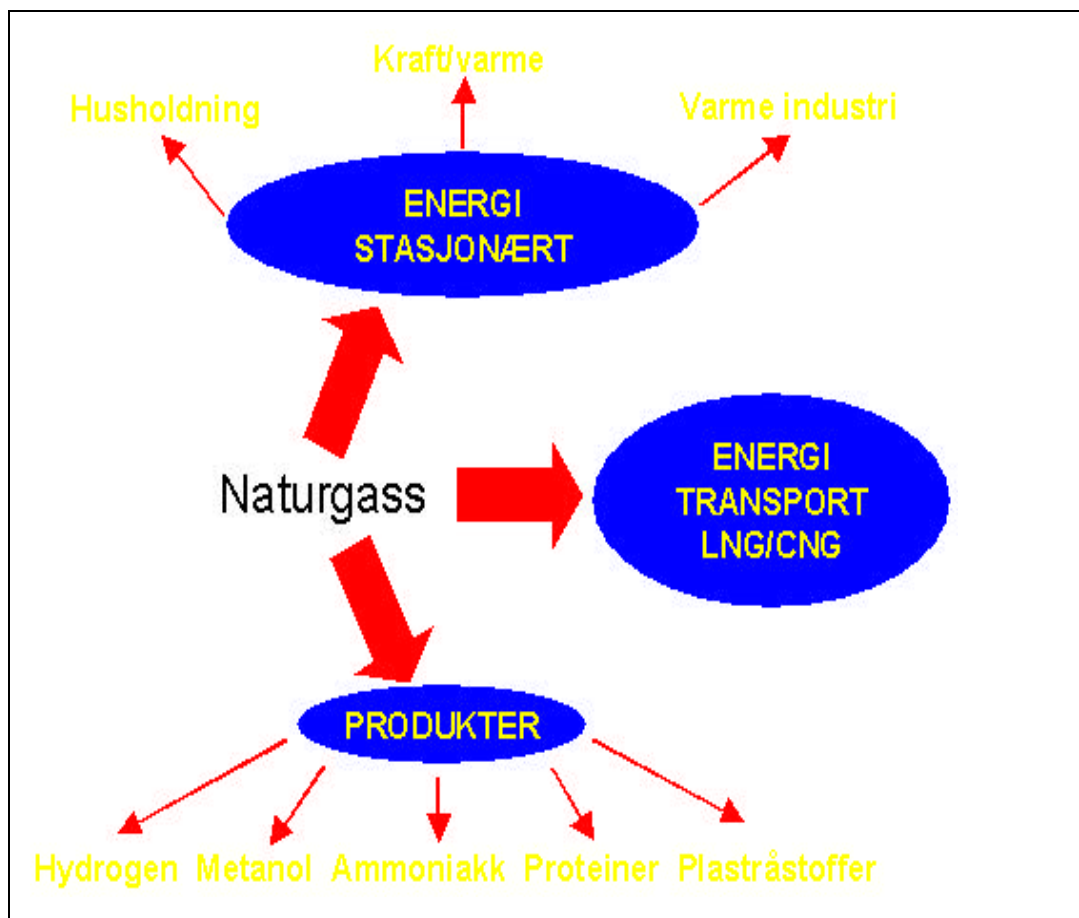
Et mulig tiltak for å fremme økt bruk av gass innenfor enkelte anvendelser er å innføre nye teknologiske krav der gass må komme til erstatning for andre fossile brenslers. Et eksempel er bygging av nye ferger (en radikal forbedring av NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>-utslippene)

Reguleringer og prising på miljøområdet (for NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og CO<sub>2</sub>) vil ha stor betydning for hvor lønnsom naturgass vil være i forhold til alternative energibærere

Stimulering av forskning på alternative anvendelser av naturgass, samt andre tiltak eller incentiver for teknologiutvikling, vil kunne fremme bruk av naturgass ytterligere. Dette vil kunne bidra til å utvikle helt nye næringsvirksomheter (marine segment, fiskefor osv).

*ii) I hvilken grad vil tilgjengelighet av gass være begrensende for ulike anvendelser?*

Tilgjengeligheten (volum) av gass, som alt er brakt til land i Norge eller som kan ilandføres, er svært god, og fremmer i utgangspunktet en industriutvikling basert på gass. Pris på gass levert i Norge i forhold til alternativ markedspris i Europa (og andre steder), samt pris på aktuelle sluttprodukter vil være avgjørende for om en industriell utvikling basert på gass vil kunne finne sted i stor skala. Nedenfor er det vist en figur nedenfor som illustrerer noen mulige anvendelsesområder.



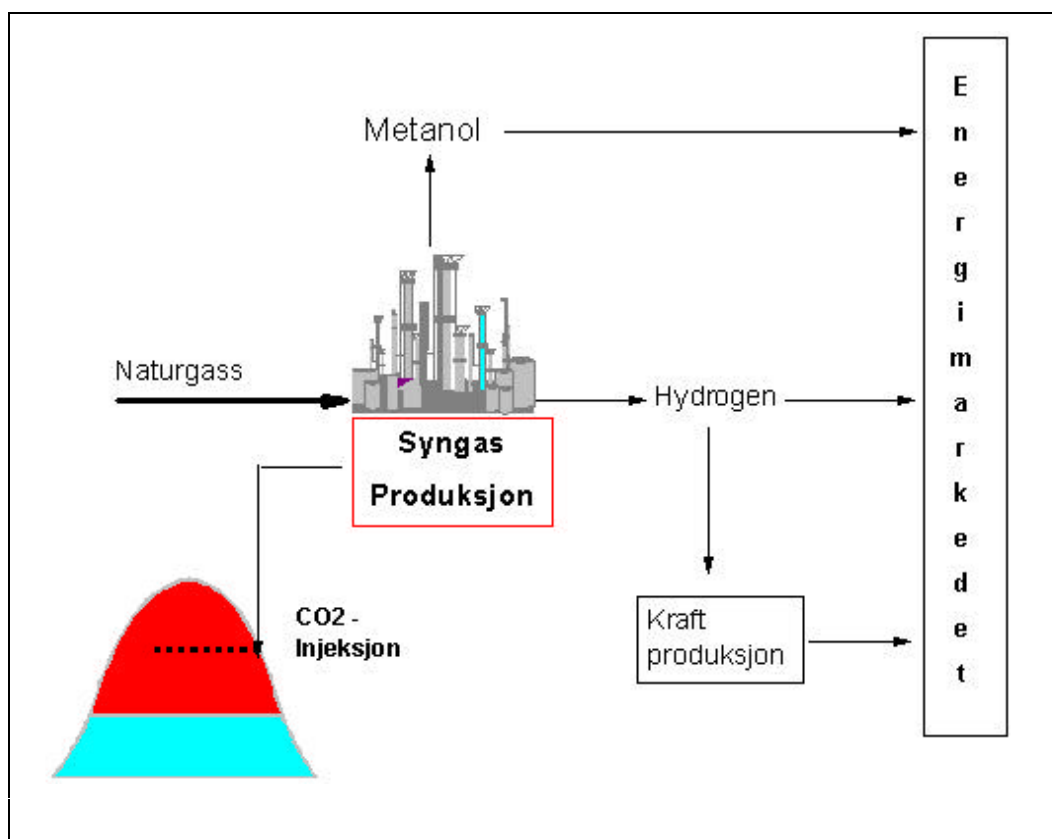
Figur 4.1 Naturgassanvendelser

Tilgjengeligheten av naturgass til en konkurransedyktig pris i grenrør lokalt, vil være av stor betydning for mulige økt anvendelse i mindre skala enn til storindustri. Det vil relativt sett være høye kostnader knyttet til alternative transportløsninger for gassen (LNG) eller komprimert på skip (CNG). LNG distribusjon i mindre skala kan imidlertid, før rørforbindelser er etablert, utgjøre en spydspiss for å bygge opp leveranser og marked for naturgass der grenrør ennå ikke er tilgjengelig. LNG kan også, på litt lengre sikt, bidra til leveranser av gass til områder hvor rørtransport ikke er kostnadseffektivt.

*iv) Hvordan kan vi få til synergier mellom flere løsninger (for eksempel gasskraft og industrielle anvendelser) på kort og lang sikt?*

Industriutvikling krever en langsiktig investeringshorisont. Samlokalisering av gasskraft og annen gassbasert industri vil kunne øke muligheten for etablering gjennom synergier knyttet til transportkostnader for gass, prosessintegrasjon og annen infrastruktur. Usikkerheten knyttet til etableringen av gasskraft på nye lokasjoner kan derfor også bidra til økt usikkerhet knyttet til leveranser til andre brukere. Store volumer til gasskraft eller annen industri kan være en forutsetning for lønnsom transport og distribusjon av gass til andre mindre brukere og kan samtidig være en spydspiss for etablering av infrastruktur i nye områder. På svært lang sikt vil gasskraft

i forbindelse med mulig hydrogenproduksjon også kunne være en interessant løsning (ref. figur nedenfor).



Figur 4.2: Fra naturgass til energimarkedet  
Syntesegass kan være et fleksiblet utgangspunkt for mange energiprodukter

## 5. Bør Norge satse på å bli en hovedaktør i utviklingen av hydrogen som fremtidens energibærer?

i) På hvilke områder er det fornuftig å ta i bruk hydrogen først?

Et marked for hydrogen krever at det finnes utstyr hos brukeren som kan benytte hydrogen som energibærer. Vi har teknologi for å produsere hydrogen. Barrieren for introduksjon ligger ikke der, men på brukersiden. Norske virksomheter er i noen grad engasjert i utviklingen av utstyr for bruk av hydrogen. Drivkraften i denne utviklingen ligger utenfor Norge og vi må derfor tilpasse introduksjon av hydrogen til de brukersystemene som utvikles ute, antakelig i første rekke i Tyskland, Japan og USA.

Kjerneteknologien for utnyttelse av hydrogen er brenselceller. Det satses betydelig på utvikling av brenselceller både for transportsektoren med hydrogen som drivstoff og for stasjonære formål (i hovedsak med naturgass som drivstoff). Det ser også ut til å kunne bli en tidlig utvikling mot bruk av hydrogen i UPS (Uninterruptable power supply) og mindre bærbare enheter, men dette anses i første omgang å bli mindre volum.

Bruk av hydrogen kan bidra til å redusere vår påvirkning på miljøet:

- globalt (CO<sub>2</sub>) dersom hydrogen produseres fra fornybar energi eller fra fossile energikilder der O<sub>2</sub> lagres i undergrunnen
- regionalt og lokalt (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>) dersom hydrogen brukes i brenselceller

For å komme i gang er det viktig at det stilles midler til rådighet for gjennomføring av demonstrasjonsprosjekter. Dette gir kompetansebygging for videre satsing, det bidrar til å bygge aksept for hydrogen som en sikker og miljøvennlig energiløsning, og det vil bidra til å skape utstillingsvindu for denne type teknologi med muligheter for norsk industri.

For Norge er det mest fornuftig å ta i bruk hydrogen tidlig i transportsektoren, i første omgang i flåtekjøretøyer. Andre tidlige bruksområder er stasjonær kraft/varme produksjon ved naturgass / brenselceller og UPS (Uninterrupted Power Supply) anvendelser. Disse er imidlertid ikke like aktuelle for våre forhold fordi vi mangler naturgass infrastruktur og fordi vi har et stabilt el-nett i Norge.

*ii) Bør Norge satse på å bli en (internasjonal) hovedleverandør av hydrogen fra naturgass?*

Hydrogen anses etterhvert av svært mange som framtidens energibærer. Det gjenspeiles i industriens engasjement innen hydrogenområdet. På alle felt innen hydrogenforsyning, transport og bruk finner vi mange internasjonale selskaper med til dels betydelige aktiviteter. Vi må derfor regne med at det vil være mange konkurrenter om markedet som vil utvikle seg, både energiselskaper, transportører og leverandører av teknologi.

Et hydrogenmarked vil bygges opp over tid. Det vil ta lang tid å få etablert så store markeder at man kan forsyne dette gjennom rørledninger fra store hydrogen produksjonsanlegg. Vi tror dette neppe vil komme etter 2015.

Vår oppgave de nærmeste årene må derfor være å definere hvor vi har våre fortrinn og systematisk bygge videre på disse. Hva har vi så?

god tilgang på naturgass som kilde for hydrogenproduksjon  
muligheter for deponering av CO<sub>2</sub>

lang erfaring fra storskala produksjon av hydrogen i Hydros ammoniakfabrikker.  
kompetanse på hydrogenløsninger, både i Norsk Hydro Electrolysers og i flere FoU-miljøer.

Det er heller ikke klart om det vil være mest lønnsomt å produsere hydrogen i Norge for videre transport til kontinentet (gjennom store rørledninger eller på annen måte), eller om konverteringen fra naturgass til hydrogen bør skje nærmere markedet.

Usikkerhetene rundt dette området krever betydelig innsats for å posisjonere Norge som en framtidig leverandør av hydrogen og dra nytte av merverdien som ligger i foredling av naturgass til hydrogen. Demonstrasjonsprosjekter vil være den mest effektive måte å lære og samtidig posisjonere oss.

*iii) Gitt at hydrogen får gjennomslag som energibærer internasjonalt, hvordan bør Norge posisjonere seg på en best mulig måte?*

Vi må sikre oss rammebetingelser som gjør at våre fortrinn som framtidig leverandør ivaretas, eller at vi i alle fall ikke får dårligere vilkår enn våre konkurrenter. Vi må arbeide med EU for å få aksept for CO<sub>2</sub>-deponering i undergrunnen med avklaring av alle juridiske aspekter rundt transport og langsiktig lagring. Det må foretas avklaringer i forhold til internasjonale konvensjoner som OSPAR og London-konvensjonene.

Vi bør aktivt bidra til utvikling av europeiske rammebetingelser innen lover, forskrifter og økonomiske incentiver som gjør slike hydrogenløsninger mulige.

Vi bør gjennomføre demonstrasjonsprosjekter for å :

- utvikle vår kompetanse som hydrogenleverandør, inklusive lagring av CO<sub>2</sub> (som for CO<sub>2</sub>-fri kraft)
- vise hvordan man kan integrere hydrogen i framtidens energisystem (hydrogen + el + varme) samt stimulere norske teknologileverandører

*iv) Kan det være fornuftig for Norge å "hoppe" over gass i transportsektoren (unntatt for skipsfart), og satse på direkte bruk av hydrogen i stedet?*

Naturgass har fått en viss utbredelse i landbasert transport. Til tross for at naturgass er tilgjengelig over store deler av områdene i verden med mest veitransport, har ikke naturgass slått gjennom som energibærer. Til det har incentivene ikke vært tilstrekkelige.

Verdens bilindustri satser nå tungt på å få fram kjøretøy med brenselceller og hydrogen som drivstoff. Infrastruktur kan bygges basert på teknologi som til dels er utviklet, dels er under utvikling. Lagring av hydrogen er antakelig den foreløpig største usikkerhetsfaktoren rundt kommersielt gjennomslag for hydrogen som drivstoff i kjøretøy. I Norge har vi, bortsett fra rundt ilandføringsterminalene på Vestlandet, ingen infrastruktur for naturgass. Med et gjennombrudd for hydrogen som drivstoff som kan ligge omlag 10 år fram i tid, synes det tvilsomt å investere massivt i utbygging av en naturgass infrastruktur rettet mot landbasert transport.

Offentlige incentiver for å stimulere til overgang til drivstoff for landbasert transport med mindre miljøulempen enn dagens drivstoff, bør derfor rettes mot innføring av hydrogen.

Utvidelser av eksisterende og evt. bygging av ny infrastruktur for naturgass myntet på varmemarkedet og evt. desentralisert kraftvarme, bør vurderes bygget slik at man i framtiden kan konvertere slike systemer til transport av hydrogen.

Med vennlig hilsen  
for Norsk Hydro ASA

Knut Johan Malvik

