



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 47

(2003–2004)

Om innovasjonsverksemda for
miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.

Innhald

1	Bakgrunn	5	5.4.1	Nordleg og sørleg LNG-rute.....	34
			5.4.2	Transportalternativ til Trøndelag..	34
2	Samandrag	7	5.4.3	Transportalternativ til Bergen	35
			5.4.4	Transportalternativ til Grenland...	35
Del I	Innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar	15	5.5	Samfunnsøkonomisk analyse.....	38
			5.6	Analysearbeidet	38
			5.7	Perspektiv for innanlands bruk av gass.....	40
3	Politikken for å framskande gasskraftverk med CO₂-handtering	17	6	Eigarskap og finansiering	43
3.1	Innleiing	17	6.1	Innleiing	43
3.1.1	Energipolitikken og gasskraftverk med CO ₂ -handtering	17	6.2	Sentrale tilhøve ved offentleg engasjement i infrastruktur.....	43
3.1.2	Eit eige fond for utvikling av miljøvennlege gasskraftteknologiar	17	6.3	Erfaringar frå andre land.....	44
3.2	Utvikling av miljøvennlege gasskraftteknologiar	18	6.4	Eigarskap	45
3.2.1	Stønadsordningane for miljøvennlege gasskraftteknologiar	18	Del III	Ein pliktig sertifikatmarknad for fornybar elektrisitet	47
3.2.2	Arbeidet med utvikling av gasskraftteknologiar	19	7	Ein pliktig sertifikatmarknad	49
3.2.3	Utpøving i pilot- og demonstrasjonsanlegg.....	19	7.1	Bakgrunn	49
3.2.4	Internasjonalt samarbeid.....	20	7.2	Om arbeidet med sertifikatmarknaden.....	49
3.3	Den nye innovasjonsverksemda... ..	21	8	Den svenske marknaden for elsertifikat	51
3.3.1	Innleiing	21	8.1	Førebuingar for sertifikatmarknaden.....	51
3.3.2	Vurderingar av verkeområdet.....	21	8.2	Hovudprinsipp for marknaden	51
3.3.3	Oppgåver for innovasjonsverksemda	23	8.3	Energikjelder med rett til sertifikat	51
3.3.4	Organisering og finansiering	25	8.4	Meir om dei ulike vedtektene.....	52
Del II	Om kostnader og finansiering av transportløysingar for innanlands bruk av gass	27	8.5	Erfaringar frå den svenske marknaden for elsertifikat.....	54
4	Innanlands bruk av gass	29	9	Utforminga av sertifikatmarknaden	56
5	Dei økonomiske sidene ved transport av gass	30	9.1	Kvoter	56
5.1	Innleiing	30	9.1.1	Ambisjonsnivå	56
5.2	Aktuelle brukarar og alternative transportformer	30	9.1.2	Kvotene på kort og lang sikt.....	56
5.3	Engrosprisar og totalpris til sluttbrukarar.....	31	9.1.3	Konsekvensar for straumbrukarane	56
5.3.1	Engrospris på gass.....	31	9.2	Aktuelle energikjelder i ein internasjonal marknad.....	57
5.3.2	Betalingsvilje	33	9.2.1	Føremoner med eit internasjonalt system.....	57
5.4	Økonomien i alternative transportløysingar	34	9.2.2	Aktuelle energikjelder.....	59
			9.2.3	Tilhøvet til EØS og EU	59
			9.3	Regulering av sertifikatmarknaden	60
			9.3.1	Ein langsiktig marknad	60
			9.3.2	Stabile prisar.....	61

9.4	Overgangsordninger	62
9.5	Tilhøvet til handel med klimakvoter	63
10	Arbeidet med ein sertifikatmarknad	64
10.1	Lovarbeidet	64
10.2	Andre førebuingar i Noreg	64
10.3	Om samarbeidet med Sverige.....	64
10.4	Om samarbeidet med EU	65
10.5	Krav til tilsyn og oppfølging.....	65

Vedlegg

1	Oversikt over utredninger i forbindelse med St.meld. nr. 47 om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv.	67
2	Gass i Norge	68



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 47

(2003–2004)

Om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv.

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 6. august 2004,
godkjend i statsråd same dagen.
(Regjeringa Bondevik II)*

1 Bakgrunn

I St.meld. nr. 9 (2002–2003) om innenlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldinga) trakk Regjeringa opp ein heilskapleg strategi for auka bruk av naturgass i Noreg. Meldinga trakk vidare opp Regjeringa sin politikk for gasskraftverk med CO₂-handtering. I tillegg vart det i meldinga vurdert ein sterkare grad av elektrifisering av sokkelen, og eit system med grøne sertifikat for fornybar elektrisitet vart drøfta.

Regjeringa sin energipolitikk skal fremje verdiskaping og samstundes vere basert på målet om ei berekraftig utvikling. Energi skal skaffast på ein effektiv og miljøvennleg måte og energiforsyninga skal vere sikker. Den reduserte evna til å meistre nedbørssvikt, internasjonale utviklingstrekk og miljøkrav stiller norsk energipolitikk overfor større utfordringar enn tidlegare, jf. St.meld. nr. 18 (2003–2004) Om forsyningsikkerheten for strøm mv. For både å kunne erstatte forureinande energiproduksjon og oppretthalde ein sikker energitilgang, vil Regjeringa auke satsinga på ein miljøvennlig energiomlegging. Ny miljøvennlig kraftproduksjon vil også medverke til at overføringssambanda til utlandet vil få større evne til å auke importen ved svikt i tilsiget.

Satsinga på gasskraftverk med CO₂-handtering er eit viktig element i Regjeringa sin energipolitikk av di det vil styrkje elektrisitetsforsyninga samstundes som ein lettare når klimamåla. Gjennombrøt for denne teknologien vil gi heilt andre moglegheiter for gassbruk i Noreg enn det vi har i dag. Det vil òg kunne vere eit vesentleg bidrag til den globale miljøutviklinga.

I St.meld. nr. 18 varsla Regjeringa at ho ville komme attende til Stortinget våren 2004 med forslag til korleis Noreg skal auke miljøvennleg bruk av gass og etableringa av ei innovasjonsverksemd i Grenland, jf. vedtak nr. 352 for 2002–2003 og vedtak nr. 69 for 2003–2004. I del I av denne meldinga blir politikken for auka satsing på miljøvennlege gasskraftteknologiar presentert, jf. òg omtala i Revidert nasjonalbudsjett 2004.

Regjeringa ser det som viktig å leggje til rette for auka bruk av naturgass. Naturgass kan brukast på ein miljøvennleg måte som energikjelde og som råstoff i industrien og transportsektoren. Regjeringa ser satsinga på naturgass som eit viktig element i politikken for å leggje om energibruk og -produksjon. I del II av meldinga blir det gitt ei nærmare vurdering av alternative løysingar for korleis

gass kan førast fram til norske brukarar og ulike finansieringsformer med statlig deltaking, jf. vedtak nr. 347 for 2002–2003.

I samarbeid med svenske styresmakter blir det arbeidd med sikte på å etablere ein felles norsk-svensk pliktig sertifikatmarknad. Ei større koordinering av satsinga på fornybar elektrisitet vil kunne gi betre ressursutnytting. I St.meld. nr. 18 blei det varsla ei tilbakemelding på dette arbeidet i løpet av våren 2004. I del III av denne meldinga er det gjort

nærmare greie for arbeidet med å leggje til rette for ein norsk-svensk pliktig sertifikatmarknad, jf. vedtak nr. 351 for 2002–2003.

Som eit grunnlag for denne meldinga er det gjennomført ei rekkje utreiingar, jf. vedlegg 1 som gir ein oversikt over sentrale utgreiingar. Som vedlegg 2 er NVE sin rapport om «Gass i Norge – vurderinger av alternative løsnings for fremføring av gass til innenlandske brukere» tatt inn.

2 Samandrag

Kapittel 3 Politikken for å framskunde gasskraftverk med CO₂-handtering

I kapittel 3 blir det gjort greie for Regjeringas satsing på miljøvennlige gasskraftverk, fondet til utvikling av miljøvennlige gasskraftteknologiar og den nye innovasjonsverksemda i Grenland.

Satsinga på miljøvennlige gasskraftverk er eit hovudelement i Regjeringas energipolitikk. For å framskunde fullskala gasskraftverk med CO₂-handtering, vil Regjeringa auke innsatsen for å redusere kostnadene gjennom pilot- og demonstrasjonsanlegg. Pilot- og demonstrasjonsanlegg er viktige for å utvikle dei mest kostnadseffektive og framtidsretta løysingane for fullskala gasskraftverk. Men pilotanlegga har sjølv høge kostnader, og dei krev langsiktig og stø oppfølging. Regjeringa ser det derfor som viktig at det blir etablert eit robust opplegg for dei stønadsordningane som verksemda skal forvalte.

I Revidert nasjonalbudsjett for 2004 la Regjeringa fram forslag om å opprette ei statleg innovasjonsverksemd som mellom anna skal gi stønad til pilotar for gasskraftverk med CO₂-handtering, jf. St.prp. nr. 63 (2003–2004). Verksemda skal lokaliseras til Grenland. Det blei fremja forslag om å etablere eit fond på 2 milliardar kroner etter modell av Fondet for forskning og nyskaping, der avkastninga skal tildelast gjennom den nye innovasjonsverksemda. Regjeringa vil òg kunne vurdere eventuelle fullmakter og løyvingar ut over avkastninga frå fondet for å sikre tilstrekkeleg finansiering av aktuelle pilotprosjekt.

Den offentlege innsatsen for forskning på miljøvennlige gasskraftteknologiar er i hovudsak organisert gjennom programma i Noregs forskingsråd. Forskingsrådet utformar forskingspolitikken og forvaltar tildelingar til forskning ut frå dei retningslinene som Regjeringa og Stortinget trekkjer opp. Til saman er det gitt 205 millionar kroner i offentleg stønad spesielt retta mot utvikling av teknologiar for gasskraftverk med CO₂-handtering sidan 1997.

Det er fleire oppgåver som må løysast før ein kan gjere ei sikker vurdering av kva for teknologiar for CO₂-handtering som er dei beste for fullskala drift. Den viktigaste oppgåva er å redusere kostnadene ved dei ulike teknologikonsept, og å eta-

blere store nok marknader for slike teknologiar. Utprøving av teknologiane i pilot- og demonstrasjonsanlegg er naudsynt for å redusere kostnadane og den teknologiske risikoen ved fullskala drift. Å få fram desse anlegga krev andre verkemidlar enn dei som brukast i forskinga. Prosjekta er større, og krev finansiering i eit langt større omfang enn kva FoU-programma er laga for. Mellom anna vil det vere ei utfordring å sikre større medverknad frå leverandørindustrien enn i dag.

I gassmeldinga blei opprettinga av eit statlig innovasjonsverksemd lagt til grunn som eit hovudelement i Regjeringa sin strategi for gasskraftverk med CO₂-handtering. Innovasjonsverksemda ble føresett lagt til Grenland. Ved behandlinga av gassmeldinga fekk Regjeringa tilslutning for dette forslaget. Stortinget bad Regjeringa om å komme tilbake med ein plan for ei omogeleg raskare etablering av verksemda enn det som var lagt til grunn og eit forslag til kapitalisering og utvida verkeområde for verksemda, medrekna hydrogen og eventuell petrokjemi, jf. vedtak nr. 352 for 2002–2003.

Vurderinga av verkeområde inneber avgrensingar knytt til kva for teknologiar og fagområde som skal inngå i teknologiprogrammet til verksemda. For å medverke til nødvendig kompetansebygging og framdrift i teknologiutviklinga vil Regjeringa at satsing på utvikling og utprøving av teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering skal vere hovudoppgåva for verksemda.

Samtidig som verksemda må fokusere på teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering, er det formålstenleg å sjå andre gassteknologiar som har grenseflater mot CO₂-handtering i samanheng, slik det òg blir gjort i programma til Forskingsrådet i dag. Ein stor del av FoU-aktivitetane innanfor gasskraft med CO₂-handtering har grenseflater mot hydrogen. På same måte som for gasskraft med CO₂-handtering vil ei vellukka langsiktig satsing på hydrogenområdet krevje kompetansebygging i Noreg gjennom prøveordningar og gjennomføring av demonstrasjonsprosjekt. Hydrogenutvalet la fram sin rapport 1. juni. Når rapporten har vore på høyring, vil departementet komme tilbake til korleis utviklinga av hydrogen i Noreg skal organiseras.

For petrokjemi synest det ikkje å vere grunnlag for ei tilsvarende teknologisk samordning i ein utprøvings- og demonstrasjonsfase som det til dømes er for gasskraft med CO₂-handtering og hydrogen. Forsking og utvikling på petrokjemi bør skje gjennom andre innovasjonsprogram som i større grad kan fokusere på internasjonale marknadsforhold og det kommersielle utviklingsbehovet til prosessindustrien enn det som vil vere naturleg for innovasjonsverksemda

Føremålet til innovasjonsverksemda skal vere å stimulere til utviklinga av kostnadseffektive teknologiløysingar for gasskraft med CO₂-handtering. Hydrogen kan og bli et arbeidsområde for verksemda. Det er lagt opp til at Forskingsrådet skal gi stønad til den langsiktige forskinga på området og tidlege fasar for utprøving av prosjekta. Innovasjonsverksemda skal gi stønad til prosjekt som i utvikling ligg mellom forskning og utvikling, til dømes demonstrasjons- og pilotanlegg. Kostnadene i samband med utvikling av teknologi til gasskraftverk med CO₂-handtering vil auke utover i innovasjonsskjeda. Reglane om offentleg stønad i EØS-avtalen gir likevel klare avgrensingar av moglege stønadsordningar. Nye stønadsordningar må meldast til ESA og godkjennast før dei kan settast i verk.

Ei vellukka utvikling av teknologiane krev tette band og eit sterkt samspel mellom dei ulike fasane i innovasjonsskjeda. Det er derfor avgjerande at det blir etablert ein organisasjonsmodell med tett samvirke mellom Forskingsrådet og innovasjonsverksemda. Olje- og energidepartementet vil òg ha merksemd på arbeidet til innovasjonsverksemda i høve til dei aktivitetane som blir støtta av Enova og Innovasjon Norge.

Det har vore ein føresetnad at innovasjonsverksemda skal vere statleg eigd for å sikre habilitet og sjølvstende i vurderingane verksemda gjer. I vurderinga av organisasjonsløysingar har det òg vore vektlagt at verksemda i hovudsak skal ha forvaltningsfunksjonar, samtidig som det er ønskeleg å sikre sjølvstende for verksemda på ulike område. Ut frå dette er det vurdert at det er formålstenleg å organisera innovasjonsverksemda som eit forvaltningsorgan med særskilde fullmakter. Regjeringa legg opp til at organet skal vere oppretta innan årsskiftet 2004–2005.

Finansieringa av verksemda vil skje gjennom opprettinga av eit fond der innovasjonverksemda forvaltar avkastninga av fondet etter same modell som Fondet for nyskaping som ble etablert i 1999. Fondet vil vere på 2 milliardar kroner. Regjeringa vil vurdere moglege ekstra finansiering utover

avkastninga til fondet til konkrete prosjekt for å sikre naudsynt framdrift i teknologiutviklinga.

Ein nærmare omtale av organiseringa av verksemda vil bli gitt i St.prp. nr. 1 (2004–2005).

Kapittel 4 Innanlands bruk av gass

Regjeringas politikk for auka miljøvennleg bruk av naturgass er presentert i St.meld. nr. 9 (2002–2003) om innanlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldinga). Regjeringa legg vekt på:

- å leggje til rette for at meir naturgass kan nyttast til innanlands verdiauking.
- å ha ei tilskotsordning for utbygging av infrastruktur for naturgass for å auke bruken av gass og for å hauste erfaring.
- stønaden til utbygging av infrastruktur for gass må vere innanfor rammene av Noregs internasjonale miljøplikter

Regjeringa legg opp til ein vidareføring av satsinga på naturgass. Dei utgreingane som er gjennomført, støttar opp under ein politikk for ei gradvis utbygging av infrastruktur for naturgass.

Kapittel 5 Dei økonomiske sidene ved transport av gass

NVE har gjort omfattande vurderingar av økonomien ved gasstransport og utforma ein rapport for departementet. Rapporten er trykt som vedlegg til meldinga (vedlegg 2).

I analysane av lønsemda ved gasstransport har NVE spesielt vurdert transportløysingar til område med eit relativt stort potensial for bruk av gass. Til enkelte stader er kostnadene ved både rørtransport og LNG-løysingar vurdert.

Det er gjort ei brei vurdering av marknadspotensialet ulike stader.

NVE har rekna på moglegheitene for å etablere LNG-ruter med skip i ei nordleg og ei sørleg rute. Ei LNG-rute kan tilpassast tilhøva i Noreg og oppgraderast når etterspurnaden etter gass aukar. NVE har samanlikna kostnadene ved etablering av LNG-distribusjon og gassrør til område som ligg nær ilandføringsstadene. På denne bakgrunnen er det gjort kostnadsoverslag for eit gassrør til Trondheim. NVE har også sett på kostnadene ved eit rør til Bergen.

Grenland har det største potentialet for å auke bruken av gass på kort sikt i Noreg. NVE har analysert fleire alternativ for transport av gass til dette området. Både eit tørrgassrør, eit såkalla kombirør (for tørrgass og våtgass), ei LNG-rute og ei CNG-

rute som er spesielt tilpassa industriell bruk er analysert.

For kundane er det totalprisen på naturgass som avgjer om dei er interessert i å bruke gass. Totalprisen er summen av prisen på transport og engrosprisen på gass. På denne bakgrunnen er det gjort vurderingar av engrosprisar på naturgass frå ulike leveringsstadar.

For å vurdere lønnssemda ved å etablere ein infrastruktur for naturgass er det òg viktig å gjere eit overslag over kva for totalpris det er mogeleg å oppnå i sluttbrukarmarknaden. Dette er kalla den maksimale betalingsvilja for gass levert til sluttbrukar.

Den nordlege LNG-ruta omfattar Trondheim, Fosen, Rana, Mosjøen og Narvik. Etter berekningar frå MARINTEK er dei totale investeringskostnadene for eitt skip og mottaksterminalar 390 millionar kroner. Driftskostnadene er utrekna til å bli omlag 40 millionar kroner årleg. Etter NVE sine vurderingar kan det vere mogeleg å selje om lag 135 millionar Sm³ på lang sikt, til ein pris som dekkjer desse kostnadene.

Den sørlege LNG-ruta omfattar Østfold, Oslo, Drammen, Vestfold, Grenland, Kristiansand, Lista og Egersund. Dei totale investeringskostnadene for to skip og mottaksterminalar er estimert til 620 millionar kroner. Driftskostnadene vil vere om lag 79 millionar kroner per år. Etter NVE sine vurderingar kan det vere mogeleg å selje om lag 315 millionar Sm³ på lang sikt, til ein pris som dekkjer desse kostnadene.

NVE har vurdert kostnadene for gassrør frå Tjeldbergodden til Trondheim. Kostnadene ved å levere gass til brukarane i Trøndelag synest å bli mykje høgare med ei slik rørløysing enn med levering frå den nordlege LNG-ruta. Det gjeld så lenge gassvoluma er små.

NVE har lagt til grunn at det kan være mogeleg med ein samla etterspurnad på om lag 30 millionar Sm³ i Sør-Trøndelag. Dersom bruken av gass blir monaleg høgare kan lønnssemda bli betre enn ved LNG-transport. Det gjeld særleg om det planlagde gasskraftverket på Skogn blir bygd. Det opnar for greinrør til ei rekkje ulike område i regionen. Det er lagt planar for greinrør mellom anna til Trondheim, Verdal og Orkanger.

Statleg deltaking i finansieringa av gassrør føreset at staten ikkje subsidierer konvensjonelle gasskraftverk. Regjeringa vil vurdere gassløysingar til ulike område i Trøndelag meir konkret når det blir klart om gasskraftverket vert realisert.

Bergensområdet har eit relativt stort potensial for bruk av naturgass, knytt til transportsektoren, oppvarming av bygningar og ein del industribruk.

Vurderingane av kostnadene ved å føre naturgass til Bergen, er basert på utrekningar gjort av Naturgass Vest. Naturgass Vest terminerte arbeidet med rørprosjektet i 2001 til fordel for ei LNG-løysing. NVE har komme fram til at investeringskostnadene for eit tilsvarande rør i dag er 215 millionar kroner. Eit slikt rør vil i følgje NVE gi transportkostnader på omkring 150 øre/Sm³.

NVE har analysert fire løysingar for transport av naturgass til Grenland:

- tørrgassrør frå Kårstø
- LNG-rute frå Zeebrugge
- CNG-rute frå Kårstø
- kombirør (for våtgass og tørrgass) frå Kårstø

I vurderingane av lønnssemda ved dei ulike transportløysingane til Grenland har NVE lagt til grunn eit basisalternativ der etterspurnaden etter tørrgass fem år etter oppstart vil vere 560 millionar Sm³ i året. I basisalternativet er etterspurnaden etter våtgass satt til 820 000 tonn per år.

I følgje analysane som Aker Kværner har gjort for NVE, vil investeringskostnadene i eit tørrgassrør frå Kårstø kunne bli om lag 2 750 millionar kroner. Dei årlege driftskostnadene kan bli om lag 41 millionar kroner.

Industribedriftene i området har lagt vekt på at dei må ha vilkår ved kjøp av naturgass som er like gode som for industrien på kontinentet. Slike vilkår vil gi ein negativ noverdi på omlag 1 800 millionar kroner for eit slikt tørrgassrør.

NVE og Aker Kværner har utrekna investeringskostnadene ved å etablere ein fast leveranse av CNG på båt frå Kårstø til Grenland til omlag 1 100 millionar kroner. Drifta av ei slik rute vil koste om lag 84 millionar kroner per år. Med om lag same vilkår som på kontinentet (det vil seie ein transporttariff på 25 øre/Sm³) får CNG-ruta ein negativ noverdi på om lag 800 millionar kroner.

Investeringskostnadene knytt til etablering av ei LNG-rute frå Zeebrugge til Grenland med ein maksimalkapasitet på 880 millionar Sm³ vil, i følgje den analysen MARINTEK har gjort for NVE, kunne bli om lag 840 millionar kroner. Driftskostnadene er utrekna til 73 millionar kroner per år. Dei samla einingskostnadene ved å levere LNG i Grenland er berekna til 116,5 øre/Sm³. Dette er høgare enn for ei CNG-rute og ei LNG-rute synest såleis i utgangspunktet å vere eit mindre aktuelt alternativ.

Eit kombirør kan dekkje etterspurnaden etter transport av både våtgass og tørrgass i Grenlandsområdet. Investeringskostnadene for kombirøret er utrekna til 4 150 millionar kroner, eller 1 400 millionar kroner meir enn tørrgassrøret. Dei årlege

driftskostnadene er utrekna til 62 millionar kronar per år. NVE har lagt til grunn at industrien betaler 165 kr per tonn transport av våtgass. Om transporttariffen for tørrgass er 25 øre/Sm³ også i dette alternativet, blir noverdien for eit kombirør minus 2 100 millionar kroner.

NVE har vurdert korleis økonomien i dei ulike alternativa for transport av tørrgass til Grenland vil bli endra ved endringar i dei viktigaste føresetnadene. Større årleg volum, lengre økonomisk levetid, høgare transporttariff og lågare rente vil gi ein betre prosjektøkonomi.

Den samfunnsøkonomiske analysen av dei ulike transportalternativa til Grenland trekk i retning av betre lønsemd. Men korkje tørrgassrør, kombirør eller sjøtransport står i analysane fram som samfunnsøkonomisk lønsame løysingar for gass til Grenland.

Då Stortinget handsama St.meld. nr. 9 (2002–2003), vart det lagt vekt på at det var uvisse rundt kostnadene ved gasstransport i Noreg. Tala som no er presentert, gir etter departementet si vurdering eit godt grunnlag for å vurdere hovudtrekk ved kostnadene knytt til å etablere ulike løysingar for infrastruktur for naturgass i Noreg.

Sjølv om det framleis er uvisse knytt til ei rekkje sider ved utbygging av infrastruktur for gass, meiner departementet at vurderingane knytt til kva for transportalternativ som er mest konkurransedyktige, er relativt robuste.

Analysen til NVE viser at uvissa for utbyggjarane knytt til volum og betalingsvilje er viktige faktorar i vurderingane av lønsemda.

Både for den sørlege og den nordlege LNG-ruta er det lagt til grunn at dei fleste kundane har ei betalingsvilje som speglar prisen for alternative energiberarar i Noreg. Det vil vere krevjande for seljarane å oppnå ein pris som tilsvarar den høgaste betalingsvilja. Kva for pris som blir avtala, vil mellom anna vere avhengig av forhandlingsstyrken til kjøpar og seljar. Mykje er òg avhengig av korleis dei eksisterande energileverandørane vil reagere ved introduksjon av LNG i marknaden. Ein kan ikkje sjå bort ifrå at dei vil redusere prisane for å møte den nye konkurransen.

For konkurranseutsette verksemdar er det lagt til grunn at dei ikkje vil betale meir for gass enn det konkurrentane på kontinentet gjer. Fleire tilhøve trekk i retning av at det kan vere mogeleg å oppnå høgare transporttariff enn det NVE har lagt til grunn.

NVE har gjort grundige studiar for å komme fram til dei mest aktuelle innanlandske brukarane av naturgass. Departementet vurderer det slik at utvalet av aktuelle innanlandske brukarar og alter-

native løysingar gir eit godt bilete av økonomien i dei mest aktuelle prosjekta for framføring av naturgass.

Analysane viser at etterspurnaden på kort sikt er avgrensa på kvar enkelt stad, og at det er stor avstand mellom forbruksområda. Dette er også årsaka til at NVE har lagt stor vekt på analysar av kostnadene ved LNG-transport. Vurderingane av LNG-løysingar famnar store delar av landet.

Analysene viser at det kan vere mogeleg å selje LNG i Noreg til ein pris som dekkjer kostnadene. LNG- og CNG-infrastruktur har større fleksibilitet enn rør og kan byggast opp etter kvart som marknaden veks. LNG- og CNG-infrastruktur har òg lågare investeringskostnader, ein potensiell andrehandsverdi og dei kan betre tilpassast dei forventa voluma dei nærmaste åra framover.

Store rør over lange avstandar er svært kostbare. Med dei føresetnadene som er lagt til grunn i desse utgreiingane vil det ikkje vere lønsamt å byggje store rør over lengre avstandar i Noreg no. Men det kan ikkje utelukkast at ein seinare kan få betre balanse mellom kostnader og inntekter. Til dømes vil langsiktige forpliktingar frå industrien om avtak av større volum og høgare betalingsvilje i marknaden kunne vere viktige i ein slik samanheng.

Regjeringa vil støtte opp under ei stegvis oppbygging av marknaden for naturgass. Naturgass er den reinaste av dei fossile energikjeldene og introduksjon av naturgass i det norske energisystemet, vil vere med å auke fleksibiliteten i energisystemet. Det er da viktig at ein legg opp til å introdusere naturgass på ein fleksibel måte, for eksempel ved å byggje infrastruktur for gass transportert med skip som kan nyttast andre stader når etterspurnaden veks og marknaden etterspør andre løysingar med større kapasitet. Når marknaden er blitt etablert på denne måten, kan det i neste omgang vere aktuelt å byggje gassrør for å forsyne enkelte område. Regjeringa vil i oppbyggingsfasen halde kontakten med industrien.

Det samla potensialet for bruk av naturgass er spreidd på mange stader og det vil ta tid å byggje opp marknaden. Ein må finne fram til transportløysingar som er i samsvar med denne bruken. Det beste er å ha løysingar som kan vekse i takt med marknaden.

Gassrør kan òg vere aktuelt enkelte stader. Men det skal mykje til å få ein forsvarleg økonomi i slike rør om marknaden ligg langt frå gasskjelda. Gassrør kan bli meir aktuelt når marknaden er meir etablert. Også i den førre gassmeldinga vart LNG-løysingar framheva som særleg aktuelt i ein startfase. Analysane som nå er gjennomførde

støttar opp under ein politikk for ei stegvis utbygging av infrastruktur for gass, der den mest omfattande bruken i første omgang kjem i områda som har dei beste naturlege føresetnadene.

I Gassmeldinga blei dei økonomiske rammene for bruk av naturgass drøfta. Departementet slo fast at det i ein introduksjons- og utviklingsfase vil vere naudsynt med offentleg stønad. Stønad bør givast som tilskot til private aktørar som ønskjer å byggje ut rør for overføring eller anlegg for transport av LNG for å gjere gass tilgjengeleg til nye område. Eit viktig kriterium for å få stønad er at ho er utløysande for prosjektet. Enova SF forvaltar i dag denne stønadordninga.

Kapittel 6 Eigarskap og finansiering

I rapportane er det lagt vekt på at omfanget og karakteren av offentleg engasjement når det gjeld utbygging av infrastruktur har variert mellom land og sektorar. Dei omsyna det har vore lagt vekt på har variert mykje. Nokre tilhøve som ofte blir sett på som viktige når styresmaktene har engasjert seg i utbygging av gassinfrastruktur er:

- stønad til infrastruktur i ein oppbyggingsfase
- større infrastrukturnett treng ofte offentleg koordinering
- utbygging av infrastruktur kan gi ei naturleg monopolstilling og krevje offentlege tiltak for å sikre ein god ressursbruk
- offentlege tiltak av miljømessige omsyn
- ønskje om å skape vekst gjennom ei særleg satsing på infrastruktur
- fordelings- og distriktpolitiske mål

Når bruken av naturgass startar opp har både styresmaktene og brukarane av naturgass avgrensa kunnskap om tryggleik, tekniske løysingar og lønsemd. Slike tilhøve tilseier at det offentlege ofte bør ha ei aktiv rolle i ein start- og oppbyggingsfase for ny infrastruktur.

I den tidlege fasen har utbygging av infrastruktur i mange land likevel primært vore gjennomført med privat kapital. Også i Noreg har private interesser vore pionerar i utbygging av infrastruktur.

I fasen etter at private har starta opp ser ein ofte eit auka offentleg engasjement. I denne fasen vil koordineringsbehovet ofte vere langt større. Det kan vere aktuelt å få kopla saman lokale nett og å etablere eit sentralnett for større områder.

Ein vanleg grunn til at det offentlege har engasjert seg i infrastrukturbygging, har vore fordelings- og distriktpolitiske omsyn, til dømes å sikre eit likt basistilbod til alle, uavhengig av inntekt og bustad. Det har også i mange land vore lagt stor

vekt på slike omsyn ved infrastrukturutbygging for gass. Men i Noreg er det ein godt utbygd elektrisitetsforsyning. Det gjer at det er mindre grunn til å leggje stor vekt på fordelings- og distriktpolitiske omsyn i høve til utbygging av ny gassinfrastruktur i Noreg, enn i mange andre land.

I USA har det i sterk grad vore lagt vekt på å behalde privat eigarskap og styre gjennom utforminga av rammevilkåra for infrastruktur. Det har mellom anna utvikla seg eit omfattande system for regulering av slik verksemd.

I Vest-Europa har det vore ein klarare tradisjon for offentleg eigde selskap. Men frå midten av 1980-talet har det vore ei utvikling mot meir privat eigarskap.

I Europa har det vore relativt store skilnader i politikken frå land til land. Til dømes har Sverige og Danmark hatt svært ulike tilnærmingar til offentleg deltaking når det gjeld gassinfrastruktur.

Olje- og energidepartementet legg vekt på at bruken av naturgass er i ei tidleg oppbyggingsfase i Noreg. Det er viktig å ta omsyn til samfunnsmessige interesser ved utbygging av infrastruktur for gass, men ei oppretting av eit statleg eigarselskap for investeringar i infrastruktur blir ikkje vurdert som aktuelt i dei næraste åra.

Om det vil vere føremålstenleg med eit statleg eigarskap, må vurderast i lys av den vidare utviklinga av infrastrukturen i gassektoren og bruken av gass innanlands. Men også med ein omfattande gassinfrastruktur vil det kunne vere meir føremålstenleg at dei samfunnsmessige omsyna blir ivareteke gjennom utforminga av rammevilkåra for slik verksemd (stønader, avgifter, reguleringar mv.). Regjeringa vil i dei nærmaste åra støtte opp under ei stegvis oppbygging av marknaden for naturgass gjennom den politikken som vart trekt opp i Gassmeldinga.

Ei utvikling mot nærmare integrasjon mellom elektrisitet og gass kan gjere det aktuelt for nettselskap å vurdere eigarskap i eventuelle gassrør. For desse selskapa vil det vere viktig å gjere dei rette investeringane i transport av energi.

I dag blir utviklinga av infrastruktur for naturgass i stor grad koordinert med dei andre energi-berarane i samband med vurderinga av dei ulike søknadene om tilskot. Dette var ein viktig grunn til at Regjeringa la forvaltninga av tilskotsordninga til Enova SF.

Kapittel 7 Ein pliktig sertifikatmarknad

I denne meldinga orienterer departementet om arbeidet med å etablere ein sertifikatmarknad, og trekkjer opp rammene for det vidare arbeidet med

marknaden. Det er ikkje lagt opp til konkrete tilrådingar og avgjerder for det framtidige systemet. Siktemålet er å leggje grunnlaget for ei førebels drøfting av viktige spørsmål, i lys av at innføringa av ein slik felles sertifikatmarknad vil leggje viktige føringar for energipolitikken i mange år framover.

Det er mange spørsmål som må avklarast før ein felles sertifikatmarknad kan komme i stand. Departementet planlegger å leggje fram eit lovforslag om ein norsk-svensk sertifikatmarknad våren 2005, med sikte på at ein felles sertifikatmarknad kan starte opp frå 1. januar 2006.

Ein sertifikatmarknad er eit tiltak for å stimulere til auka bruk av fornybar elektrisitet. Produsentar av fornybar elektrisitet får sertifikat etter kor mykje dei produserer. Forbrukarar av elektrisitet blir pålagde å kjøpe sertifikat i høve til forbruket. Produsentane vil dermed få ei inntekt frå sal av sertifikat i tillegg til inntekta frå sal av straum.

Kapittel 8 Den svenske marknaden for elsertifikat

Lova om ein pliktig sertifikatmarknad blei lagt fram for Riksdagen i regjeringsproposisjonen «Elsertifikat för att främja förnybara energikällor» 2002/03:40 av 16. januar 2003. Lova blei vedteke i april 2003, og den svenske marknaden for elsertifikat starta opp 1. mai 2003. Sertifikatmarknaden skal følgje opp målsetjinga Riksdagen sette i 2002, og medverke til ein ny produksjon på 10 TWh frå fornybare energikjelder i 2010.

Avgrensinga av kva for produksjonstypar som gir rett til sertifikat er særskild viktig for omfanget av systemet. Den svenske marknaden omfattar eksisterande og ny produksjon. Ny produksjon omfattar all vasskraft, vindkraft, solenergi, geotermisk energi, bølgeenergi, torv, bio-gass og biobrensel med spesielle reglar for avfall. Eksisterande produksjon omfattar all kraftproduksjon som tidlegare har fått offentlig stønad. Dette gjeld vindkraft, solenergi, bølgeenergi, bio-gass, biobrensel og vasskraft frå aggregat satt i drift før 2003 og med yting under 1500 kW.

EU-direktiv 2001/77/EC har vore rettleiande for kva som skal ha rett til sertifikat i Sverige. Den svenske sertifikatmarknaden skal erstatte tidlegare tilskotsordningar til elektrisitetsproduksjon.

I Sverige må elektrisitetsprodusentar som ønskjer å selje sertifikat, søkje om godkjenning av anlegga hos Energimyndigheten. Dei godkjende anlegga blir ført inn i eit register for elsertifikat hos Svenska Kraftnät. Alle overføringar av sertifikat skal registrerast i registeret.

Dei kvotepliktige må registrere seg med ein konto hos Svenska Kraftnät. Innan 1. mars kvart år

må dei opplyse om kor stort elektrisitetsforbruk dei hadde året før og kor mange sertifikat dette svarar til etter den gjeldande kvota. Dersom den kvotepliktige har for mange sertifikat igjen på konto, kan han bruke desse eit anna år. Har han for få sertifikat på konto, må han betale ei kvotepliktsavgift.

Den svenske kvotepliktsavgifta er sett til 150 prosent av snittprisen på sertifikat gjennom året. For å gi dei som har kvoteplikt ei ekstra trygging mot høge prisar dei første åra, har kvotepliktsavgifta fått eit fast tak på 175 kroner per sertifikat i 2003 og 240 kroner per sertifikat i 2004. Kvotepliktsavgifta vil i praksis vere eit pristak på sertifikata.

Gjennomsnittprisen på sertifikat har i følgje statistikk frå Energimyndigheten vore om lag 210 kroner i tida frå 1. mai 2003 til 31. mars 2004, og gjennomsnittprisen i mars 2004 var 228 kroner. Gjennomsnittsutgifta for forbrukar ved kjøp av sertifikat har så langt vore på mellom 1,5 og 3,25 øre/kWh.

Fleire har lagt vekt på at sertifikatmarknaden hadde tent på meir langsiktige rammer enn til 2010. Energimyndigheten evaluerer no marknaden grundigare.

Kapittel 9 Utforminga av sertifikatmarknaden

Det må vere obligatorisk å kjøpe sertifikat, og dette kravet må regulerast i lov gjennom fastsetting av kvoter. Kvotene speglar dei ambisjonane styresmaktene har for satsinga. I ein felles norsk-svensk sertifikatmarknad vil summen av dei nasjonale ambisjonane vise den felles satsinga på fornybar elproduksjon. Storleiken på dei nasjonale ambisjonane blir berre eit uttrykk for kor mykje ny fornybar produksjon kvart land ønskjer å finansiere. Men storleiken på kvotene i kvart land legg ingen føringar på om produksjonen kjem i det eine eller det andre landet. Kor stor fornybar produksjon det blir i kvart land avhenger i stor grad av produksjonskostnader, konsesjonskrav og kor mange produksjonstypar ordninga skal omfatte i kvart land.

Kvoteplikta er den lovfesta plikta til å ha ei viss mengd sertifikat kvart år i forhold til elektrisitetsbruken i det aktuelle året. I utforminga av forslaget til kven som skal ha kvoteplikt vil departementet mellom anna leggje vekt på dei same omsyna som har vore aktuelle i samband med den nye ordninga for el-avgifta. Det vil òg bli lagt vekt på kva som blir løysinga i Sverige, jf. kapittel 8.4.

Ei kvote blir fastsett for kvart år. Kvota vil i startfasen normalt auke frå år til år. Etter at ambisjonane for satsinga er nådd, minkar kvota over tid ned til null.

Det er grunn til å tru at sertifikatmarknaden over tid kan påverke kraftmarknaden i ein viss mon i retning av lågare prisar på sjølve krafta. Det kjem av at tilskotsordninga stimulerer til auka kraftproduksjon. Det er vanskeleg å seie kor stor innverknad dette vil kunne få.

Det at forbrukarane må kjøpe sertifikat trekk i retning av auka totalkostnad, mens lågare kraftpris trekk i retning av lågare totalkostnadar for forbrukarane. Den samla effekten er avhengig av kor mykje straumforbruket og straumproduksjonen reagerer på prisane.

Regjeringa ser det som viktig å skape eit grunnlag for utvikling av meir fornybar elektrisitet i Europa gjennom ein sertifikatmarknad. Det vil òg vere med å leggje grunnlaget for verdiskaping i Noreg basert særleg på vindressursar og vasskraftressursar.

Tradisjonelt har satsinga på fornybare energikjelder vore ei nasjonal sak. Den politikken som blei lagt i Gassmeldinga og Innst. S. nr. 167 (2002–2003) la grunnlaget for å endre denne tilnærminga. I Gassmeldinga blei det lagt vekt på at dei viktige gevinstane ved ein sertifikatmarknad kjem når marknaden er internasjonal. Eit internasjonalt system vil også fungere betre som marknad teknisk sett. Departementet rådde derfor frå ei etablering av eit nasjonalt system.

I ein sertifikatmarknad får vi eit finansieringsmål for ei brei gruppe teknologiar for produksjon av fornybar elektrisitet. Det må likevel avgrensast kva for energikjelder som har rett på sertifikat. For å ta omsyn til verdiskaping i Noreg, må avgrensinga vere vurdert i høve til dei avgrensingane som er valde i andre land. Om Noreg set strengare grenser for kva for energikjelder som kan få sertifikat enn det som blir gjort i dei andre landa i marknaden, blir moglegheitene til verdiskaping i Noreg redusert. Ei slik smal avgrensing i Noreg vil også gi høgare import av kraft. I ein felles marknad med Sverige vil ei smalare norsk avgrensing føre til at Noreg i større grad finansierer utbygging av fornybar produksjon i Sverige.

Det er naturleg å erstatte driftsstønsordningar til fornybar elektrisitet med sertifikatordninga. Nokre av vindkraftverka har fått både driftsstønad og investeringsstønad. Det er vanskeleg å sjå grunnar til at dei skal få sertifikat dersom dei ønskjer å behalde investeringsstønaden.

Når det gjeld ny produksjon må to viktige omsyn vere førande for eventuelle avgrensingar. Det er viktig at ikkje avgrensingane:

- reduserer grunnlaget for verdiskaping i Noreg
- motiverer til dårleg utnytting av verdifulle naturressursar

Ein felles svensk-norsk marknad vil ta utgangspunkt i den noverande svenske modellen. Svenske styresmakter har notifisert denne ordninga til EU-kommisjonen i samsvar med statsstønsregulverket. EU-kommisjonen godkjente ordninga. Minsteprisen i den svenske marknaden var eit statsstøns-element som var i tråd med statsstønsregulverket i EU. Dersom eit samarbeid mellom Noreg og Sverige følgjer opplegget som Kommisjonen har godkjent for Sverige, er det venta at ordninga som blir foreslått kan godkjennast både av Kommisjonen og ESA.

Departementet vil i samråd med dei svenske styresmaktene vurdere kor lenge det er naudsynt å fastsette kvotene, men kvotefastsettinga bør truleg gi grunnlag for ein marknad som skal vare i minst 20 år. Det er ein viktig føresetnad at landa er samde om kor lenge marknaden skal vare. Etableringa av ein sertifikatmarknad vil såleis leggje viktige føringar for satsinga på fornybar elektrisitet i mange år framover. Dette er knytt både til at marknaden må vere langsiktig for å skape investeringar, og at ein ikkje utan vidare kan endre marknaden utan å avklare dette med Sverige, jf. kapittel 10.3.

Departementet vil framheve at det ikkje er grunnlag for å etablere ein marknad som berre varer i få år. Dersom ein ønskjer å ha meir fleksibilitet i satsinga på fornybar elektrisitet, finst det verkemiddel som er betre eigna enn pliktige sertifikat.

Sertifikatprisen er som i andre marknader styrt av tilbod og etterspurnad. Etterspurnaden er avhengig av den gjeldande kvota og forbruket av elektrisitet. Tilbodet er avhengig av kva for energikjelder marknaden omfattar, og kostnadane ved å auke produksjonen frå desse energikjeldene. Etterspurnaden er satt av myndighetene og tilbodet blir lite påverka av prisendringar på kort sikt. Sjølv om prisen stig vil det vere vanskeleg å auke tilbodet raskt, fordi det vil vere ei grense for kor mykje produksjonen av fornybar elektrisitet vil kunne auke på kort sikt. Det vil normalt ta lang tid å planleggje og byggje ny produksjonskapasitet. Det kan derfor bli store prissvingingar i ein sertifikatmarknad.

Departementet vil arbeide for å gi sertifikatmarknaden ei slik utforming at prissvingingane ikkje blir unødige sterke. Viktige element er da utforminga av:

- kvotene på kort sikt, jf. avsnitt 9.1.2
- kvotepliktsavgifta
- minstepris på sertifikat
- sparing og låning av sertifikat
- ein marknadsplass for sertifikat

For å få ein marknad som verkar godt, vil det vere viktig at aktørane kan handle norske sertifikat på lik linje med dei svenske på ein felles marknadsplass. Skilnader mellom norske og svenske sertifikat kan føre til at dei blir prisa ulikt, og da må handelen skje på to forskjellige marknadsplassar. Departementet ser det som viktig at det ikkje blir prisskilnader mellom norske og svenske sertifikat.

Formålet med ei eventuell overgangsordning er å minske motiva for å utsetje investeringar innan fornybar elektrisitetsproduksjon i påvente av ein sertifikatmarknad.

Det er to tilhøve som kan få vasskraftinvestorane til å utsette bygging:

- uvisse om dei kan få sertifikat om dei bygger no
- uvisse om dei kan få sertifikat uavhengig av utforminga av anlegget

Når disse vilkåra er klarlagt, vil det ikkje lenger vere grunn til å utsette bygging eller vedtak om bygging. Departementet har lagt opp til at dei som byggjer ut kraftproduksjon etter 1. januar 2004, kan delta i sertifikatmarknaden når han kjem, jf. pressemelding av 19. desember 2003 frå Olje- og energidepartementet.

Det er fleire grunnar til å utsette vindkraftinvesteringar i påvente av avklaringar av sertifikatmarknaden. Det kjem av uvissa knytt til:

- om dei kan vere sikre på at det kjem ein sertifikatmarknad
- om dei kan få sertifikat dersom dei tek imot investeringsstønad
- om inntektene frå sal av sertifikat vil vere høgare enn investeringsstønad
- om dei kan få sertifikat i like mange år som om dei bygger seinare

Departementet vurderer ei overgangsordning for vindkraft, og legg opp til at dei som byggjer ut vindkraft no får dei same rettane i sertifikatmarknaden som om dei ventar til etter at marknaden har starta opp. Dei detaljerte reglane om dette må vurderast nærare, mellom anna i høve til reglane om statsstønad i EØS-avtalen.

Ein marknad for elsertifikat er blitt samanlikna med ein marknad for handel med klimakvoter.

Departementet legg vekt på at det er eit eige viktig mål å få fram meir produksjon av fornybar elektrisitet, sjølv om investeringar i fornybar elektrisitet òg vil vere med å redusere utsleppa av klimagasar.

Kapittel 10 Arbeidet med ein sertifikatmarknad

Olje- og energidepartementet arbeider med eit utkast til ei lov om ein pliktig sertifikatmarknad i samarbeid med Finansdepartementet. Lova bør mellom anna innehalde regulering av virkeområde, kvoteplikt, kvoter, rapportering, tildeling av sertifikat, registreringsystem for sertifikat, avgift, tilsyn og sanksjoner. Ved utforminga av lova er det naturleg å sjå på til tilsvarande regulering i andre land.

Det er viktig å unngå ei ordning der det er moms på norske sertifikat. Dersom det blir moms i Noreg, men ikkje i Sverige, vil det forstyrre marknaden.

Sertifikat blir førebels sett som alminnelege omsettbare formuesobjekt. Tilhøvet til verdipapirlovgivinga vil bli vurdert nærmare i det lovarbeidet som er i gang.

NVE har fått i oppgåve å førebu seg på å vere tilsyn for ein sertifikatmarknad i Noreg.

I mai 2003 blei det starta eit samarbeid mellom det svenske Näringsdepartementet og Olje- og energidepartementet. Departementa har komme fram til at det er to slag saker som må koordinerast i eit samarbeid. Den eine kategorien omfattar saker av teknisk art og spørsmål om marknadsutforming. Den andre kategorien omfattar saker som kan vere politisk viktige, først og fremst ambisjonsnivået for finansiering i dei to landa, kva for energikjelder som skal inkluderast, kor lenge marknaden skal vare og moglegheitene for å utvide marknaden til fleire land.

NVE har gjort ei vurdering av drifta av ein sertifikatmarknad. NVE reknar med til saman 10 årsverk i den årlege drifta. Arbeidet med å godkjenne anlegg krev truleg 2 årsverk, til arbeidet med kontroll av dei kvotepliktige trengst truleg 4–6 årsverk og drifta av eit sertifikatregister krev om lag 3 årsverk.

Del I
Innovasjonsverksemda for miljøvennlege
gasskraftteknologiar

3 Politikken for å framskande gasskraftverk med CO₂-handtering

3.1 Innleiing

3.1.1 Energipolitikken og gasskraftverk med CO₂-handtering

Satsinga på gasskraftverk med CO₂-handtering er eit hovudelement i Regjeringas energipolitikk. Realiseringa av slike gasskraftverk vil kunne gi ei naudsynt styrking av den norske energiforsyninga samstundes som det gjer det mogeleg å nå klimamåla. Det er gjort nærmare greie for politikken for ei miljøvennleg energiomlegging i St.meld. nr. 18 (2003–2004) om forsyningssikkerheten for strøm mv.

Det er fleire årsaker til at det ligg godt til rette for miljøvennlege gasskraftverk i Noreg. Mellom anna er det grunnlag for utvikling av geologisk lagring av CO₂ i reservoar på kontinentalsokkelen. Vidare vil CO₂ på sikt kunne bli nytta til auka oljeutvinning eller andre føremål, jf. St.meld. nr. 38 (2003–2004) om petroleumsvirksomheten.

Opplegget for politikken knytt til gasskraftverk med CO₂-handtering blei gitt brei omtale i Semerklæringa. I St.meld. nr. 9 (2002–2003) om innenlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldinga) la Regjeringa fram ein strategi for å realisere slike gasskraftverk. Stortinget slutta seg i all hovudsak til denne strategien, jf. Innst. S. nr. 167 (2002–2003) og stortingsvedtak nr. 352 (2002–2003). Regjeringas politikk er basert på:

- statleg stønad til teknologi- og produktutvikling
- investeringsstønad til fullskala gasskraftverk med CO₂-handtering
- etablering av ei statleg innovasjonsverksemd
- utgreingar for statleg deltaking i utvikling og drift av infrastruktur for CO₂, og førebuing for å bruke CO₂ til trykkstøtte, eventuelt deponering

I samband med budsjettet for 2004, heiter det i stortingsvedtak nr. 69 (2003–2004) at innovasjonsverksemda, lagt til Grenland, skulle opprettast i løpet av 2004, og få oppgåver med å få i stand miljø-

vennlege gasskraftteknologiar, jf. B.innst. S. nr. I (2003–2004).

For å framskande realiseringa av gasskraftverk med CO₂-handtering, er tilskota til forskning auka monaleg. Dei samla norske FoU-aktivitetane har no eit stort omfang og omfattar ei rekkje teknologiar. Samstundes er det internasjonale samarbeidet styrkt. Ein ser for seg at innovasjonsarbeidet går vidare med eit sterkt innslag av norske aktørar.

3.1.2 Eit eige fond for utvikling av miljøvennlege gasskraftteknologiar

I Gassmeldinga varsla Regjeringa ei styrking av innsatsen for å bringe nye teknologiar vidare frå forskingsstadiet til kommersiell bruk. Denne satsinga er viktig fordi dei auka overføringane til forskning har gjort at fleire miljøvennlege teknologiar er utvikla vidare. For å framskande fullskala gasskraftverk med CO₂-handtering, vil Regjeringa auke innsatsen for å redusere kostnadene gjennom pilot- og demonstrasjonsanlegg. Slike anlegg er viktige for å utvikle dei mest kostnadseffektive og framtidretta løysingane for fullskala gasskraftverk. Men pilotanlegga har sjølv høge kostnader, og dei krev langsiktig og stø oppfølging. Regjeringa ser det derfor som viktig at det blir etablert eit robust opplegg for dei stønadsordningane som verksemda skal forvalte.

I Revidert nasjonalbudsjett for 2004 la Regjeringa fram forslag om å opprette ei statleg innovasjonsverksemd som mellom anna skal gi stønad til pilotar for gasskraftverk med CO₂-handtering, jf. St.prp. nr. 63 (2003–2004). Verksemda skal lokaliseras til Grenland. Det blei fremja forslag om å etablere eit fond på 2 milliardar kroner etter modell av Fondet for forskning og nyskaping, der avkastinga skal tildelast gjennom den nye innovasjonsverksemda. Regjeringa vil òg vurdere eventuelle fullmakter og løyvingar ut over avkastinga frå fondet for å sikre tilstrekkeleg finansiering av aktuelle pilotprosjekt.

3.2 Utvikling av miljøvennlege gasskraftteknologiar

3.2.1 Stønadsordningane for miljøvennlege gasskraftteknologiar

Den offentlege innsatsen for forskning på miljøvennlege gasskraftteknologiar er i hovudsak organisert gjennom programma i Noregs forskingsråd. Forskingsrådet utformar forskingspolitikken og forvaltar tildelingar til forskning ut frå dei retningslinene som Regjeringa og Stortinget trekkjer opp.

Forskinga på og utviklinga av teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering rettar seg i hovudsak inn mot:

- reinseteknologiar
- handtering av CO₂

Reinseteknologi omfattar forbetring av noverande og nye teknologiar for kraftproduksjon med reinsing eller utskilling av CO₂. CO₂-handtering inkluderer transportløyningar, deponering i geologiske saltvassreservoar, som Sleipner-feltet, og bruk av CO₂ til for eksempel auka oljeutvinning. I 2004 er omlag 80 prosent av midlane retta mot reinseteknologi. Dei øvrige midlane går til deponering eller bruk av CO₂.

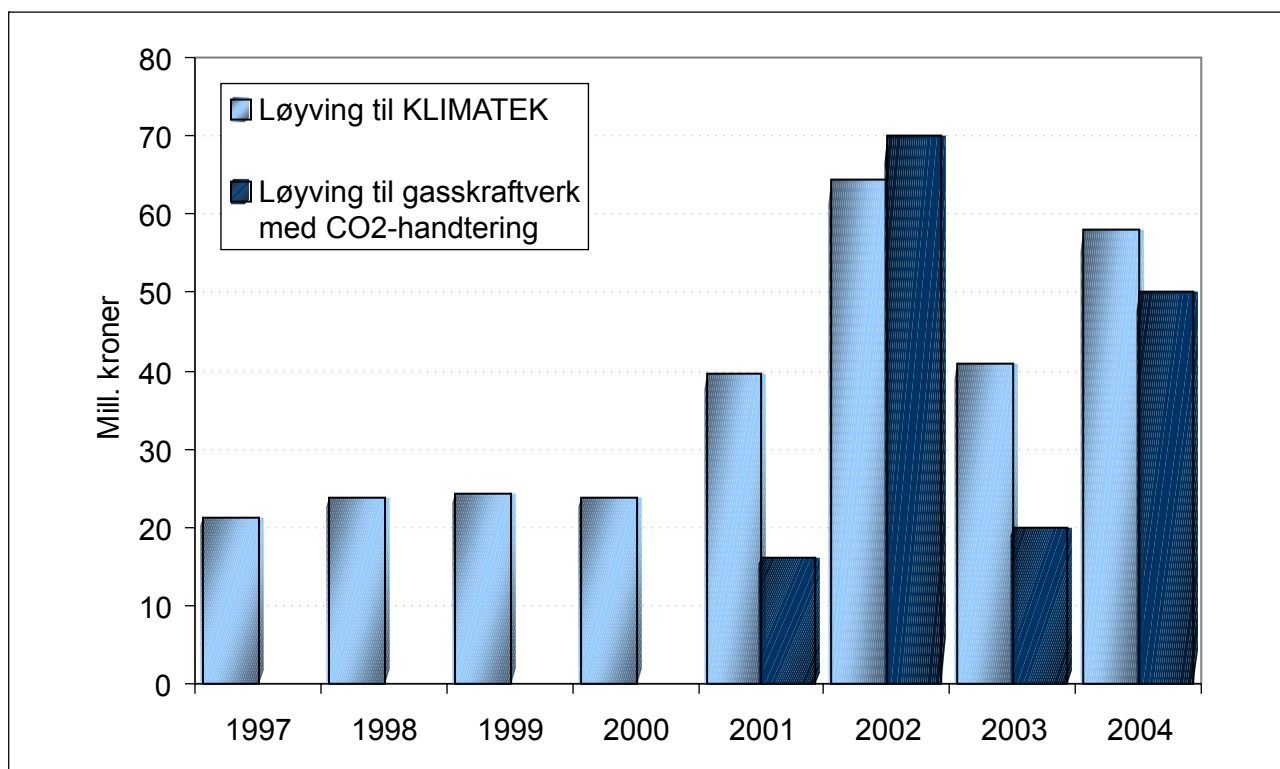
Forskringsrådet får midlar til forskning på CO₂-relaterte problemstillingar frå Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og Nærings- og handelsdepartementet. Desse midlane blir forvalta gjennom Klimateknologi-programmet (KLIMATEK), som blei starta i 1997. Dette programmet blei frå 2000 spesielt retta mot utvikling av teknologi for gasskraftverk med CO₂-handtering. Regjeringa auka dei årlege tilskota til KLIMATEK frå 20–25 millionar kroner dei første åra, til omlag 65 millionar kroner i 2002. Løyvinga til KLIMATEK for 2004 er på 58 millionar kroner. Om lag 50 millionar kroner er øyremerkte til utvikling av gasskraftverk med CO₂-handtering, jf. figur 3.1.

Olje- og energidepartementet har i tillegg ei eiga stønadsordning for pilot- og demonstrasjonsprosjekt.

Til saman er det gitt 205 millionar kroner i offentlig stønad spesielt retta mot utvikling av teknologiar for gasskraftverk med CO₂-handtering sidan 1997.

Omlag 30 FoU-prosjekt retta mot gasskraftverk med CO₂-handtering har fått stønad. Den industrielle medfinansieringa i prosjekta ligg på 150–200 millionar kroner.

Frå 2004 er Forskringsrådet si satsing på miljøvennlege gasskraftteknologiar blitt ein del av programmet RENERGI. Dette programmet skal utvi-



Figur 3.1 Offentleg stønad til utviklinga av teknologiar for gasskraftverk med CO₂-handtering

Kilde: Noregs Forskringsråd og Olje- og energidepartementet

kle kunnskap og løysingar som grunnlag for miljøvennleg, økonomisk og rasjonell forvaltning av energiressursane, ei sikker energiforsyning og internasjonalt konkurransedyktig næringsutvikling i energisektoren. Budsjettet for RENERGI i 2004 er på omlag 160 millionar kroner.

Norske selskap og forskingsinstitusjonar tek del i fleire samarbeidsprosjekt med partnerar frå EU-land. Norske aktivitetar får stønad til teknologiutvikling gjennom EUs 6. rammeprogram for forskning og teknologisk utvikling. Mellom anna tek norske selskap del i store prosjekt kor det blir satsa meir enn 400 millionar kroner over fem år til teknologi for CO₂-handtering. Eitt av prosjekta går til dømes ut på å redusere kostnader for utskilling av CO₂ frå eksosgass ved kraftproduksjon, og samle røymsler frå underjordisk lagring av CO₂.

3.2.2 Arbeidet med utvikling av gasskraftteknologiar

Norske aktørar har i lang tid arbeidd med gasskraftløysingar som kan gi lågare utslepp av CO₂ enn dei konvensjonelle løysingane. Aker Kværner, Norsk Hydro og Statoil har satsa på å utvikle teknologiar for CO₂-handtering i Noreg, jf. boks 3.1. Norsk Hydro brukar mykje ressursar på utvikling av ny teknologi for kraftproduksjon med CO₂-utskilling. Innsatsen til Statoil rettar seg mellom anna mot CO₂-lagring. Statoil har ein internasjonal posisjon gjennom aktiviteten på Sleipner og CO₂-skipstransport. Større leverandørselskap har også arbeidd med ulike teknologiar, men dei synest å vente med den vidare aktiviteten på området.

Ved sida av dei større norske energi- og leverandørselskapa, har nokre norske kraftleverandørar synt auka interesse for utvikling av gasskraftverk med CO₂-handtering. I tillegg har fleir mindre selskap interessante opplegg.

Parallelt med den industrielle aktiviteten for å utvikle nye teknologiar, blir det bygd opp meir langsiktig kompetanse ved universiteta og forskingsinstitutta. Dei sentrale miljøa er NTNU og SINTEF, Institutt for energiteknikk, Christian Michelsen Research, Universitet i Bergen og Universitetet i Oslo. Det blir forska på grunnleggjande kompetanse og nye teknologiar knytt til reinsing eller utskilling av CO₂, på kompetanse innan lagring av CO₂ i geologiske reservoar og bruk av CO₂ til auka oljeutvinning. Prosjekta er langsiktige, og fungerer dels som vidareutdanning av forskarar. Denne kompetansebygginga er viktig for Noregs evne til å evaluere, kvalifisere, demonstrere og ta i bruk nye gasskraftteknologiar.

Boks 3.1 Eksemplar på norske satsingar på utvikling av CO₂-handteringsteknologi

Aker Kværner

- Utvikling og pilotdemonstrasjon av ein ny reinseteknologi (membran-kontaktor). Prosjektet blir vurdert som vellukka, men det er førebels for tidleg med ei kommersiell realisering av teknologien.
- Oksygenfyrt gasskraftverk med CO₂-reinsing (HiOx). Prosjektet ventar med vidare oppfølging på grunn av kommersiell uvisse.

Norsk Hydro

- Demonstrasjon av membran-reaktormodul for gasskraft med CO₂-utskilling (AZEP). Prosjektet har planlagt pilotdemonstrasjon i 2007.
- Kvalifisering av Hydrokraft (gasskraft med hydrogenfyrt turbin). Prosjektet er førebels lagt på is av kommersielle årsaker.

Statoil

- Verifisering og dokumentering av sikker geologisk lagring av CO₂ (Sleipner). Sidan 1996 har CO₂ blitt skilt ut frå naturgass frå Sleipner Vest. Om lag éin million tonn CO₂ blir årleg pumpa ned og lagra i sandsteinsformasjonen Utsira. CO₂-lagringa blei i 2000 verifisert av Statoils SACS-prosjekt.
- Transport av CO₂ i skip.

I tillegg har fleire mindre føretak prosjekt knytt til vurderingar av nye teknologikonsept med ulik teknologisk modning og ulikt tidsperspektiv og risiko.

3.2.3 Utprøving i pilot- og demonstrasjonsanlegg

Det er fleire oppgåver som må løysast før ein kan gjere ei sikker vurdering av kva for teknologiar for CO₂-handtering som er dei beste for fullskala drift. Når fleire prosjekt har vært gjennom perioden med grunnforskning, vil det bli eit større tilfang av pro-

sjeikt som rettar seg mot utprøving, demonstrasjon og pilotar. Hittil har slike prosjekt blitt støtta av Forskringsrådet.

Den viktigaste oppgåva i det vidare arbeidet med å få fram miljøvennlige gasskraftteknologiar, er å redusere kostnadene ved dei ulike teknologi-konsepta, og å etablere store nok marknader for slike teknologiar. Utprøving av teknologiane i pilot- og demonstrasjonsanlegg er naudsynt for å redusere kostnadene og den teknologiske risikoen ved fullskala drift. Å få fram desse anlegga krev andre verkemiddel enn dei som brukast i forskinga. Prosjekta er større, og krev finansiering i eit langt større omfang enn det FoU-programma er laga for. Mellom anna vil det vere ei utfordring å sikre større medverknad frå leverandørindustrien enn i dag.

3.2.4 Internasjonalt samarbeid

Eit aukande internasjonalt samarbeid om utvikling av miljøvennlige gasskraftteknologiar er avgjerande fordi dei viktigaste leverandørane av slik teknologi ikkje er norske. Det er òg svært viktig at det blir satsa på gasskraftverk med CO₂-handtering i fleire og større marknader enn i Noreg. Den norske marknaden er på langt nær stor nok til å fremje ei tilstrekkeleg teknologiutvikling med tanke på kommersialisering. Utfordringane knytt til utvikling og bruk av slike teknologiar er internasjonale, og moglege løysingar vil utvikle seg best ved eit internasjonalt samarbeid. Noreg har mellom anna gått inn i eit samarbeid med styresmaktene i EU, Japan og USA, jf. boks 3.2.

Dei internasjonale energi- og miljøpolitiske vilkåra er viktige for aktørane si interesse for å utvikle og ta i bruk miljøvennlige gasskraftverk. Regule-

Boks 3.2 Internasjonalt samarbeid

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)

Norske styresmakter gjekk i juni 2003 inn i eit internasjonalt samarbeid med 12 andre land og EU for å utvikle teknologiar for CO₂-handtering, medrekna utvikling av teknologiar knytt til utskilling, lagring og bruk av CO₂. Samarbeidet kom i stand på bakgrunn av eit amerikansk initiativ, og omfattar no blant andre USA, Japan, Storbritannia, Tyskland, India, Kina, Brasil og Sør-Afrika. CSLF tek sikte på å styrke det internasjonale samarbeidet om å vidareutvikle, demonstrere og kommersialisere ulike teknologiar og teknikkar for CO₂-handtering.

Frå norsk side er det lagt vekt på at CSLF skal fokusere på teknologisk utvikling gjennom forskings- og utviklingssamarbeid. Det blir føresetta at samarbeidet ikkje blir framstilt som eit alternativ til Kyotoprotokollen eller andre internasjonale klimaavtalar med bindande utsløppsplikter.

Olje- og energidepartementet legg vekt på høva dette internasjonale samarbeidet kan gi norske aktørar til å vidareutvikle naudsynt teknologi og kompetanse ved utskilling og bruk av CO₂. Det blir også lagt vekt på at relevante aktørar i Noreg har kompetanse og erfaring å tilby inn i dette samarbeidet. CSLF arbeider i dag med oppfølginga av fleire innkomne forslag til samarbeidsprosjekt, mellom anna frå Noreg.

CO₂ Capture Project (CCP)

I CCP samarbeidde Norsk Hydro og Statoil med åtte internasjonalt leiande aktørar frå petroleums- og energiindustrien, forskingsmiljø og leverandørindustrien om å identifisere og utvikle kostnadseffektive teknologiar for kraftproduksjon med lagring av CO₂ i geologiske formasjonar. I fase 1 av prosjektet (2000–2003) er det mellom anna vidareutvikla lovande teknologiar som har potensial for å redusere kostnadene ved CO₂-utskilling med 50–75 prosent. Fase 2 (2005–2007) er under planlegging, og moglege vidare deltaking frå norske aktørar blir vurdert.

Bilateralt forskingssamarbeid

Noreg tek òg del i bilaterale forskingssamarbeid med forskjellige land innanfor energi-sektoren. I likskap med dei større internasjonale samarbeida, er bilaterale avtalar viktige for å sikre at aktørar i Noreg kan få betre kjennskap med og tilgang til arbeidet med å utvikle nye energiteknologiar i andre land. I gjengjeld kan Noreg tilby høy kompetanse og erfaringar knytt til fleire energiområde, for eksempel utskilling og lagring av CO₂ frå naturgass og fornybar energiproduksjon.

ringar av fossil kraftproduksjon gjennom internasjonale kvotesystem vil for eksempel auke lønsemda til miljøvennlege gasskraftteknologiar. Tilsvarende vil òg andre reguleringar av energimarknadene kunne vere viktige for den vidare prioriteringa av teknologiutvikling på dette området. Innsatsen for å utvikle og realisere fullskala gasskraftverk med CO₂-handtering er avhengig av rammevilkåra og aktiviteten internasjonalt.

3.3 Den nye innovasjonsverksemda

3.3.1 Innleiing

I Gassmeldinga blei opprettinga av ei statlig innovasjonsverksemd lagt til grunn som eit hovudelement i strategien for gasskraftverk med CO₂-handtering. Innovasjonsverksemda blei føresettt lagt til Grenland. Ved behandlinga av gassmeldinga fekk Regjeringa tilslutning for dette forslaget. Stortinget bad Regjeringa om å komme tilbake med ein plan for ei omogeleg raskare etablering av verksemda enn det som var lagt til grunn og eit forslag til kapitalisering og utvida verkeområde for verksemda, medrekna hydrogen og eventuell petrokjemi, jf. vedtak nr. 352 for 2002–2003.

3.3.2 Vurderingar av verkeområdet

Vurderinga av verkeområde inneber avgrensingar knytt til kva for teknologiar og fagområde som skal inngå i teknologiprogrammet til verksemda. I denne samanhengen må ein og vurdere stønadsordningar til den nye verksemda i høve til eksisterande stønadsordningar på dei ulike områda. Slike stønadsordningar vert forvalta av Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge.

Gasskraft med CO₂-handtering

Ei vellukka satsing på gasskraft med CO₂-handtering gjennom forskning, utprøving og demonstrasjonsanlegg krev målretta innsats i alle ledd. For å medverke til nødvendig kompetansebygging og framdrift, bør innovasjonsverksemda ha fokus på utvikling av slike teknologiar. Regjeringa vil derfor at satsing på utvikling og utprøving av teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering skal vere hovudoppgåva for verksemda.

Gasskraft med CO₂-handtering omfattar:

- CO₂-fangning før, undervegs i, eller etter kraftproduksjon
- kompresjon av CO₂-gassen
- transport av CO₂

- langtidslagring av CO₂ i form av anten injeksjon, deponering eller andre bruksområde

Innanfor Forskningsrådets program for gasskraft med CO₂-handtering har ein gitt stønad til ulike prosjekt. Prosjekta om CO₂-fangning er knytt til forbetring av kraftproduksjonen. Mellom anna finst det prosjekt om separasjon av CO₂ knytt til tradisjonell reinsing av røykgass, reinsing før forbrenning, integrerte løysingar og brenselceller. For lagring og bruk av CO₂ er aktuelle prosjekt knytt til transportløysingar og infrastruktur, lagring i geologiske formasjonar, og bruk av CO₂ til auka olje- og gassutvinning (EOR) eller i industrielle prosessar. Løysinga for gasskraft med CO₂-handtering krev utvikling av teknologiane innan alle de aktuelle områdene. Det inneber at utskiljing av CO₂ må sjåast i samheng med arbeidet med teknologiar for deponering.

Samtidig som verksemda må fokusere på teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering, er det føremålstenleg å sjå andre gassteknologiar som har grenseflater mot CO₂-handtering i samheng, slik det òg blir gjort i programma til Forskningsrådet i dag.

Hydrogen og Hydrogenutvalet

Fagområdet hydrogen har grenseflater mot gasskraft med CO₂-handtering. Både hydrogen og gasskraft med CO₂-handtering kan ha utgangspunkt i at CO₂ vert skilt ut frå naturgass. Ein stor del av FoU-aktivitetane innanfor gasskraft med CO₂-handtering har grenseflater mot hydrogen. Mellom anna er enkelte av dei aktuelle teknologikonseptane basert på omforming av naturgass til CO₂ og ein hydrogenrik gass, der hydrogengassen blir brunne i ein turbin eller blir konvertert til strøm i ei brenselcelle.

Ei norsk satsing på utvikling av hydrogenløysingar står overfor mange liknande utfordringar som teknologiutviklinga knytt til gasskraft med CO₂-handtering. Teknologikonseptane er kostbare i bruk, og må utviklast vidare før dei kan få ei større utbreiing. Norsk teknologi er langt framme innanfor viktige nisjar av hydrogenområdet som produksjon av hydrogen og lagring av hydrogen i faste stoff. Føresetnadene for vidareutvikling av hydrogenteknologi i Noreg er gode på desse områda. Mellom anna har ein god tilgang på naturgass som kjelde for hydrogenproduksjon, høve til deponering av CO₂ og lang erfaring frå storskala produksjon av hydrogen og kompetanse på hydrogenløysingar, både i industrien og i fleire FoU-miljø.

Boks 3.3 Hydrogenutvalet

Hydrogenutvalet blei utnemnt ved kongeleg resolusjon 20. juni 2003. Utvalet skal ha som mandat å formulere nasjonale mål og nødvendige tiltak for å utvikle hydrogen som energiberar og verkemiddel for innanlands verdiskaping og betre miljø. Utvalet skal identifisere behov for offentleg medverknad og rammevilkår, og skal foreslå ansvarsforhold, organisering, ressursbehov og fagleg innhald for eit nasjonalt hydrogenprogram. Programmet skal omfatte hydrogen både til stasjonært bruk og til transportformål.

Utvalet la fram si innstilling 1. juni 2004.

Ein god del av forskings- og utviklingsoppgåvene for hydrogen har på den andre sida lite å gjere med CO₂-handtering. Distribusjon, lagring og sluttbruk av hydrogen vil ha andre typar faglege utfordringar, og dermed innebere andre forskingsoppgåver. Det same gjeld produksjon av hydrogen frå andre energikjelder enn naturgass, til dømes fornybare energikjelder.

Gassteknologiutvalet tilrådde at hydrogen burde inkluderast i arbeidsområdet til innovasjonsverksemda. På same måte som for gasskraft med CO₂-handtering, blei det peikt på at ei vellukka langsiktig satsing på hydrogenområdet krev kompetansebygging i Noreg gjennom prøveordningar og gjennomføring av demonstrasjonsprosjekt.

Hydrogenutvalet la fram sin rapport 1. juni, jf. boks 3.3. Utvalget har foreslått fire konkrete satsingsområde som bør prioriterast i ei norsk hydrogensatsing:

- miljøvennleg produksjon av hydrogen frå norsk naturgass
- tidlege brukarar av hydrogenkøretøy
- lagring av hydrogen
- utvikling av ei hydrogenteknologinæring

Det er vidare foreslått konkrete mål for satsinga. Utvalet meiner at det er innan transportsektoren at hydrogen vil kunne bli brukt i utstrekt grad i Noreg. Bruk av hydrogen i den stasjonære energiforsyninga vil kunne kome i enkelte nisjeområde.

Det blir tilrått å opprette eit hydrogenprogram for forskning, utvikling og demonstrasjon. Programmet må ta utgangspunkt i gjeldande verkemiddelapparat, i fyrste rekkje i Forskingsrådet og det nye innovasjonsverksemda i Grenland, men også Vegdi-

rektoratet og Innovasjon Norge. Det blir tilrått å opprette eit programstyre som blir gjort ansvarlege for den strategiske og operative delen av programmet. Utvalget foreslår at programmet skal ha ei lengd på 10 år med om lag 825–975 millionar kroner over perioden. Det blir foreslått at finansieringa av programmet blir kanalisert gjennom berørte departementa sine budsjett, dvs. OED, SD og NHD.

Når rapporten har vore på høyring, vil departementet komme tilbake til korleis utviklinga av hydrogen i Noreg skal organiserast.

Petrokjemi som ein del av verksemda?

Det er lagt ned eit omfattande arbeid knytt til forskning og utvikling av den petrokjemiske industrien i Noreg. Norsk Hydro gjennom mange år bygd opp eit forskingsmiljø knytt til petrokjemiske prosessar i Grenland. Utfordringane i samband med forskning og utvikling på dette området er i hovudsak knytt til forbetring av produkt og prosessar. Petrokjemi har til no vore inkludert i forskjellige forskingsprogram saman med andre prosessindustrielle prosjekt. I tillegg har dei tidlegare SPUNG- og NATURGASS-programma i Forskingsrådet til ein viss grad dekkja dette området.

For petrokjemi synest det ikkje å vere grunnlag for ei tilsvarande teknologisk samordning i ein utprøvings- og demonstrasjonsfase som det til dømes er for gasskraft med CO₂-handtering og hydrogen. Til forskjell frå desse områda er det i dag ein etablert petrokjemisk industri i Noreg som opererer i ein internasjonal marknad. I ein kommersiell marknad med sterk konkurranse mellom store aktørar vil det vere andre utfordringar i høve til forskning og utvikling enn det som er tilfelle for hydrogen og gasskraft med CO₂-handtering. Dette legg òg føringar for kva type stønadsordningar som er aktuelle for å bidra til utviklinga av ny teknologi i denne type verksemd. Forsking og utvikling innan petrokjemi må ha stor fokus på korleis teknologiutviklinga har betre lønsemda i ein internasjonal marknad.

Utviklinga av gasskraft med CO₂-handtering vil krevje løysingar på område som turbinutvikling, avfallshandtering og ulike kjemiske prosessar. Petrokjemi vil dermed inngå i verksemda som ein naturleg del av prosjekta der teknologiane baserer seg på prosessar som fell inn under dette området.

Det er Olje- og energidepartementet si vurdering at forskning og utvikling av petrokjemi bør skje gjennom andre innovasjonsprogram som i større grad kan fokusere på internasjonale marknadsfor-

hold og det kommersielle utviklingsbehovet til prosessindustrien enn det som vil vere naturleg for innovasjonsverksemda. Ei vellukka utvikling mot kommersialisering av teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering, krev at innovasjonsverksemda må konsentrere seg om dette området.

3.3.3 Oppgåver for innovasjonsverksemda

Dei som arbeider med å utvikle teknologiar for miljøvennleg bruk av gass, har peika på at det er særleg viktig med ein samanhengande verkemiddelbruk for forskning, pilotprosjekt, teknologidemonstrasjon og kommersialisering av teknologi for gassbruk. Gassteknologiutvalet tilrådte i sin rapport at det blei etablert ei statleg innovasjonsverksemd med ansvar for å:

- koordinere og samordne dei ulike aktivitetane og fasane i innovasjonskjeda (forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering) for miljøvennlege gassteknologiar
- delfinansiere prosjekt med eit klart kommersielt potensiale og ein marknadsbasert forretningsplan

Stønad til utprøving av miljøvennlege gassteknologiar

Føremålet til innovasjonsverksemda skal vere å stimulere til utviklinga av kostnadseffektive teknologiløysingar for gasskraft med CO₂-handtering. Hydrogen kan òg bli eit arbeidsområde for verksemda. Gjennom ulike stønadsordningar skal verksemda delfinansiere prosjekt med eit kommersielt potensial.

Verkeområdet må avgrensast i høve til dei aktivitetane som Forskingsrådet, Enova og Innovasjon Norge skal støtte i sine program.

Det er lagt opp til at Forskingsrådet skal gi stønad til den langsiktige forskinga på området og tidlege fasar for utprøving av prosjekta. Innovasjonsverksemda skal støtte prosjekt som i utvikling ligg mellom forskning og kommersielle anlegg til dømes pilot- og demonstrasjonsanlegg.

Testing av teknologiar i slike anlegg representerer ofte det siste utviklingsstadiet før ein vurderer å skalere opp teknologiane til kommersiell storleik. Utprøvingar av denne typen er kostbare og krev omfattande oppfølging både fagleg og finansielt. Det vil derfor ikkje vere mange teknologiar som er aktuelle å ta vidare til større pilotanlegg.

Verksemda skal ha fokus på å drive fram dei mest kostnads- og utslippseffektive teknologikonsept. I ein tidleg fase må likevel satsinga på forskning og utprøving av prosjekter vere vid. Ei slik

breidd har programma til Forskingsrådet og ein rekkje av dei ulike teknologikonsept har allereie fått stønad gjennom desse programma. Det er viktig at prosjekta som går vidare til utprøving er tilstrekkeleg kvalifisert gjennom tidlegare forskings- og utviklingsprosjekt. Det er derfor viktig å oppretthalde satsinga som Forskingsrådet har ansvaret for i dag.

Samstundes som det er naudsynt å vere open i forhold til mange teknologikonsept, må innovasjonsverksemda gi ei klar retning på satsinga som skal drive teknologiane framover i seinare fasar av utviklinga. I utprøvingfasen vil det òg vere naudsynt med eit sterkare krav til industriell deltaking frå brukarar og leverandørar både nasjonalt og internasjonalt.

Aktørane i denne marknaden vil velje å utvikle dei mest konkurransedyktige teknologiane med sikte på størst mogeleg lønsemd. Det er derfor viktig at innovasjonsverksemda skapar rom for ein kommersielt basert teknologiprosess. Innovasjonsverksemda må avgjere kva som er mest formålstenleg både med omsyn til val av teknologi, demonstrasjonsstorleik og plassering av dei konkrete prosjekta. Det er viktig at verksemda nyttar internasjonale nettverk og referansar i teknologivurderingane.

Nærmare om dei rettslege rammene for statleg stønad

Kostnadene i samband med utvikling av teknologi til gasskraftverk med CO₂-handtering vil auke utover i innovasjonskjeda. Dei største kostnadene vil vere knytt til realiseringa av storskala, kommersiell teknologi for CO₂-handtering. Tilsvarende vil òg behovet for statleg støtte kunne auke når ein flytter seg frå grunnforskning til utprøving i større demonstrasjonsanlegg. Rammene til styresmakterne for å kunne gi stønad vil vere meir avgrensa dess lenger ut ein kjem i teknologiutviklinga.

Reglane om offentleg stønad i EØS-avtalen gir klare avgrensingar av mogelege stønadsordningar for utvikling av gasskraftverk med CO₂-handtering. EØS-avtalen har i utgangspunktet eit forbod mot statsstønad. Stønad kan likevel vere lovlig dersom særskilde vilkår gjeld, til dømes om stønaden går til forskning og utvikling og miljøstønad. Nye stønadsordningar må meldast til ESA og godkjennast før dei kan settast i verk.

Aktivitetane til innovasjonsverksemda vil primært bli retta inn mot slutten av FoU-fasen, før det eventuelt blir investert i storskala anlegg. Aktuelle verkemiddel i teknologiutviklingsfasen er ulike former for finansiell stønad til FoU. Slik stønad kan

ein gi til offentlege eller private institusjonar og verksemdar. Om den offentlege stønaden blir løyva direkte over statsbudsjettet, gjennom eit statleg innovasjonsverksemd, Forskningsrådet eller andre, spelar mindre rolle for vurderinga av om slik stønad skal reknast som statsstønad ut i frå reglane i EØS-avtalen.

Retningslinjene for statsstønad har avgrensingar av stønadsnivået. Det vil avhenge av kor nær teknologiutviklinga er kommersiell verksemd. Vidare vil det lovlige nivået på stønaden avhenge av kva for ei verksemd som mottok stønad: Dess større verksemda er, dess mindre stønad. Også lokaliseringa til verksemda spelar ei rolle for stønaden: Verksemdar i regionar med rett til stønad vil kunne ta i mot meir stønad enn andre. Dersom eit aktuelt prosjekt er av felles europeisk interesse, kan stønaden òg bli større. I denne samanhengen kan ein vise til EUs sjette rammeprogram for forskning og teknologisk utvikling. Eit av måla til dette programmet er å gi stønad til prosjekt som medverkar til eit reinare energisystem.

Offentleg stønad til utvikling av gasskraft med CO₂-handtering i ein demonstrasjons- eller pilotfase kan falle saman med spesielle stønadskategoriar som ESA brukar i sine retningslinjer for vurdering av statsstønad. I tråd med dette, kan ein maksimalt motta stønad på 25–50 prosent av kostnadene for prosjekta i demonstrasjonsfasen.

Det er òg tillatt å organisere offentlege bidrag til teknologiutvikling gjennom statlege kjøp av forskningstenester frå industrien, eller utføre forskinga sjølv. Ved kjøp av forskningstenester blir staten eigar av teknologien som blir utvikla. Dersom staten kjøper forskning, vil staten stå fritt til seinare å frigjere rettane til samfunnet utan at det treng å vere statsstønad.

Ein samordna satsing på miljøvennlige gasskraftteknologiar

Gasskraft med CO₂-handtering inneber ny teknologi, sjølv om delar av konseptet kan vere baserte på kjende teknologi. I praksis er det ikkje mogeleg å trekkje eit klart skilje mellom forskning og utvikling eller utprøving. Demonstrasjonsprosjekt for gasskraft med CO₂-handtering kan innebere vesentleg teknologisk risiko, og vil i mange tilfelle krevje mykje forskning og utvikling. Det vil vere naturleg å følgje opp demonstrasjonsprosjekt med forskings- og utviklingsprosjekt. Dette vil òg kunne gi større utbytte av dei einskilde demonstrasjonsprosjekta.

Ei vellukka utvikling av teknologiane krev tette band og eit sterkt samspel mellom dei ulike fasane. Det bør leggjast til rette for ein mest mogeleg gjen-

nomgåande verkemiddelbruk i dei forskjellige fasane av teknologiutviklinga. Det er derfor avgjerande at det blir etablert ein organisasjonsmodell med tett samvirke mellom Forskningsrådet og innovasjonsverksemda. Utviklinga og framdrifta i teknologiane skal kunne evaluerast av eit samla støtteapparat med kompetanse langs heile innovasjonskjeda. Dette vil sikre ein breiare basis for vurderinga av demonstrasjonsprosjekt, slik at dei beste teknologiane får stønad. Organiseringa bør òg medverke til at dei som har teknologiske løysingar i størst mogeleg grad møter alle brukarinteressane innanfor det same systemet. Den endelege utforminga av ein slik organisering skal skje i samarbeid med Forskningsrådet.

Det skal opprettast et eige gassteknologistyre som skal ha ein rådgjevande funksjon i høve til innovasjonsverksemda og Forskningsrådet si satsing innanfor miljøvennlige gasskraftteknologiar. Fagstyret skal mellom anna ha representantar peikt ut av Forskningsrådet og innovasjonsverksemda.

Innovasjonsverksemda skal vere nettverksbygger og etablere nødvendig kontakt og samarbeid med ulike aktørar og forskingsmiljø. Ei vellukka utvikling av miljøvennlige gassteknologiar er avhengig av eit omfattande samarbeid med internasjonale aktørar og brukarar. Innovasjonsverksemda skal syte for dette samarbeidet.

Olje- og energidepartementet vil òg ha merksemd på arbeidsområdet til innovasjonsverksemda i høve til dei aktivitetane som blir støtta av Enova og Innovasjon Norge.

Den primære målsetjinga til Energifondet og Enova er å utvikle marknaden for effektive energiløysingar og miljøvennlige energikjelder gjennom løyving av tilskotsmidlar til mellom anna forbruks tiltak, vindkraft, miljøvennleg varme. I tillegg forvaltar Enova ein eigen post for tildeling av stønad til infrastruktur for naturgass. Enova sine aktivitetar er i første rekkje retta mot å støtte marknadsnære løysingar som skal hjelpe til å utløyse størst mogeleg grad av omlegging av energibruk- og produksjon. Det synest derfor ikkje å vere behov for særskild tilrettelegging mellom innovasjonsverksemda og Enova.

Innovasjon Norge blei etablert 1. januar 2004 og har erstatta verksemda i dei fire tidlegare institusjonane SND, Norges Eksportråd, Norges Turistråd og Statens rettleiingskontor for oppfinnarar. Etableringa av selskapet blei vedteken av Stortinget ved behandlinga av St.prp. nr. 51 (2002–2003) Virkemidler for et innovativt og nyskapende næringsliv den 18. juni 2003. Reorganiseringa av verkemiddelapparatet med etableringa av Innovasjon Norge og ein felles brukarfront ovanfor kun-

dane er eit viktig element i Regjeringa sin innovasjonspolitik.

Opprettinga av en nye innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar vil ha liten verknad på Innovasjon Noreg sine oppgåver og aktivitetar. Det er likevel viktig med samarbeid og koordinering av aktivitetar og stønadsordningar mellom institusjonane.

Innovasjon Norge har eit omfattande nettverk gjennom sine regionale og internasjonale kontor. Desse kontora er ein arena for møtet mellom verkemiddelapparatet og brukarane. Den nye innovasjonsverksemda bør i størst mogeleg grad gjere nytte av dette nettverket, til dømes i samband med internasjonale aktivitetar.

3.3.4 Organisering og finansiering

Det har vore ein føresetnad at innovasjonsverksemda skal vere statleg eigd for å sikre habilitet og sjølvstende i vurderingane verksemda gjer. I vurderinga av organisasjonsløyningar har det òg vore vektlagt at verksemda i hovudsak skal ha forvaltningsfunksjonar, samtidig som det er ønskeleg å sikra sjølvstende for verksemda på ulike område.

Ut frå dette er det vurdert at det er formålstenleg å organisere innovasjonsverksemda som eit forvaltningsorgan med særskilde fullmakter. Denne organisasjonsforma har særleg vore nytta for verksemdar med ei nær statleg tilknytning, til dømes gjennom at dei løyser samfunnsoppgåver og har ei omfattande statstilknytning økonomisk. Organisasjonsforma har dei seinare åra blitt nytta for fleire organ innan forskingssektoren. I dag er mellom anna Forskingsrådet og ei rekkje andre institusjonar innan forskings- og utdanningssektoren organiserte som forvaltningsorgan med særskilde fullmakter.

Organet skal vere underlagd Olje- og energidepartementet. Departementet vil sikre organet ei sjølvstendig rolle gjennom særlege fullmaktar, på linje med andre forvaltningsorgan som er organisert på denne måten. Regjeringa vil komme attende med forslag til fullmakter i budsjettet for 2005.

Verksemda skal arbeide mål- og resultatretta og ta ei marknadsnær pådrivarrolle for heile innovasjonsskjeda knytt til utvikling av miljøvennleg gasskraftteknologi. Verksemda vil ha forvaltningsoppgåver knytt til tildeling av stønad til prosjekta og skal mellom anna medverke til å utforme eit nasjonalt gassteknologiprogram. Det blir lagt vekt på at organet må få stor grad av fagleg sjølvstende. Verksemda skal òg fungere som rådgjevar for

departementet. Forvaltningsorganet kan få i oppdrag å delta i relevante samarbeidsprosjekt internasjonalt og nasjonalt, som representant for styremaktene. Verksemda vil ha eit fåtal tilsette og vil i hovudsak basere seg på personell med særskild kompetanse på fagområdet.

Regjeringa legg opp til at organet skal vere oppretta innan årsskiftet 2004–2005. I samband med planlegginga og førebuinga av etableringa av forvaltningsorganet, blei det i Revidert nasjonalbudsjett fremje forslag om 1 million kroner for 2. halvår 2004. Regjeringa vil komme attende med utgifter til etableringa og drifta av verksemda i budsjettet for 2005. Frå og med 2005 vil driftsutgiftene dekkje eige personell og leige av eksterne tenester og konsulenttenester. Vidare treng den nye verksemda kontorlokale og naudsynt infrastruktur.

Ein nærmare omtale av organiseringa av verksemda vil bli gitt i St.prp. 1 (2004–2005).

Finansiering

Vegen fram til ein demonstrasjonsfase og vidare utprøving krev langsiktig satsing og stabilitet i finansieringa av teknologiutviklinga. Finansieringa av verksemda vil skje gjennom opprettinga av eit fond, der innovasjonverksemda forvaltar avkastninga av fondet etter same modell som Fondet for forskning og nyskaping som ble etablert i 1999. I samband med Revidert nasjonalbudsjett 2004 blei det fremja forslag om å opprette eit fond på 2 milliarder kroner frå 1. juli 2004. Regjeringa vil vurdere mogeleg ekstra finansiering utover avkastninga til fondet til konkrete prosjekt for å sikre naudsynt framdrift i teknologiutviklinga.

Ei mogeleg opptrapping av offentlege midlar må skje i takt med forskingsinstitusjonane og industrien si evne til å byggje kompetanse og kapasitet. Naudsynt finansiering av eit gassteknologiprogram vil kunne endre seg over tid, avhengig av aktiviteten og utviklingstakten for teknologiar for gasskraft med CO₂-handtering, og ei eventuell seinare utviding av verksemda til òg å omfatte hydrogen eller andre miljøvennlege gassteknologiar.

Midlane til det nye fondet vil bli plassert som kontolån til staten, med ei rente tilsvarende renta på langsiktige statsobligasjonar. Det er viktig at fondet blir innretta slik at dei ressursane som ein kan nytta, ikkje svekkjer kontrollen som Regjeringa og Stortinget må ha over staten sine utgifter og inntekter. Av omsyn til dette vil avkastninga frå fondskapitalen årleg først inn på statsbudsjettet si inntektsside og tilsvarende løyvast på statsbudsjettet si utgiftsside, hovudsakleg som overføring til forvaltningsorganet. I tillegg vil avkastninga og

overføringa frå fondet bli registrert i fondet sitt særrekneskap. Den årlege avkastninga frå fondet blir disponert i etterfølgjande budsjettår og vil bli budsjettert frå og med statsbudsjettet for 2005.

Den årlege avkastningen på fondet blir mot-
svart av tilsvarande auke i renteutgifter på staten si
gjeld. Renteutgiftene blir dermed ein del av dei
årlege statlege utgiftene.

Del II

*Om kostnader og finansiering av
transportløsinger for innanlands bruk av gass*

4 Innanlands bruk av gass

Regjeringas politikk for auka miljøvennleg bruk av naturgass er presentert i St.meld. nr. 9 (2002–2003) om innanlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldinga). Regjeringa legg vekt på:

- å leggje til rette for at meir naturgass kan nyttast til innanlands verdiauking
- å ha ei tilskotsordning for utbygging av infrastruktur for naturgass for å auke bruken av gass og for å hauste erfaring
- stønaden til utbygging av infrastruktur for gass må vere innanfor rammene av Noregs internasjonale miljøplikter

Ved stortingshandsaminga av Gassmeldinga våren 2003 blei Regjeringa bedd om å gjennomføre nærare utgreiingar om kostnader og finansiering av innanlands bruk av naturgass, jf. Innst. S. nr. 167 og vedtak nr. 347:

«Stortinget ber Regjeringen utrede alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtraseer, LNG og CNG-anlegg, og hvordan gasen kan distribueres fra ilandføringsstedene.

Regjeringen bes videre vurdere de økonomiske sidene ved utbygging av slik infrastruktur, inklusive lønnsomhetsbetraktninger, og utrede ulike finansieringsformer med statlig deltakelse, herunder opprettelsen av et statlig eierselskap for investeringer i infrastruktur, og komme tilbake til Stortinget med disse vurderingene så snart det lar seg gjøre, men senest i løpet av våren 2004. Utredningen skal samordnes i tid med hydrogenutvalgets arbeid.

Regjeringen bes om å legge vekt på finansiell risiko og langsiktighet, verdiskapning og industriutvikling i et langsiktig perspektiv, samt miljømessige konsekvenser og perspektiver.»

Denne delen av meldinga tek føre seg politiken og perspektiva for å auke bruken av gass i Noreg. Regjeringa legg opp til ei vidareføring av satsinga på naturgass. Dei utgreiingane som er gjennomført, støttar opp under ein politikk for ei gradvis utbygging av infrastruktur for naturgass. Dei økonomiske sidene ved transport av gass og perspektiv og strategi blir drøfta nærmare i kapittel 5. Eigarskap og finansiering er drøfta i kapittel 6.

5 Dei økonomiske sidene ved transport av gass

5.1 Innleiing

På bakgrunn av Stortinget sitt vedtak bad departementet NVE om å greie ut alternative løysingar for korleis gass kan førast fram til aktuelle innanlandske brukarar og dei økonomiske sidene ved utbygging av slik infrastruktur. NVE har gjort omfattande vurderingar av økonomien ved gasstransport og utforma ein rapport for departementet. Rapporten er trykt som vedlegg til meldinga (vedlegg 2).

Eclipse Energy Group, Econ Analyse, Marintek og Aker Kværner har utarbeidd sentrale delar av bakgrunns materialet til NVE sin rapport. Under utgreiingsprosessen har det vore brei kontakt med aktørane i gassmarknaden. NVE har mellom anna arrangert to arbeidsmøte der både gasselskap, dagens brukarar og potensielle brukarar har vore tilstades. Her har NVE presentert førebels resultat frå utgreiingane og aktørane har hatt høve til å komme med kommentarar.

NVE har lagt vekt på å vere metodisk i utvalet av aktuelle innanlandske brukarar og alternative transportløysingar, jf. avsnitt 5.2. Prisen på sjøve gassen og forventata pris i sluttbrukarmarknaden er vurdert særskilt, og vil vere viktig for resultatata, jf. avsnitt 5.3. I avsnitt 5.4 er tala for kostnadene ved transport og vurderingane av økonomien i dei ulike transportløysingane til dei aktuelle brukarane presentert. Det er gjort ein særskilt analyse av gasstransport til Grenland, Trondheim og Bergen. I tillegg har ein sett på økonomien ved frakt av LNG til ulike brukarar rundt omkring i landet. I avsnitt 5.6 kommenterer departementet analysearbeidet som er utført. NVE sin rapport i vedlegg 2 gir ein grundigare gjennomgang av resultatata.

Alle bakgrunnsrapportane som er offentleg tilgjengelege, er å finne på NVE sine internettsider, www.nve.no.

5.2 Aktuelle brukarar og alternative transportformer

I analysane av lønsemda ved gasstransport har NVE spesielt vurdert transportløysingar til område med eit relativt stort potensial for bruk av gass. Til

enkelte stader er kostnadene ved både rørtransport og LNG-løysingar vurdert.

Avstanden frå ilandføringsstaden til marknaden og kor store volum som vil kunne bli etterspurd, er særskilt viktige faktorar for økonomien i etablering av infrastruktur for gass. Dette er også viktig for val av transportform. Det er lagt vekt på å analysere grensetilfelle med stort forventata handelsvolum eller med kort avstand til ilandføringsstaden. Analysane gir i tillegg eit grunnlag for å gi kvalitative vurderingar av økonomien i gassløysingar til andre område.

Det er gjort ei brei vurdering av marknadspotensialet ulike stader. Econ har kartlagt mogelegheitene for bruk av naturgass langs kysten og enkelte område i innlandet som har eit relativt høgt forbruk av fossile brensel. Dei har sett på innbyggjartalet, bu-einingar, oppvarmingstype og avstandar innanfor kommunen og mellom kommunane, planar for bruk av naturgass, og forbruket av fossile energivarar i industrien. NVE har sjølv gjort utfyllande vurderingar basert på kontaktar i marknaden.

NVE har rekna på mogelegheitene for å etablere LNG-ruter med skip i ei nordleg og ei sørleg rute. Ei LNG-rute kan tilpassast tilhøva i Noreg og oppgraderast når etterspurnaden etter gass aukar. Den nordlege ruta omfattar områda rundt Trondheimsfjorden, oppover langs Helgelandskysten til Narvik. I utrekningane har NVE lagt til grunn at gassvolumet på denne ruta vil vere på 88 millionar Sm³ per år ved oppstart og 135 millionar Sm³ 5 år seinare. Den sørlege ruta omfattar Grenland (utanom dei store industrielle brukarane), Østfold, Oslo, Drammen, Vestfold, Kristiansand, Lista og Egersund. NVE har lagt til grunn at det totale volumet på strekninga vil vere på om lag 150 millionar Sm³ per år ved oppstart og 315 millionar Sm³ etter 5 år. Fordi det allereie er etablert LNG-distribusjon på Vestlandet, har ikkje NVE analysert transport av gass med skip til dette området.

NVE har samanlikna kostnadene ved etablering av LNG-distribusjon og gassrør til område som ligg nær ilandføringsstadene. På denne bakgrunnen er det gjort kostnadsoverslag for eit gassrør til Trondheim. NVE har også sett på kostnadene ved eit rør til Bergen.

Tabell 5.1 Marknadspotensiale for bruk av tørrgass (millionar Sm³) i ulike område og våtgass (1 000 tonn) i Grenland

Lokalisering/område	Gasstype	Ved oppstart	5 år etter oppstart
Nordleg rute	Tørrgass (LNG) ¹	88	135
Sørleg rute	Tørrgass (LNG) ¹	150	315
Grenland	Tørrgass (LNG, CNG, rør) ¹	510	560
	Våtgass (1 000 tonn) ²	820	820

1) 1 million Sm³ har eit energiinnhald på om lag 10 GWh.

2) 1 000 tonn (1 ktonn) våtgass av den blandinga som blir nytta i Grenland har eit energiinnhald på om lag 13 GWh.

Kilde: NVE

Grenland har det største potensialet for å auke bruken av gass på kort sikt i Noreg. Her er det ein marknad for både tørrgass og våtgass i relativt store mengder i industrien. Men området ligg langt frå ilandføringsstadane slik at kostnadene ved å leggje rør er høge. NVE har analysert fleire alternativ for transport av gass til dette området. Både eit tørrgassrør, eit såkalla kombirør (for tørrgass og våtgass), ei LNG-rute og ei CNG-rute som er spesielt tilpassa industriell bruk er analysert.

Dei ulike voluma som ligg til grunn for utrekningane av einingskostnadene ved transport i basialternativet til NVE er gitt i tabell 5.1.

På begge sider av Oslofjorden er det eit potensial for å skifte frå andre energikjelder til naturgass. Det er gjort analysar av greinrør frå eit hovudrør Kårstø–Grenland til Kristiansand, Vestfold, Drammen, Oslo og Østfold. Einingskostnaden for å frakte gass i dei ulike greinrøra vil vere høge. I tillegg til transporttariffen i greinrøret, vil brukarane måtte betale ein tariff for bruken av Grenlandsrøret. Sjølv om det blir transportert meir gass i røret til Grenland når dei omkringliggende områda blir knytt til systemet, er det ikkje nok til å påverke einingskostnadene i nokon større grad. Departementet viser til nærmare omtale av greinrøra i vedlegg 2.

5.3 Engrosprisar og totalpris til sluttbrukarar

For kundane er det totalprisen på naturgass som avgjer om dei er interessert i å bruke gass. Totalprisen er summen av prisen på transport og engrosprisen på gass. På denne bakgrunnen er det gjort vurderingar av engrosprisar på naturgass frå ulike leveringsstadar, jf. avsnitt 5.3.1.

For å vurdere lønnssemda ved å etablere ein infrastruktur for naturgass er det òg viktig å gjere eit overslag over kva for totalpris det er mogeleg å oppnå i sluttbrukarmarknaden. Dette er kalla den

maksimale betalingsvilja for gass levert til sluttbrukar og blir drøfta i avsnitt 5.3.2. Med utgangspunkt i betalingsvilja for gass og engrosprisen på gass, er òg den maksimale tariffen som ein kan få for sal av transporttenester utrekna.

5.3.1 Engrospris på gass

Det er knytt uvisse til utviklinga i engrosprisen på gass fordi ho blir forhandla i kvar enkelt kontrakt. Prisen vil variere i høve til leveringsvilkår, kor gassen blir kjøpt, og om det er LNG eller tørrgass. Engrosprisane på gass varierer òg med oljeprisen. I tabell 5.2 er engrosprisane som NVE har nytta i vurderingane av lønnssemda ved transport av naturgass presentert.

NVE har lagt til grunn ein oljepris på 25 USD/fat. Sjølv om oljeprisen avvik frå det føresette nivået, vil det ikkje påverke hovudresultata i analysane vesentleg. Det skuldast at prisen på dei viktigaste konkurrerende energikjeldene vil variere i takt med oljeprisen. Og industri som konkurrerer internasjonalt vil stort sett måtte handtere dei same variasjonane som konkurrentane.

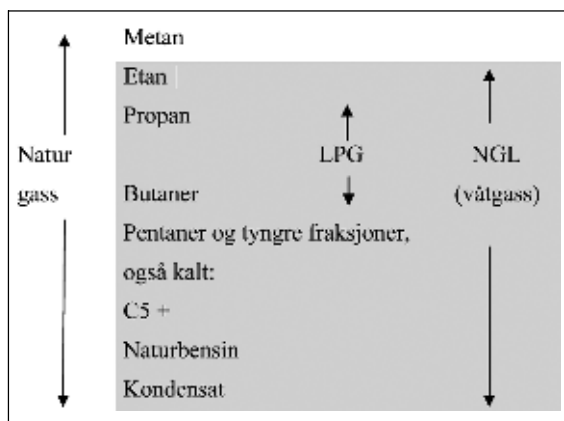
Det er lagt til grunn ein engrospris på tørrgass frå Kårstø på 66 øre/Sm³ i analysane av lønnssemda ved CNG-transport og rørtransport til Grenland. Dette tilsvarar totalprisen i Zeebrugge minus transporttariff frå Kårstø til Zeebrugge.

For den sørlege LNG-ruta og for LNG til Grenland, er det lagt til grunn at LNG blir kjøpt i Zeebrugge. Zeebrugge er i dag den einaste staden der det er mogeleg å kjøpe dei LNG-voluma som kan bli etterspurd i den sørlege ruta og i industrien i Grenland. Prisen på LNG frå Zeebrugge vil vere nært knytt til prisane i den europeiske gassmarknaden. Men ein må vere førebudd på å betale eit visst tillegg for å fylle opp små LNG-skip. NVE har lagt til grunn ein totalpris for LNG levert frå Zeebrugge på 88,5 øre/Sm³.

For den nordlege ruta er det føresett at LNG blir henta frå Melkøya. NVE har lagt til grunn ein

Boks 5.1 Viktige omgrep knytt til naturgass og transport av gass

Naturgass frå norsk sokkel blir kalla rikgass og består vanlegvis av 60–95 prosent metan. Resten av gassen er etan, propan, butaner, naturbensin og kondensat; såkalla Natural Gas Liquids (NGL). Rikgassen blir skilt i tørrgass og våtgass i eit prosesseringsanlegg. Tørrgassen inneheld i all hovudsak metan. Ei undergruppe av våtgass er Liquefied Petroleum Gas (LPG) som inneheld propan og butaner som er gjort flytande ved hjelp av nedkjøling eller trykk. Dei ulike komponentane i naturgassen er illustrert i figur 5.1.



Figur 5.1 Ulike komponentar i naturgass

Måleininga for tørrgass er Standard kubikkmeter (Sm^3). Dette målet gjeld for tørrgass ved atmosfærisk trykk og ein temperatur på 15°C . Ein Sm^3 naturgass inneheld om lag like mykje energi som ein liter fyringsolje. Det svarar til energien i om lag 10 kWh elektrisitet.

Compressed Natural Gas (CNG) er tørrgass som er komprimert og blir lagra under eit trykk på 250 til 300 bar (250–300 gonger atmosfærisk trykk).

Liquified Natural Gas (LNG) er tørrgass kjølt ned til minus 162°C slik at han blir flytande. LNG blir lagra i isolerte tankar. LNG har mykje større tettheit enn det tørrgass har ved normale temperaturar. Energiinnhaldet i ein kubikkmeter LNG er meir enn 600 gonger så høgt som i ein kubikkmeter tørrgass i gassform. Når LNG er transportert til ein sentral terminal, kan den regassifiserast og transporterast til sluttbrukane som CNG eller gjennom gassrør.

gasspris på 98 øre/ Sm^3 . Grunnen til at prisen på LNG frå Melkøya er høgare enn i Zeebrugge er i hovudsak at gassen blir seld i den amerikanske marknaden. Marknadsprisen i USA har dei siste åra lege relativt mykje høgare enn marknadsprisen i Europa. Føremålet med LNG-lageret i Zeebrugge er å sikre leveransar ved variasjonar i forbruk og tilgang på gass. Det er gått ut frå at prisinga i Zeebrugge reflekterer prisen på tørrgass på kontinentet. Det er imidlertid usikkert kor lenge ein slik prisskilnad mellom USA og Europa vil kunne vare ved.

Den LNG-distribusjonen som i dag er etablert på Vestlandet, får leveransar av LNG frå små lokale anlegg på Kollsnes og Kårstø, jf. boks 5.2. Kapasiteten i desse anlegga er i dag for liten til å kunne levere dei voluma som er lagt til grunn i basisalternativet for Grenland og i den sørlege LNG-ruta. Med auka kapasitet kunne anlegga på Vestlandet òg ha vore aktuelle som leverandørar av gass til større LNG-ruter. Men i høve til dei analysane som er gjort, er det primært prisane på LNG og ikkje leveringsstaden som er viktig. Med mindre slike anlegg kan levere til lågare kostnader enn føresett, vil ikkje det påverke resultatata i dei analysane som NVE har gjennomført.

Boks 5.2 LNG anlegg i Noreg

Det er i dag tre mindre LNG-anlegg i Noreg. Dei er lokalisert på Tjeldbergodden, Karmøy og Kollsnes. LNG-anlegget på Tjeldbergodden har vore i drift sidan 1997 og er eigd av Statoil, ConocoPhillips og AGA. Produksjonen i 2003 var på om lag 12 000 tonn LNG (tilsvarande om lag 16 millionar Sm^3 naturgass). LNG frå Tjeldbergodden blir frakta på spesialbygde bilar til mellom anna brukarar i Trondheimsregionen.

Gasnor eig og driv eit LNG-anlegg på Karmøy. Anlegget vart satt i produksjon i 2003 og har ein årleg produksjonskapasitet på om lag 20 000 tonn LNG (tilsvarande om lag 25 millionar Sm^3 naturgass). LNG blir frakta på spesialbygde bilar til Jæren og Sør-Rogaland.

Naturgass Vest opna nyleg sitt LNG-anlegg på Kollsnes. Anlegget har ein årleg produksjonskapasitet på 40 000 tonn LNG (tilsvarande om lag 54 millionar Sm^3). LNG blir frakta på skip til brukarane. Naturgass Vest leverer mellom anna til Hydro Åndalsnes og Ewos fiskefôrfabrikk i Florø.

5.3.2 Betalingsvilje

Gass vil vere ein konkurrent til andre energibera- rar. Dette har vore eit viktig utgangspunkt for å vurdere kva for totalpris det i beste fall kan vere mogeleg å oppnå i marknaden, eller den maksi- male betalingsvilja for gass levert til sluttbrukar.

I den nordlege og sørlege LNG-ruta er det ulike typar fyringsolje som vil vere hovudkonkurrentar til naturgass. Kostnadene ved bruk av fyringsolje vil for mange brukarar vere ei øvre grense for kva dei vil vere villige til å betale for gass. I den nord- lege LNG-ruta er det lagt til grunn at den maksi- male betalingsvilja for gass levert til sentral mottak- sterminal er mellom 188 og 213 øre/Sm³. I den sør- lege LNG-ruta er den tilsvarande maksimale forventa betalingsvilja på mellom 153,5 og 203,5 øre/Sm³.

Det store spennet i den maksimale betalings- vilja i LNG-rutene kjem mellom anna av at det er store variasjonar i sluttbrukarprisane på dei kon- kurrerende energiberarane. Industrikundar nyttar ofte tung fyringsolje som dei har avgiftsfritak for. Det er grunn til å vente at ein vil oppnå relativt låge totalprisar hos desse kundane. På lett fyringsolje er det ofte høge avgifter samstundes som lettolja i seg sjølv er langt dyrare enn tungolja. Forskjellar på føresetnadene om den maksimale betalingsvilja i den sørlege og den nordlege LNG-ruta, kjem mel- lom anna av at det er ulik kundesamansetning i dei to rutane.

Det er gjort særlege vurderingar av betalings- vilja til den konkurranseutsette industrien. Det kjem særleg til uttrykk i analysane av lønnsesda ved transport av naturgass til Grenland, der indus- tribedriftene er dei klart viktigaste kundane. Her har NVE teke utgangspunkt i kva tilsvarande industri på kontinentet betalar for leveransar av

gass. Det er nytta ein totalpris på 91 øre/Sm³ på kontinentet som grunnlag for å vurdere kva ein kan oppnå av gasspris i Grenlandsområdet. NVE har gjort vurderingane av volum og transporttariffar for transportløysingane i samarbeid med indus- trien i Grenland, jf. kapittel 6.1.2 i NVEs rapport (vedlegg 2).

Departementet hadde møte med dei mest sen- trale industriaktørane i Grenland 23. april 2004 for å få høyra deira vurdering av trongen for gass til Grenland. I møtet la representantane frå industrien vekt på at dei måtte få dei same vilkåra for leveran- sar av tørrgass som industrien på kontinentet.

Transporttariffen er særleg viktig for lønn- semda i ei eventuell utbygging av infrastruktur for gass til Grenland. Derfor må det bli eit sentralt punkt i tingingane mellom ein utbyggjar og dei potensielle kundane.

På grunnlag av estimat på engrosprisen på gass, og den maksimale betalingsvilja for gass levert til sluttbrukar, har NVE rekna ut kor høge transportkostnader til dei ulike stadene som kan tålast. I prinsippet skulle ein også ta omsyn til kost- nadene ved å installere anlegg som kan nyttast til bruk av gass, men NVE har lagt til grunn at pro- sesstekniske gevinstar ved å gå over til gass kom- penserer for desse kostnadene.

Tabell 5.2 viser den maksimale betalingsvilja for gass levert mottaksterminal, engrosprisen på gass og den maksimale tariffen for gasstranspor- ten. Til dømes er den transporttariffen som ein kan vente at industrien i Grenland vil betale, sett til 25 øre/Sm³. Det gir ein pris for gassen som om lag svarar til dei kostnadene ein gunstig lokalisert, større industriell kunde på kontinentet må rekne med. For våtgass til Grenland er det tatt utgangs- punkt i forventa framtidig kostnad for båttransport. Denne er i analysane føresett å vere 165 kr/tonn.

Tabell 5.2 Maksimal betalingsvilje for gass levert mottaksterminal, engrospris og maksimal tariff for transport i ulike områder. Øre/Sm³

	Maksimal betalingsvilje	Engrospris på gass	Berekna maksimal tariff for transport
Nordleg LNG- rute	188 – 213	98 ¹⁾	90 – 115
Sørleg LNG- rute	153,5 – 203,5	88,5 ²⁾	65 – 115
CNG og tørrgassrør Grenland	91	66 ³⁾	25
LNG-Grenland	91	88,5 ²⁾	2,5

1) LNG frå Snøhvit

2) LNG frå Zeebrügge

3) Tørrgass frå Kårstø

Kilde: NVE

5.4 Økonomien i alternative transportløysingar

5.4.1 Nordleg og sørleg LNG-rute

Kostnadene ved distribusjon av LNG avheng av talet på mottaksstasjonar, avstanden mellom dei og kor stort volumet er på kvar plass. Inntektene avheng av kor raskt ein kan byggje opp marknaden og kva for prisar ein kan oppnå på dei einskilte stadene. I Gassmeldinga blei det lagt vekt på at ein bør tilpasse LNG-levering til bestemte ruter og eventuelt byggje dei ut etter kvart. NVE har lagt stor vekt på å vurdere den mest føremålstenlege utforminga av den nordlege og den sørlege ruta.

Småskala LNG er ei relativt ny teknisk løysing der det er uvisse knytt til drifta og kostnadene. Dei små LNG-skipa som vil vere aktuelle for distribusjon i Noreg, er ikkje tilpassa dei store terminalane som vert nytta i den internasjonale handelen med LNG. Dette vil vere ein usikker faktor når LNG-rutene skal etablerast i praksis. I konsesjonsvilkåra for Snøhvit er det krav om at operatøren skal leggje til rette for uttak av gass.

Oppretting av ruter for LNG-distribusjon vil òg møte utfordringar knytt til at mange avgjersler må takast samstundes. Ein potensiell investor må ha på plass langsiktige avtalar om gasskjøp og gassleveransar, finansiering og organisasjon, i tillegg til å kontrahere skip. På grunn av den langsiktige karakteren til rutene og utfordringar knytt til å selje gass, inneber oppstart av LNG-ruter ein risiko for investor.

Ein investor må også ta stilling til kor mange skip som skal vere med å forsyne ei LNG-rute. I praksis kan eit LNG-skip på 6000 m³ levere tilstrekkeleg til å forsyne dei fleste aktuelle rutene i Noreg. Men dersom det berre er eitt skip, blir systemet sårbart for uhell. Om det blir etablert fleire LNG-ruter i landet, kan dei samarbeide slik at systema får betre forsyningstryggleik. I analysane har NVE lagt til grunn at ein nyttar eitt skip i den nordlege ruta og to i den sørlege ruta.

Den nordlege ruta

Den nordlege LNG-ruta omfattar Trondheim, Fosen, Rana, Mosjøen og Narvik. Det er lagt til grunn kjøp av LNG frå Snøhvit til ein engrospris på 98 øre/Sm³. NVE har føresett at etterspurnaden i desse områda kan bli på nærmare 90 millionar Sm³ i starten og så gradvis auke noko. Etter berekningar frå MARINTEK er dei totale investeringskostnadene for eitt skip og mottaksterminalar 390 millio-

Tabell 5.3 Investeringskostnader og årlege driftskostnader for transport av LNG til sentrale mottaksterminalar i nordleg og sørleg rute. Millionar kroner

	Investeringskostnader	Årlege driftskostnader
Nordleg rute	390	40
Sørleg rute	620	79

Kilde: NVE

nar kroner. Driftskostnadene er utrekna til å bli om lag 40 millionar kroner årleg.

Etter NVE sine vurderingar kan det vere mogeleg å selje om lag 135 millionar Sm³ på lang sikt, til ein pris som dekkjer desse kostnadene.

Den sørlege ruta

Den sørlege LNG-ruta omfattar Østfold, Oslo, Drammen, Vestfold, Grenland, Kristiansand, Lista og Egersund. På kort sikt er det lagt til grunn at etterspurnaden kan bli om lag 150 millionar Sm³ i den sørlege ruta, jf. tabell 5.3. I dette alternativet er det ikkje inkludert leveransar til dei store industrielle brukarane i Grenland. Årsaka er at konverteringspotensialet i denne industrien er så stort at det er naudsynt med ei eiga skreddarsydd løysing. Det er lagt til grunn at industriverksemdene i Østfold vil vere dei klart største gasskjøparane dei første åra i den sørlege ruta. NVE har lagt til grunn at bruken etter nokre år aukar nokså mykje dei fleste stadene og at den totale etterspurnaden blir dobla.

Det er lagt til grunn at ein kjøper LNG frå Zeebrugge til ein engrospris på 88,5 øre/Sm³. Dei totale investeringskostnadene for to skip og mottaksterminalar er estimert til 620 millionar kroner. Driftskostnadene vil vere 79 millionar kroner per år. Etter NVE sine vurderingar kan det vere mogeleg å selje 315 millionar Sm³ på lang sikt, til ein pris som dekkjer desse kostnadene.

Investeringskostnadene og driftskostnadene for dei to LNG-rutene er oppsummert i tabell 5.3.

5.4.2 Transportalternativ til Trøndelag

På Tjeldbergodden blir det ført i land gass frå Haltenpipe. NVE har vurdert kostnadene for gassrør frå Tjeldbergodden til Trondheim. Eit slikt rør vil vere 100 km langt, og NVE har komme fram til at det kan få ein investeringskostnad på 325 millionar kroner. Driftskostnadene er venta å bli om lag

5 millionar kroner kvart år. I tillegg kjem tariff for transport frå Haltenbanken inn til Tjeldbergodden og prisen for sjølve gassen.

Kostnadene ved å levere gass til brukarane i Trøndelag synest å bli mykje høgare med ei slik rørløysing enn med levering frå den nordlege LNG-ruta. Det gjeld så lenge gassvoluma er små.

NVE har lagt til grunn at det kan være mogeleg med ein samla etterspurnad på om lag 30 millionar Sm^3 i Sør-Trøndelag. Dersom bruken av gass blir monaleg høgare kan lønsemda bli betre enn ved LNG-transport. Det gjeld særleg om det planlagde gasskraftverket på Skogn blir bygd. Det opnar for greinrør til ei rekkje ulike område i regionen. Det er lagt planar for greinrør mellom anna til Trondheim, Verdal og Orkanger. Slike greinrør kan vere relativt korte og kostnadene blir derfor moderate.

I 2001 fekk Industrikraft Midt-Norge (IMN) anleggskonsesjon og utsleppskonsesjon for å bygge eit kraftvarmeverk i Skogn. Kapasiteten blir etter planen 800 MW, noko som svarar til ein årleg elektrisitetsproduksjon på 6,2 TWh. Eit rør frå Tjeldbergodden skal forsyne dette kraftverket med gass. Eit slikt rør er av IMN berekna til å koste rundt 1 300 millionar kroner.

Det er stor interesse for å ta i bruk naturgass i Trøndelag. Det er etablert eit oljepolitisk utval der mange kommunar tek del. Kva som skjer med bygging av kraftvarmeverket på Skogn, er svært viktig for kva slags løysingar som er aktuelle for framføring av gass i Trøndelagsområdet. Statleg delta-king i finansieringa av gassrør føreset at staten ikkje subsidierer konvensjonelle gasskraftverk. Regjeringa vil vurdere gassløysingar til ulike område i Trøndelag meir konkret når det blir klart om gasskraftverket vert realisert.

5.4.3 Transportalternativ til Bergen

Bergensområdet har eit relativt stort potensial for bruk av naturgass, knytt til transportsektoren, oppvarming av bygningar og ein del industribruk. Vurderingane av kostnadene ved å føre naturgass til Bergen, er basert på utrekningar gjort av Naturgass Vest.

Marknadspotensialet i Bergen er av Naturgass Vest vurdert til å vere 36,5 millionar Sm^3 . Naturgass Vest starta i 2000 med distribusjon av CNG på flasker i lastebilar frå Kollsnes Næringspark. Planen var i utgangspunktet å byggje eit rør frå Kollsnes til Bergen, men ein valde i staden å starte opp med CNG. Dei totale investeringskostnadene for røret var berekna til om lag 235 millionar 1998-kroner. NVE har komme fram til at investeringskostnadene for eit tilsvarande rør i dag er 215 millionar

kroner. Eit slikt rør vil i følge NVE gi transportkostnader på omkring 150 øre/ Sm^3 . Dette ville såleis vere ei dyr løysing. Da er det teke utgangspunkt i ei økonomisk levetid på 20 år, ei avkastning på 8 prosent og eit volum i området 15–20 millionar Sm^3 per år. Naturgass Vest terminerte arbeidet med rørrprosjektet i 2001 til fordel for ei LNG-løysing. For å få tilgang på LNG, etablerte dei eit eige LNG-anlegg på Kollsnes. Ei slik løysing var i følge Naturgass Vest meir fleksibel i høve til utviklinga av marknaden. Samstundes opna det for levering av naturgass til andre område enn Bergen.

5.4.4 Transportalternativ til Grenland

Grenlandsområdet omfattar kommunane Skien, Porsgrunn, Siljan og Bamble og har om lag 100 000 innbyggjarar.

NVE har analysert fire løysingar for transport av naturgass til Grenland:

- tørrgassrør frå Kårstø
- LNG-rute frå Zeebrugge
- CNG-rute frå Kårstø
- kombirør (for våtgass og tørrgass) frå Kårstø

Alle alternativa dekkjer etterspurnaden etter tørrgass. I vurderingane av lønsemda ved dei ulike transportløysingane til Grenland har NVE lagt til grunn eit basisalternativ der etterspurnaden etter tørrgass fem år etter oppstart vil vere 560 millionar Sm^3 i året. Det er føresett at delar av industrien går over frå bruk av våtgass til tørrgass og mindre industri i stor grad konverterer frå olje og elektrisitet til naturgass.

Kombirøret dekkjer den forventa etterspurnaden både etter tørrgass og våtgass. Det er da teke omsyn til auka bruk av våtgass samanlikna med i dag, basert på vedtekne utvidningar. I basisalternativet er etterspurnaden etter våtgass satt til 820 000 tonn per år.

NVE har analysert eit 16" tørrgassrør og eit 18" kombirør. Røra har ein maksimalkapasitet som er større enn det som er nødvendig for å dekkje etterspurnaden i basisalternativet. Det er fleire grunnar til at det er nettopp desse storleikene som er valt. Eit tørrgassrør på 16" vil ikkje vere dyrare å leggje enn mindre rør, eksempelvis 12" og 14". Dei mindre røra må gravast ned på havbotnen av omsyn til mellom anna trålfiske og oppdrift, og dette er ein vesentleg ekstrakostnad. Transportkapasiteten i eit 16" tørrgassrør er i overkant av 2 350 millionar Sm^3 per år. Dette tilsvarar ei energimengd på i underkant av 25 TWh.

Tabell 5.4 Investeringskostnader, årlege driftskostnader, einingskostnader og noverdi for ulike transportløyningar til Grenland i basisalternativet.

Løysing	Investeringskostnader millionar kroner	Driftskostnader millionar kroner	Einingskost- nad ¹⁾ øre/Sm ³	Noverdi ²⁾ millionar kroner
Tørrgassrør	2 750	41	59	-1 800
LNG-ruta	840	73	28	-1 400
CNG-ruta	1 100	84	38	-800
Kombirør	4 150	62	64 ³⁾	-2 100

1) Gitt volum i basisalternativet (560 millionar Sm³ tørrgass), 8 prosent rente og 20 års levetid.

2) Rente på 8 prosent, 20 års levetid, 25 øre/Sm³ i maksimal transporttariff for tørrgass (2,5 øre/Sm³ for LNG) og 165 kr/tonn for våtgass

3) Gitt transport av 820 000 tonn våtgass til ein tariff på 165 kr/tonn.

Kilde: NVE

Tekniske tilhøve knytt til kva for blanding mellom tørrgass og våtgass som kan bli sendt i eit kombirør frå Kårstø, påverkar valet av rørdimensjon. Det er valt å rekne på eit 18" kombirør. Det vil koste 220 millionar kroner meir enn eit tilsvarande 16" rør. Årsaka til at det likevel er rekna på eit 18"-kombirør, er at eit 16" rør ikkje vil ha kapasitet til å frakte dei våtgassvoluma som kan bli aktuelle dersom det blir utvidingar i den petrokjemiske industrien i Grenland. Røret på 18" har ein maksimal kapasitet på i overkant av 2 000 millionar Sm³ tørrgass, gitt ein årleg leveranse på 820 000 tonn våtgass. Totalt tilsvarar dette ei energimengd på om lag 30 TWh.

Når det gjeld LNG-ruta og CNG-ruta, er det mogeleg å tilpasse kapasiteten dersom etterspurnaden aukar. Tabell 5.4 viser investeringskostnadene og dei årlege driftskostnadene for dei ulike transportalternativa. Tabellen viser også einingskostnaden og noverdien i tilfelle der etterspurnaden blir slik som det er lagt til grunn i basisalternativet. Noverdien er eit uttrykk for lønnsmda i dei ulike alternativa. I dei resultata som er referert i tabell 5.4, er det lagt til grunn 20 års levetid på anlegga og ei realrente på 8 prosent.

Nærmare om tørrgassrøret

I følgje analysane som Aker Kværner har gjort for NVE, vil investeringskostnadene i eit tørrgassrør frå Kårstø kunne bli om lag 2 750 millionar kroner. Dei årlege driftskostnadene kan bli om lag 41 millionar kroner. Med den etterspurnaden etter tørrgass som NVE har lagt til grunn i basisalternativet, gir dette ein gjennomsnittlig transportkostnad i tørrgassrøret på 59 øre/Sm³.

Dersom det hadde blitt satt ein transporttariff som svarer til de faktiske transportkostnadene og prisen på kjøp av sjølve tørrgassen er 66 øre/Sm³ slik NVE har lagt til grunn, ville det ha vore mogleg å tilby gass i Grenland til 125 øre/Sm³.

Industribedriftene i området har lagt vekt på at dei må ha vilkår ved kjøp av naturgass som er like gode som for industrien på kontinentet, jf. avsnitt 5.3.2. På dette grunnlaget har NVE komme fram til at den høgaste tariffen industrien i Grenland kan betale for gassen truleg er på om lag 25 øre/Sm³. Slike vilkår vil gi ein negativ noverdi på omlag 1 800 millionar kroner for eit slikt tørrgassrør.

Nærmare om CNG-ruta

NVE og Aker Kværner har utrekna investeringskostnadene ved å etablere ein fast leveranse av CNG på båt frå Kårstø til Grenland til omlag 1 100 millionar kroner. Det omfattar investeringar i to skip, lager i Grenland og utstyring av ein CNG-terminal på Kårstø. Drifta av ei slik rute vil koste om lag 84 millionar kroner per år. Einingskostnadene for transporten vil da bli 38 øre/Sm³ for basisalternativet på 560 millionar Sm³. CNG-konseptet har aldri vore testa ut i praksis og det er derfor større uvisse når det gjeld kostnader ved dette alternativet enn ved dei andre alternativa.

Det er lagt til grunn at det kan kjøpast gass på Kårstø til den same prisen som ved rørtransport. Med ei CNG-rute frå Kårstø vil det i følgje NVE vere mogeleg å tilby tørrgass i Grenland til 104 øre/Sm³.

Ei CNG-rute er eit rimelegare alternativ for transport av tørrgass til Grenland enn eit tørrgassrør. Men i følgje NVE er 104 øre/Sm³ ein høgare pris enn det som er normalt for industrien på kon-

inentet. Med om lag same vilkår som på kontinentet (det vil seie ein transporttariff på 25 øre/Sm³) får CNG-ruta ein negativ noverdi på om lag 800 millionar kroner.

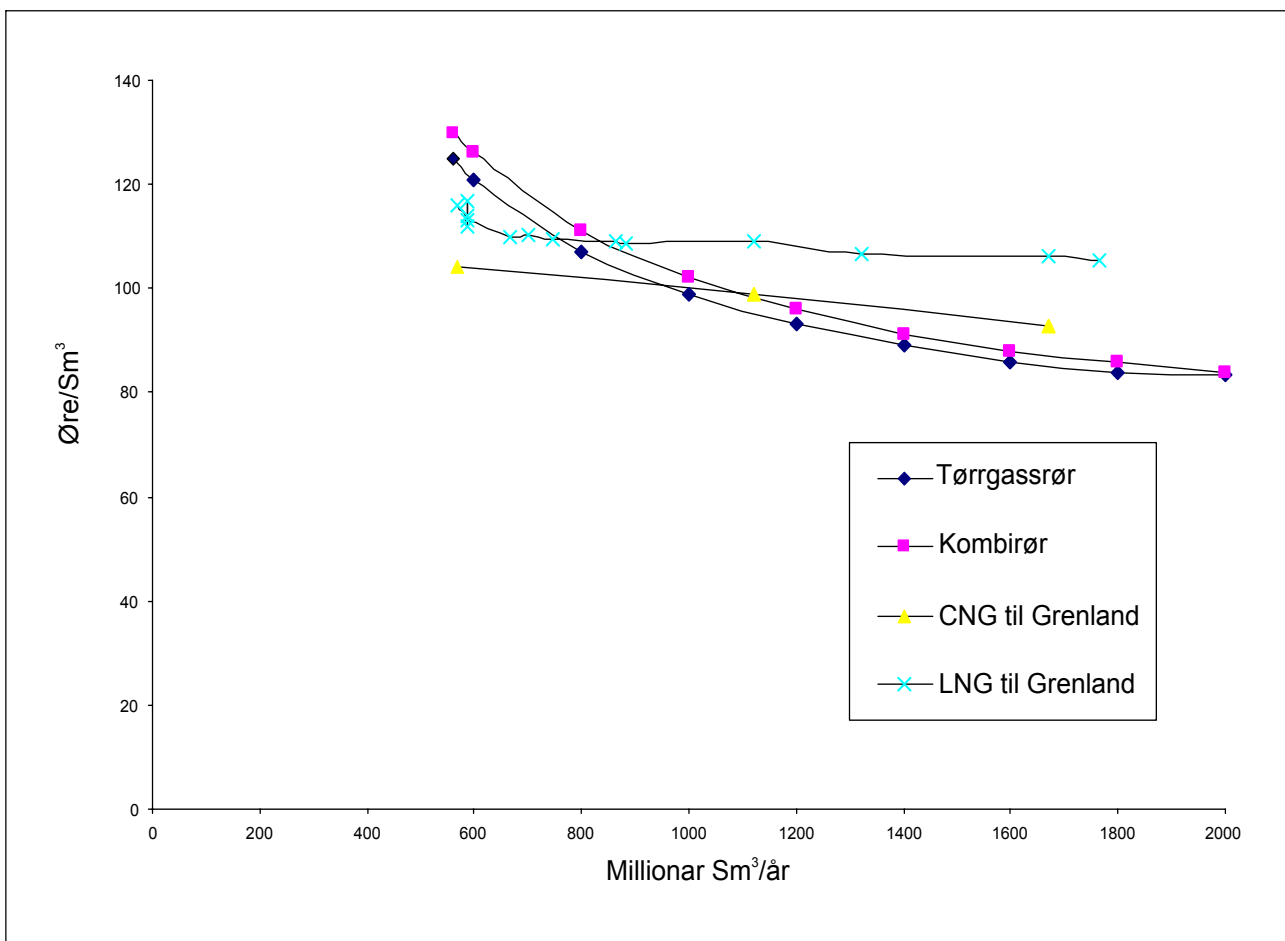
Nærmare om LNG-ruta

Investeringskostnadene knytt til etablering av ei LNG-rute frå Zeebrugge til Grenland med ein maksimalkapasitet på 880 millionar Sm³ vil, i følge den analysen MARINTEK har gjort for NVE, kunne bli om lag 840 millionar kroner. Dette omfattar to skip og ein mottaksterninal i Grenland. Driftskostnadene er utrekna til 73 millionar kroner per år. Einingskostnadene for ei LNG-rute er da utrekna til om lag 28 øre/Sm³ i basisalternativet. Det er lagt til grunn at det blir handla LNG i Zeebrugge til ein pris på 88,5 øre/Sm³. Dei samla einingskostnadene ved å levere LNG i Grenland er berekna til 116,5 øre/Sm³. Dette er høgare enn for ei CNG-rute og ei LNG-rute synest såleis i utgangspunktet å vere eit mindre aktuelt alternativ.

Nærmare om kombirøret

Eit kombirør kan dekkje etterspurnaden etter transport av både våtgass og tørrgass i Grenlandsområdet. Investeringskostnadene for kombirøret er utrekna til 4 150 millionar kroner, eller 1 400 millionar kroner meir enn tørrgassrøret. Meirkostnaden er i hovudsak knytt til fraksjonering (prosesserings av gassen til våtgass og tørrgass) på Rafnes, modifikasjonskostnader på Kårstø og aukinga frå ein rørdiameter på 16" til 18". Dei årlege driftskostnadene er utrekna til 62 millionar kroner per år.

NVE har lagt til grunn at industrien betaler 165 kr per tonn transport av våtgass. Dette svarer til forventa framtidige kostnader ved transport av våtgass med båt. Dersom etterspurnaden etter våtgass blir 820 000 tonn per år, vil inntektene frå sal av våtgasstransport dekkje om lag 1300 millionar kroner av den totale investeringa over rørets levetid. I så fall blir einingskostnadene for transport av tørrgass omlag 64 øre/Sm³ i basisalternativet der det blir transportert 560 millionar Sm³.



Figur 5.2 Totalkostnader på tørrgass levert til mottaksterninal ved ulike transportalternativ til Grenland. Øre/Sm³ og millionar Sm³/år

Kilde: NVE

Om transporttariffen for tørrgass er 25 øre/Sm³ også i dette alternativet, blir noverdien for eit kombirør minus 2 100 millionar kroner.

Sensitivitetsanalyse

NVE har vurdert korleis økonomien i dei ulike alternativa for transport av tørrgass til Grenland vil bli endra ved endringar i dei viktigaste føresetnadene. Større årleg volum, lengre økonomisk levetid, høgare transporttariff og lågare rente vil gi ein betre prosjektøkonomi.

Særleg for gassrør blir økonomien betre når salet aukar. Om volumet blir dobla i høve til basisalternativet vil den negative noverdien i prosjektet bli meir enn halvert. Slike volum vil bli aktuelle til dømes dersom det blir bygd gasskraftverk med CO₂-handtering. Grenlandsområdet er eit av dei aktuelle områda for bygging av slike gasskraftverk.

Figur 5.2 gir eit inntrykk av kostnadstilhøva ved ulike transportalternativ til Grenland når volumet på leveransane aukar. Fordi det er skilnad i engrosprisane på LNG og tørrgass, er det lagt inn totalkostnader for gass levert mottaksterminal i figuren.

Auka økonomisk levetid gir i liten grad betre lønsemd. Kravet til avkastning er viktig for vurderingane av lønsemd. Mange verksemdar vil truleg stille eit høgare krav til avkastning enn 8 prosent. Ein reduksjon i avkastningskravet til 6 prosent gir ei betring i noverdien i kombirøret på 350 millionar kroner.

Transporttariffen er særleg viktig for vurderingane av lønsemd, jf. kapittel 5.3.2. Om industrien i Grenland kan betale til dømes 50 øre/Sm³ for transport av tørrgass, eller det dobbelte av det NVE har lagt til grunn for bruken av eit kombirør, vil noverdien bli om lag 1 300 millionar kroner betre.

5.5 Samfunnsøkonomisk analyse

Hovudføremålet med samfunnsøkonomiske analyser er å klarlegge og synleggjere konsekvensane av alternative tiltak før avgjerdene blir fatta. Slike konsekvensar omfattar mellom anna verknader for miljø, helse og tryggleik.

Til dømes kan bruk av naturgass føre til at utsleppa av både klimagassar og andre miljøskadlege stoff blir redusert, dersom naturgassen erstattar andre meir forureinande energikjelder. Dersom det ikkje allereie er tatt omsyn til dei indirekte effektane gjennom avgifter, kvoter eller kon-

sesjonsprosessar, må ein korrigere for dette i den samfunnsøkonomiske analysen. I dag er det ikkje miljøavgift på naturgass, mens dei konkurrerande energikjeldene har ulike avgifter.

I ei vurdering av til dømes sysselsettingseffektar, er det viktig å vere klar over kva alternativa er. Dersom det ikkje er ledige ressursar, bør ein ikkje rekne med slike effektar. Dersom det er ledige ressursar må det vurderast om tiltaket verker betre enn andre mogelege tiltak. Dette er og vektlagt i NOU 1997: 27 Nytte-kostnadsanalyser. Her heiter det mellom anna:

«... lønnsomheten av de fleste infrastrukturinvesteringer fanges best opp i en tradisjonell nytte-kostnadsanalyse uten tillegg for eventuelle ringvirkninger».

Econ Analyse har gjort dei samfunnsøkonomiske analysane på oppdrag frå NVE. Det er først og fremst korrigert for dei positive og negative miljøeffektane av at gass erstattar andre fossile brensler.

Analysen til NVE peiker i retning av at det er ein viss mogelegheit for at den sørlege LNG-ruta er samfunnsøkonomisk lønsam, mens den nordlege LNG-ruta ikkje framstår som samfunnsøkonomisk lønsam. Olje- og energidepartementet vil presisere at det er hefta stor uvisse til desse vurderingane mellom anna fordi analysane i hovudsak berre korrigerar for miljøeffektane.

Den samfunnsøkonomiske analysen av dei ulike transportalternativa til Grenland trekk i retning av betre lønsemd. Men korkje tørrgassrør, kombirør eller sjøtransport står i analysane fram som samfunnsøkonomisk lønsame løysingar for gass til Grenland.

5.6 Analysearbeidet

Då Stortinget handsama St.meld. nr. 9 (2002–2003), vart det lagt vekt på at det var uvisse rundt kostnadene ved gasstransport i Noreg. Tala som no er presentert, gir etter departementet si vurdering eit godt grunnlag for å vurdere hovudtrekk ved kostnadene knytt til å etablere ulike løysingar for infrastruktur for naturgass i Noreg.

NVE har fokusert på dei økonomiske sidene ved transportløysingar for naturgass. Fleire andre høve vil kunne påverke bruken av gass i Noreg. Til dømes vil regelverk for brann- og eksplosjonsvern ha innverknad for prosjektering, bygging og drift av ulike typar anlegg. Slike tilhøve er ikkje spesielt vurdert i NVEs rapport.

Om kostnadene

Aker Kværner har på oppdrag frå NVE analysert kostnadene ved legging av ulike typar rør til utvalte forbruksstader. Dei tek utgangspunkt i totalkostnaden per meter rør, gitt ulike dimensjonar. Typiske kostnadselement som inngår i ei slik berekning er innkjøp av stålrør, pålegging av belegg som hindrar korrosjon, pålegging av betongkappe, legging og nedgraving av røret. Dette arbeidet gir også eit grunnlag for å vurdere kostnadene ved etablering av infrastruktur for gass til andre område enn dei som konkret er analysert i rapporten.

Kostnadsoverslaga har ei uvisse på +/-30 prosent. Dette er vanleg i forprosjekteringsfasen. Der som ein kommersiell aktør skulle ha investert i eit slikt rør, ville det vore naudsynt å gjere mellom anna detaljundersøkingar av traséval. Dei kommersielle aktørane krev ofte sikrere kostnadstal for å fatte ei endeleg avgjerd.

Norsk Hydro ASA har òg rekna på eit kombirør til Grenland frå Kårstø. Dei vurderte kostnaden til å kunne bli om lag 4 500 millionar kroner, eller om lag det som Aker Kværner har komme fram til.

MARINTEK har analysert kostnadene knytt til transport av LNG. Mange moglege kombinasjonar av talet på skip og storleiken på skipa, talet på mottaksterminalar, leveringsfrekvens og seglingsdistanse gir større uvisse for kostnadene for LNG-transport enn for rørtransport.

Det er ingen erfaring med transport av CNG i den skalaen som det er rekna på for Grenland. Derfor er også denne løysinga meir usikker enn alternativet med rørtransport.

NVE har lagt til grunn at gass frå Kårstø kan leverast utan ekstrakostnader i samband med tilkoplinga på Kårstø. Avhengig av kva slags tilkoplingsløysing som blir valt kan det her komme ein vesentleg tilleggs-kostnad som vil kunne påverke lønsemda.

Sjølv om det framleis er uvisse knytt til ei rekkje sider ved utbygging av infrastruktur for gass, meiner departementet at vurderingane knytt til kva for transportalternativ som er mest konkurransedyktige, er relativt robuste.

Olje- og energidepartementet presenterte nokre utrekningar på kostnader ved transport av LNG i eige vedlegg i Gassmeldinga. Disse analysane kan ikkje samanliknast direkte med dei som blir lagt frem i denne meldinga, fordi det er rekna på heilt ulike konsept. Dei nye kostnadstala er basert på eit meir omfattande grunnlagsmateriale.

Om etterspurnaden og transportalternativa

Analysen til NVE viser at uvisse for utbyggerane knytt til volum og betalingsvilje er viktige faktorar i vurderingane av lønsemda.

Både for den sørlege og den nordlege LNG-ruta er det lagt til grunn at dei fleste kundane har ei betalingsvilje som speglar prisen for alternative energibedararar i Noreg. Det vil vere krevjande for seljarane å oppnå ein pris som tilsvarar den høgaste betalingsvilja. Kva for pris som blir avtala, vil mellom anna vere avhengig av forhandlingsstyrken til kjøpar og seljar. Mykje er òg avhengig av korleis dei eksisterande energileverandørane vil reagere ved introduksjon av LNG i marknaden. Ein kan ikkje sjå bort ifrå at dei vil redusere prisane for å møte den nye konkurransen.

For konkurranseutsette verksemdar er det lagt til grunn at dei ikkje vil betale meir for gass enn det konkurrentane på kontinentet gjer. Fleire tilhøve trekk i retning av at det kan vere mogleg å oppnå høgare transporttariff enn det som NVE har lagt til grunn. Samanlikninga med industrien på kontinentet er skjematisk. Det kan godt tenkjast at delar av denne industrien har dårlegare vilkår for levering av gass enn det som er lagt til grunn i analysane. Departementet er òg kjend med at delar av industrien i Grenland betalar høgare pris for våtgass enn tilsvarande industri på kontinentet som nyttar tørrgass. Det er naturleg å legge til grunn at verksemdar som vurderer ein relokalisering vil leggje den avgjerande vekta på dei samla inntektene og kostnadane ved ulike lokaliseringalternativ. Dei vil ikkje berre sjå på kostnadene for energien. Avstand til marknaden, skattar og avgifter og arbeidskraftkostnader er òg viktige faktorar. Det er òg forbunde kostnader med å flytte produksjonen. Transporttariffen vil måtte bli eit sentralt punkt i forhandlingane mellom ein utbygger av gassrør og dei potensielle kundane.

NVE har gjort grundige studiar for å komme fram til dei mest aktuelle innanlandske brukarane av naturgass. Dette har òg vore eit viktig grunnlag for å vurdere kva for alternative transportløysingar dei skulle sjå nærmare på. Departementet vurderer det slik at utvalet av aktuelle innanlandske brukarar og alternative løysingar gir eit godt bilete av økonomien i dei mest aktuelle prosjekta for framføring av naturgass. For alle stader der økonomien ved rørtransport er vurdert, er det samanlikna alternative løysingar med LNG eller CNG. Det er dermed etablert eit grunnlag for å samanlikne lønsemda ved ulike transportalternativ.

Analysane viser at etterspurnaden på kort sikt er avgrensa på kvar enkelt stad, og at det er stor

avstand mellom forbruksområda. Dette er også årsaka til at NVE har lagt stor vekt på analysar av kostnadene ved LNG-transport. Vurderingane av LNG-løysingar famnar store delar av landet. LNG kan òg transporterast i mindre einingar på bil og såleis vere aktuelt langt fleire stader enn det NVE har sett på. Slik biltransport er allereie etablert, til dømes mellom Karmøy og Jæren/Sør-Rogaland. Fleire andre ruter er under etablering. Departementet legg til grunn at slike løysingar kan komme når LNG blir tilgjengeleg fleire stader.

Om resultatata

Analysene viser at det kan vere mogeleg å selje LNG i Noreg til ein pris som dekkjer kostnadene. LNG- og CNG-infrastruktur har større fleksibilitet enn rør og kan byggast opp etter kvart som marknaden veks. LNG- og CNG-infrastruktur har òg lågare investeringskostnader, ein potensiell andrehandsverdi og dei kan betre tilpassast dei forventa voluma i dei nærmaste åra framover.

Det er lagt til grunn ei realrente på 8 prosent. Private aktørar har ofte langt høgare krav til avkastning enn dette. Men renta er låg per i dag, noko som kan trekkje i motsett retning.

Rørtransport av naturgass synest primært å vere eit alternativ når transportavstanden er kort. Store rør over lange avstandar er svært kostbare. Med dei føresetnadene som er lagt til grunn i desse utgreiingane vil det ikkje vere lønsamt å byggje store rør over lengre avstandar i Noreg no. Men det kan ikkje utelukkast at ein seinare kan få betre balanse mellom kostnader og inntekter. Til dømes vil langsiktige forpliktingar frå industrien om avtak av større volum og høgare betalingsvilje i marknaden kunne vere viktige i ein slik samanheng.

Etablering av gasskraft kan gje monaleg auke i etterspurnaden. Over tid kan til dømes planane til Skagerak Energi om å byggje gasskraftverk i Grenland, vere utløysande for eit eventuelt rør. Skagerak Energi har førebels ikkje teke stilling til kva slags teknologi som vil bli nytta.

Departementet reknar med at det vil komme fleire initiativ til gassløysingar i åra framover. Desse initiativa vil vere med å utdjupe og nyansere dei resultatata som NVE har komme med.

I eit perspektiv der det er aktuelt å styrkje elektrisitetsnettet, bør det vurderast på kva slags måte energisystemet best kan utviklast vidare. I denne samanhengen kan gass vere eit alternativ. Departementet er kjent med at slike vurderingar har spelt ein rolle for Lyse Energi si avgjerd om å leggje eit gassrør frå Kårstø til Risavika. Lyse Energi sitt

gassprosjekt kan vere eit døme på at ein utbyggjar kan byggje eit større rør utan offentlege tilskot når ein gjer ei heilskapleg vurdering av systemet og veg dei ulike investeringsalternativa opp mot kvarandre.

I vår gjorde også Statnett SF det kjent at dei vil gjere ei utgreiing av lønsemda ved å leggje eit gassrør frå Gøteborg til Austlandet. Statnett er ein aktør som kan sjå andre perspektiv ved gasstransport fordi dei har ansvaret for leveringstryggleik for elektrisitet. Dei kan vurdere korleis naturgassen kan spele saman med kraftnettet. Statnett vil samarbeide med gasselskap i Sverige og Danmark om desse analysane og har søkt stønad til utgreiingane frå EU.

Etter departementet si vurdering gir analysane til NVE eit første grunnlag for å vurdere kostnadene ved ei rørløysing frå Gøteborg til Austlandet. Men det kan vere større uvisse knytt til prisen på gass levert Gøteborg og kva for avtaler Statnett kan oppnå med aktuelle kundar. Det er mellom anna viktig kor omfattande forsterkning av transmissjonssystemet i Sverige og Danmark som vert naudsynt for å forsyne ei slik utbygging.

Dei siste åra er det blitt etablert fleire lokale gasselskap rundt omkring i landet. Desse selskapa ser for seg at dei vil spele ei viktig rolle i dei lokale markedene dersom gass skulle bli tilgjengeleg til dømes i form av LNG. Mellom anna har Naturgass Grenland komme langt i planlegginga av lokal distribusjon i Grenlandsområdet. Tilsvarande selskap er etablert både i Østfold, Agder, Møre- og Romsdal og Trøndelag.

5.7 Perspektiv for innanlands bruk av gass

Bruken av naturgass i Noreg er i dag nært knytt til ilandføringsstadene på Vestlandet. Verksemda på ilandføringsstadene er ein viktig industri i seg sjølv, og dei har vore avgjerande for å kunne ta i bruk naturgass til verdiskaping i Fastlands-Noreg. To nye ilandføringsstader, i Hammerfest og på Aukra i Møre og Romsdal, kan skape eit grunnlag for vekst fleire stader i landet. Brukarar i nærleiken av dei fem ilandføringsstadene har ei føremon framfor brukarar andre stader i landet når det gjeld å ta i bruk naturgass. Denne føremona er det i stor grad opp til industrien å ta vare på.

Bruken av gass er tiltakande i Noreg. Etter at Gasnor som det første distribusjonsselskapet i Noreg starta opp med leveransar av naturgass i rør på Karmøy i 1994, har fleire nye aktørar komme til

og voluma vil passere 100 millionar Sm³ i 2004. Dette svarar til ei energimengd på om lag 1 TWh. Gasnor leverer både gass i rør og som LNG på lastebilar frå sitt LNG-anlegg på Karmøy. Naturgass Vest i Bergen leverer både CNG og LNG til kundar i Bergensregionen, men også til fleire industrikundar langs kysten og båtar som går på naturgass.

Den siste store aktøren som har starta med leveransar av naturgass, er Lyse Energi med sitt gasselskap Lyse Gass. Dei har bygd eit transmisjonsrør frå Kårstø til Risavika i Sola ved Stavanger, med avgreiningar til fleire av øyane i Boknafjorden. Frå Risavika blir gassen transportert i lågtrykksrør til brukarar i Jær-regionen. Røret har ein kapasitet på om lag 1 milliard Sm³. Førebels nyttar Lyse berre om lag 3,5 prosent av kapasiteten i røret.

I Gassmeldinga la Regjeringa fram ein heilskapleg strategi for bruk av naturgass. Eit viktig element i politikken for å auke bruken av naturgass i Noreg var etablering av ein tilskotsordning for infrastruktur.

Regjeringa vil støtte opp under ei stegvis oppbygging av marknaden for naturgass. Naturgass er den reinaste av dei fossile energikjeldene og introduksjon av naturgass i det norske energisystemet, vil vere med å auke fleksibiliteten i energisystemet. Det er da viktig at ein legg opp til å introdusere naturgass på ein fleksibel måte, for eksempel ved å bygge infrastruktur for gasstransport med skip som kan nyttast andre stader når etterspurnaden veks og marknaden etterspør andre løysingar med større kapasitet.

Når marknaden er blitt etablert på denne måten, kan det i neste omgang vere aktuelt å bygge gassrør for å forsyne enkelte område. Regjeringa vil i oppbyggingsfasen halde kontakten med industrien.

Regjeringa viser til at det blir arbeidd regionalt for å få fram rørløysingar for transport av gass til fleire område i landet. Med dei føresetnadene som er lagt til grunn i analysane framstår slike rørløysingar som samfunnsøkonomisk ulønsame.

Også i den førre gassmeldinga vart LNG-løysingar framheva som særleg aktuelt i ein startfase. Analysane som nå er gjennomførde støttar opp under ein politikk for ei stegvis utbygging av infrastruktur for gass, der den mest omfattande bruken i første omgang kjem i områda som har dei beste naturlege føresetnadene.

Det samla potensialet for bruk av naturgass er spreidd på mange stader og det vil ta tid å bygge opp marknaden. Ein må finne fram til transportløysingar som er i samsvar med denne bruken. Det beste er å ha løysingar som kan vekse i takt med marknaden. Det er i tillegg mange selskap i denne

marknaden som er interesserte i å satse på naturgass og Regjeringa vil ta vare på det breie engasjementet. Gassrør kan òg vere aktuelt enkelte stader. Men det skal mykje til å få ein forsvarleg økonomi i slike rør om marknaden ligg langt frå gasskjelda. Gassrør kan bli meir aktuelt når marknaden er meir etablert. Regjeringa ser det derfor som viktig å bygge opp under ein marknad for auka bruk av gass i Noreg gjennom stønadsordningar for infrastruktur. Det kan òg gis stønad til gassrør til mellom anna Grenland og Trøndelag over denne stønadsordninga.

I Gassmeldinga blei dei økonomiske rammene for bruk av naturgass drøfta. Innverknaden skattar og avgifter har på konkurranseevna til naturgass og ulike prinsipp for stønad blei drøfta. Departementet slo fast at det i ein introduksjons- og utviklingsfase vil vere naudsynt med offentleg stønad. Stønad bør givast som tilskot til private aktørar som ønskjer å bygge ut rør for overføring eller anlegg for transport av LNG for å gjere gass tilgjengeleg til nye område. Eit viktig kriterium for å få stønad er at ho er utløysande for prosjektet. Enova SF forvaltar i dag denne ordninga.

Kriteria for tildeling av stønad er utforma i samsvar med EØS-avtalen. Det er særleg viktig å stille krav om at stønadmottakar må utføre tenester av allmenn økonomisk interesse (Public Service Obligations, PSO). Dette vil vere tilfelle same kor omfattande satsinga blir. Ei PSO-forplikting kan mellom anna vere knytt til forsyningstryggleik, utjamning, kvaliteten og prisen på forsyningane og miljøomsyn.

Regjeringa legg dessutan vekt på at midlane blir nytta til prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønsamme.

Enova lyste ut tilskotsordninga før jul 2003. Det var søknadsfrist til 1. april 2004 og i følgje Enova SF har det vore stor interesse for ordninga. Enova SF vil tildele midlar så snart sakshandsaminga er avslutta.

Det er lagt til grunn at all gass frå norsk sokkel skal handlas på marknadsbestemte vilkår og at prisen blir bestemt på bakgrunn av kommersielle forhandlingar. I St.meld. nr. 9 (2002–2003) er dette grunnlagt ved at:

«det er dette prinsippet som best ivaretar hensynet til målsettingen om høy verdiskapning knyttet til gassressursene på sokkelen og som bidrar til gode samfunnsøkonomiske løsnings-».

Vidare heiter det at:

«Dersom det er behov for å ta andre samfunnsmessige hensyn, bør dette i tråd med gjeldene

praksis skje gjennom direkte insentiv- og støt-
teordninger».

Denne prinsippvurderinga knytt til fastsetting
av pris på gass frå norsk sokkel ligg framleis til
grunn for Regjeringas gasspolitikk.

6 Eigarskap og finansiering

6.1 Innleiing

Som eit grunnlag for å vurdere ulike finansieringsformer med statleg deltaking har Olje- og energidepartementet fått gjennomført to utgreiingar. Advokatfirmaet Schjødt AS, KanEnergi AS og Joule AS (Schjødt) har samarbeida om den eine utgreiinga. Dei drøftar dei sentrale problemstillingane knytt til ulike finansieringsformer med statleg deltaking og statleg eigarselskap for investeringar i infrastruktur. I tillegg har Trond Kubberud AS (Kubberud) gjort ei utgreiing som spesielt ser på korleis styresmaktene har tatt del i utviklinga av stor infrastruktur, både nasjonalt og internasjonalt.

Begge studiane viser at ulike land har lagt vekt på ulike omsyn når dei har engasjert seg i utbygging av infrastruktur. Tilnærminga har òg variert over tid, og staten sitt engasjement har ofte auka etter kvart som infrastrukturen har blitt meir omfattande. Det finst ulike finansieringsformer og ulike statleg eigarformer som kan vere aktuelle for investeringar i gassinfrastruktur. Sjå utgreiingane for ein nærmare gjennomgang av sentrale problemstillingar.

6.2 Sentrale tilhøve ved offentleg engasjement i infrastruktur

Omgrepet infrastruktur blir nytta både om fysiske anlegg som vegar, hamner og kraftlinjer, men òg om til dømes utdanningssystemet og rettsvesenet. I denne meldinga blir det fokusert på fysisk infrastruktur.

Mykje infrastrukturutbygging har særleg i ein tidleg oppbyggingsfase vore prega av private løysingar. Det offentlege engasjementet har ofte blitt sterkare når infrastrukturen har blitt meir omfattande. Det offentlege engasjementet har dels vore ivarettatt gjennom stønader og reguleringar og dels ved offentleg eigarskap.

I rapportane er det lagt vekt på at omfanget og karakteren av offentleg engasjement når det gjeld utbygging av infrastruktur har variert mellom land og sektorar. Dei omsyna det har vore lagt vekt på har variert mykje. Nokre tilhøve som ofte blir sett

på som viktige når styresmaktene har engasjert seg i utbygging av gassinfrastruktur er:

- stønad til infrastruktur i ein oppbyggingsfase
- større infrastrukturnett treng ofte offentleg koordinering
- utbygging av infrastruktur kan gi ei naturleg monopolstilling og krevje offentlege tiltak for å sikre ein god ressursbruk
- offentlege tiltak av miljømessige omsyn
- ønskje om å skape vekst gjennom ei særleg satsing på infrastruktur
- fordelings- og distriktpolitiske mål

Når bruken av naturgass startar opp har både styresmaktene og brukarane av naturgass avgrensa kunnskap om tryggleik, tekniske løysningar og lønsemd. Tiltak for å auke kunnskapen har såleis vore viktige. Slike tilhøve tilseier at det offentlege ofte bør ha ei aktiv rolle i ein start- og oppbyggingsfase for ny infrastruktur. Dette er også bakgrunnen for at Regjeringa har etablert ei eiga tilskotsordning for utbygging av infrastruktur for gass med formål å få fram prosjekt som kan gi erfaring med bruk av naturgass. Det er også bakgrunnen for at det er gitt stønad til å etablere eit kompetansesenter for naturgass på Haugalandet, jf. Gassmeldinga. Dette senteret blei satt i drift i januar 2004.

I den tidlege fasen har utbygging av infrastruktur i mange land likevel primært vore gjennomført med privat kapital. Også i Noreg har private interesser vore pionerar i utbygging av infrastruktur. Mellom anna var det private som starta utviklinga av kraftforsyninga i Noreg og private selskap distribuerte frå slutten av 1800-talet elektrisitet og gass i fleire norske byar. I fasen etter at private har starta opp ser ein eit auka offentleg engasjement. I denne fasen vil koordineringsbehovet ofte vere langt større. Det kan vere aktuelt å få kopla saman lokale nett og å etablere eit sentralnett for større områder. Det kan vere krevjande dersom det er mange små aktørar. I rapporten til Kubberud heiter det mellom anna:

«Utbyggingen av fjernforbindelsene for telefon viser eksempler på at de lokale telefonselskapene kunne gått sammen og eid fjernforbindelsene i felleskap, men at de lyktes bare i få til-

felle. Det ble i praksis for vanskelig å koordinere for mange små aktører eller organisere et velfungerende marked.»

Ei anna viktig årsak til offentleg engasjement i infrastrukturbygging har vore knytt til korrigering av marknadssvikt. Dette gjeld til dels også i høve til gassinfrastruktur. Det er høge investeringskostnader ved legging av lengre gassrør, mens driftskostnadene ofte er låge. Kostnadene ved å auke transportvolumet vil derfor vere små. I ein gassmarknad kan det i tillegg vere barrierar for nye aktørar ved at kundane til dømes har langsiktige avtalar. I slike situasjonar vil private eigarar av infrastrukturen kunne utnytte marknadsposisjonen sin, og tiltak frå styresmaktene vil vere viktig for å sikre ein god ressursbruk. Når det gjeld LNG og CNG vil det ikkje i same grad vere utprega stordriftsfordelar eller andre tilhøve som skulle tilseie marknadsmakt.

Naturgass er den mest miljøvennlige av dei fossile energikjeldene. Schjødt har i denne samanhengen vektlagt miljøomsyn som eit moment. Samstundes skriv dei:

«... Men også her finnes det tilstrekkelige virkemidler i tradisjonell myndighetsutøvelse, slik at de målsetningane man setter seg kan oppnås også gjennom målrettet styring fra energimyndighetenes side.»

Historisk har tilgang på energi vore viktig for velferd og verdiskaping og nasjonal og regional næringsutvikling. I Noreg har dette vore særleg framtrekande gjennom utviklinga av vasskrafta og seinare funn av olje og naturgass. Naturgass kan brukast både som energikjelde, som råstoff i industrien og i transportsektoren. I Schjødt er det lagt vekt på at:

«... særskilte næringsutviklingseffekter ikke i første rekke vil avhenge av eierskap og leveringsmekanismer for støtte til infrastruktur.»

Ein vanleg grunn til at det offentlege har engasjert seg i infrastrukturbygging, har vore fordelings- og distriktpolitiske omsyn, til dømes å sikre eit likt basistilbod til alle, uavhengig av inntekt og bustad. Det har også i mange land vore lagt stor vekt på slike omsyn ved infrastrukturbygging for gass. Men i Noreg er det ein godt utbygd elektrisitetsforsyning. For dei fleste energiformål er det òg fleire energikjelder som kan nyttast. Det gjer at det er mindre grunn til å leggje stor vekt på fordelings- og distriktpolitiske omsyn i høve til bygging av ny gassinfrastruktur i Noreg, enn i mange andre land.

St.meld. nr. 22 (2001–2002) Et mindre og bedre statlig eierskap, gir mellom anna ein historisk gjennomgang av eigarrolla og korleis ho har blitt brukt som verkemiddel for å nå ulike politiske mål. Her heiter det mellom anna at:

«Begrunnelsene for det statlige eierskapet har variert og de har også delvis gått over i hverandre. Historisk sett har bedrifter blitt statseide som følge av tidsbestemte vurderinger, beslutninger og tilfeldigheter, og ikke som et resultat av en samlet og overordnet strategi.»

6.3 Erfaringar frå andre land

Dei politiske føringane ved bygging av ny infrastruktur har variert frå land til land. Det gjeld også i spørsmålet om infrastrukturen skal ha offentleg eller privat eigarskap. Mellom anna har det vore ulike tradisjonar mellom dei vesteuropeiske landa og USA i dette spørsmålet.

Ei viktig problemstilling i høve til statleg eigarskap har vore knytt til effektiviteten og fleksibiliteten i offentlege selskap. Eit syn er at private eigarar er meir profesjonelle enn statlege. Mellom anna kan dei vere meir profesjonelle i handteringa av omskiftande situasjonar og visse typar risiko. Det vert òg lagt vekt på at private og staten vurderer risikoen ulikt og at dei har ulike krav til avkastning. Når det gjeld statleg verksemd kan større prosjekt krevje lang politisk handsaming knytt til mellom anna løyvingsvedtak. Det er også peikt på fare for politisk overstyring. Dei viktigaste grunngevingane for statleg eigarskap har vore eit ønskje om kontroll med viktige naturressursar, korrigering av marknadssvikt for mellom anna å kunne utnytte stordriftsfordelar, fordelingsomsyn og omsyn til nasjonal og regional næringsutvikling.

I USA har det i sterk grad vore lagt vekt på å behalde privat eigarskap og styre gjennom utforminga av rammevilkåra for infrastruktur. Det har mellom anna utvikla seg eit omfattande system for regulering av slik verksemd. Dette var særleg tilfelle innanfor sektorane post, tele, gass og elektrisitet. Dei private selskapa vart regulert ved at dei fekk tildelt visse rettar, som for eksempel konseksjonar. Rettane freda som regel mot konkurranse, reduserte risikoen og sikra eit visst inntektsnivå.

I Vest-Europa har det vore ein klarare tradisjon for offentleg eigde selskap. Men frå midten av 1980-talet har det vore ei utvikling mot meir privat eigarskap. Det følgjer mellom anna av at EU-kommisjonen ofte har foreslått modellar der privatisering og auka konkurranse har vore viktig for å få til ein nærmare europeisk integrasjon. Ein del land

har privatisert slik verksemd, mens andre land har teke i bruk ulike kombinasjonsmodellar av privat og offentleg eige. Samstundes har det blitt oppretta spesialiserte reguleringsorgan som skal handsame privateigde og offentleg eigde selskap på like vilkår.

I Europa har det vore relativt store skilnader i politikken frå land til land. Til dømes har Sverige og Danmark hatt svært ulike tilnærmingar til offentleg deltaking når det gjeld gassinfrastruktur.

I Danmark har det offentlege vore aktivt inne både på eigarsida og med særlovgjeving. Det økonomiske grunnlaget for naturgassutbygging blei mellom anna sikra gjennom høge avgifter på oljeprodukt, avgiftsfritak for naturgass og forbod mot elektrisk oppvarming i områder der naturgass var tilgjengeleg. Dei regionale og kommunale gasselskapa og marknaden deira blei dessutan skjerma for konkurranse frå fjernvarme og omvendt. Infrastrukturen i Danmark blei utvikla på bakgrunn av eit statleg og kommunalt ønskje og blei finansiert ved lån. Dette resulterte i stor gjeldsbelastning for selskapa. Schjødt refererer her til IEA som har rekna ut at selskapa tek i mot statlege subsidiar på 3 milliarder kroner kvart år. I 2000 dekte gass i overkant av 16 prosent av det stasjonære energiforbruket i Danmark.

I Sverige har utbygginga av infrastruktur for naturgass skjedd gjennom kommersielle selskap og utan aktive tiltak frå styresmaktane. Det blir såleis ikkje gitt statleg stønad til utbygging av infrastruktur. I dag dekkjer naturgass 2 prosent av energibruken i Sverige. I områda på sør- og vestkysten der infrastrukturen er godt utbygd, står naturgass for nærmare 20 prosent av energibruken.

Ulike land har valt ulike verkemiddel i samband med styringa av utvikling av infrastrukturar. Det er lagt vekt på ulike tilhøve og tilnærminga har ofte vore ulik i ulike fasar. I utgreiinga som Kubberud har utført for departementet blir dette oppsummert slik:

«Det er vanskelig å finne generelt aksepterte teoretiske eller generelt konsistente praktiske begrunnelser for når staten skulle engasjere seg som eier og når sektorspesifikke virkemidler overfor privat virksomhet skulle velges. Tilsvarende er det vanskelig å finne konsistens med hensyn til hvilke av disse alternativene som er blitt valgt i den enkelte situasjonen.»

6.4 Eigarskap

Regjeringas generelle politikk for statleg eigarskap i næringsverksemd er trekt opp i St.meld. nr. 22

(2001–2002). Det er her lagt vekt på at i dei fleste tilfeller kan fellesskapets interesser ivaretas like godt eller betre gjennom utforminga av lovverk, rammevilkår og utøving av kontrollmyndighet framfor eigarskap. Olje- og energidepartementet legg vekt på at bruken av naturgass er i ei tidleg oppbyggingsfase i Noreg. Historisk har denne fasen av utbygging av infrastruktur ofte vore prega av private løysingar. Det er viktig å ta omsyn til samfunnsmessige interesser ved utbygging av infrastruktur for gass, men ei oppretting av eit statleg eigarselskap for investeringar i infrastruktur blir ikkje vurdert som aktuelt i dei nærmaste åra.

Om det vil vere føremålstenleg med eit statleg eigarskap, må vurderast i lys av den vidare utviklinga av infrastrukturen i gassektoren og bruken av gass innanlands. Men også med ein omfattande gassinfrastruktur vil det kunne vere meir føremålstenleg at dei samfunnsmessige omsyna blir ivareteke gjennom utforminga av rammevilkåra for slik verksemd (stønader, avgifter, reguleringar mv.). Regjeringa vil i dei nærmaste åra støtte opp under ei stegvis oppbygging av marknaden for naturgass gjennom den politikken som vart trekt opp i Gassmeldinga.

Vidare må ein eventuell offentleg eigarskap i infrastrukturnett for gass sjåast i høve til utviklinga mot eit samansett energisystem med infrastruktur for naturgass og fjernvarme, i tillegg til det eksisterande el-nettet. Ei utvikling mot nærmare integrasjon mellom elektrisitet og gass kan gjere det aktuelt for nettselskapa å vurdere eigarskap i eventuelle gassrør. For desse selskapa vil det vere viktig å gjere dei rette investeringane i transport av energi. Lyse Energi sin gassatsing med gassrør over Boknafjorden er i så måte eit døme på at det kan vere fornuftig å vurdere ulike infrastrukturar opp mot kvarandre.

I dag blir utviklinga av infrastruktur for naturgass i stor grad koordinert med dei andre energiberarane i samband med vurderinga av dei ulike søknadene om tilskot. Dette var ein viktig grunn til at Regjeringa la forvaltninga av tilskotsordninga til Enova SF.

Dersom private aktørar får ansvaret for utbygginga av gassinfrastruktur, kan styresmaktene ta vare på omsynet til koordinering gjennom konsesjonsordninga for transmisjonsrør. Det er innført ei slik ordning i naturgassforskrifta som vart satt i verk 1. januar 2004, jf. lov av 28. juni 2002 nr. 61 om felles regler for det indre marked for naturgass og forskrift til lov om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassforskrifta).

Del III
Ein pliktig sertifikatmarknad for fornybar
elektrisitet

7 Ein pliktig sertifikatmarknad

7.1 Bakgrunn

I St. meld nr. 9 (2002–2001) om innenlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldinga) la Olje- og energidepartementet fram tilrådingar om ein pliktig sertifikatmarknad for fornybar elektrisitet. I meldinga var departementet positiv til etablering av ein internasjonal sertifikatmarknad, og meinte at Noreg burde ta del i ein slik marknad. Ein slik marknad kan gi like vilkår for produksjon av fornybar elektrisitet i ein kraftmarknad med internasjonal konkurranse. Føremonna med ein internasjonal pliktig sertifikatmarknad vil bli best utnytta dersom mange land tar del i marknaden.

Ved handsaminga av Gassmeldinga fatta Stortinget følgjande vedtak om ein pliktig sertifikatmarknad, jf. stortingsvedtak nr. 351 (2002–2003):

«Stortinget ber Regjeringen ta initiativ til – fortrinnsvis – et felles norsk/svensk pliktig grønt sertifikatmarked som eventuelt kan samordnes med et internasjonalt sertifikatmarked, med sikte på å legge fram et konkret forslag for Stortinget så snar som mulig, og senest våren 2004.»

I denne meldinga orienterer departementet om arbeidet med å etablere ein sertifikatmarknad, og trekkjer opp rammene for det vidare arbeidet med marknaden. Det er ikkje lagt opp til konkrete tilrådingar og avgjerder for det framtidige systemet. Siktemålet er å leggje grunnlaget for ei førebels drøfting av viktige spørsmål, i lys av at innføringa av ein slik felles sertifikatmarknad vil leggje viktige føringar for energipolitikken i mange år framover.

Det er mange spørsmål som må avklarast før ein felles sertifikatmarknad kan komme i stand. Departementet planlegger å leggje fram eit lovforslag om ein norsk-svensk sertifikatmarknad våren 2005 med sikte på at ein felles sertifikatmarknad kan starte opp 1. januar 2006.

7.2 Om arbeidet med sertifikatmarknaden

Ein sertifikatmarknad er eit tiltak for å stimulere til auka bruk av fornybar elektrisitet. Produsentar av

fornybar elektrisitet får sertifikat etter kor mykje dei produserer. Forbrukarar av elektrisitet blir pålagde å kjøpe sertifikat i høve til forbruket. Denne delen kan aukast over tid. Plikta til å kjøpe sertifikat vil verke som ei avgift på elektrisitetsforbruket.

Produsentane vil dermed få ei inntekt frå sal av sertifikat i tillegg til inntekta frå sal av straum. Ekstrainntekta frå salet av sertifikat kan gjere det lønsamt å byggje ny kraftproduksjon. Inntektene vil verke som ein stønad til fornybar elektrisitetsproduksjon.

Ein viktig forskjell på eit slikt system og ordinar skattlegging og subsidieoverføring, er at systemet ikkje inngår i den årlege handsaminga av statsbudsjettet, men vil vere ei øymerka binding av ressursar retta mot fornybar elektrisitet. Generelt vil flytting av verkemiddel ut av statsbudsjettet gjere budsjettet som styringsverktøy mindre effektivt.

I Europa har dei fleste landa stønadssystem for fornybar elektrisitet. Feed-in-tariffar og pliktige sertifikatmarknader er vanlege stønadssystem. Både systema blir handsama utanom statsbudsjetta. Mellom andre Tyskland og Spania har innført feed-in-tariffar, og mellom andre Sverige og England har etablert pliktige sertifikatmarknader.

I Sverige opna marknaden for pliktige sertifikat 1. mai 2003. Noreg kan hauste nyttige erfaringar frå Sverige når vi skal slutte oss til systemet. Sertifikatmarknaden i Sverige blir oppsummert i kapittel 8.

Olje- og energidepartementet tok kontakt med det svenske Näringsdepartementet våren 2003 for å sjå nærmare på om det var grunnlag for eit samarbeid om ein felles svensk-norsk sertifikatmarknad for fornybar elektrisitet. Näringsdepartementet var positiv til dette initiativet. Departementa har så langt primært drøfta dei sakene som er viktige for eit godt samarbeid, særleg dei som krev politiske avgjerder.

Ein felles marknad kan komme i stand ved at Noreg opprettar ein sertifikatmarknad som liknar den svenske, basert på at sertifikata er gyldige i både landa. Dette krev at sentrale tekniske løysingar er koordinerte. Det er naudsynt å komme overeins om ei felles plattform for samarbeid med dei sven-

ske styresmaktene. Det er gjort greie for samarbeidet med Sverige i kapittel 10.

Spørsmål knytt til organiseringa av marknaden vil også ha store konsekvensar for korleis marknaden vil fungere. Det gjeld særleg kor lenge marknaden skal vare. Ein sertifikatmarknad bør ha ei levetid på minst 20 til 30 år for å fungere godt. Det er viktig å vurdere utforminga og konsekvensane av eit slikt system nøye. Dei vala som blir gjort i etableringa av marknaden kan bli førande for satsinga på fornybar elektrisitet i mange år framover. Spørsmål knytt til utforminga av marknaden er drøfta i kapittel 9.

Det pågår eit breitt arbeid med førebuingar i Noreg, mellom anna med å lage ei lov om sertifikatmarknaden. Olje- og energidepartementet tek sikte på å leggje fram eit lovforslag om ein norsk-svensk sertifikatmarknad våren 2005. Lovarbeidet er omtala i kapittel 10.1. NVE har fått i oppgåve å førebu seg på å vere tilsyn for ein sertifikatmarknad.

I ein sertifikatmarknad er etterspurnaden fastsett ved lov. Også andre rammer for marknaden blir lagt inn i lova og forskriftene. For at dei som vil investere i produksjon av fornybar elektrisitet skal ha høve til å planleggje og gjennomføre sine prosjekt, må rammene for marknaden liggje fast og ikkje endrast over tid. Det stiller store krav til utforminga av sertifikatmarknaden.

Målet for kor mykje ny produksjon sertifikatmarknaden skal finansiere, vil bli ein viktig del av energipolitikken. Kva for energikjelder marknaden skal omfatte vil vere avgjerande for omfanget av ordninga og mogleheitene for verdiskaping i Noreg. Kapittel 9.2 drøfter nokre viktige omsyn til kva som bør omfattast av sertifikatmarknaden.

Det har komme signal om at investeringar vert utsett fordi kraftprodusentane ventar betre vilkår. Dette er ein av grunnane til at departementet har vurdert om det er naudsynt å etablere overgangsordningar, jf. kapittel 9.4.

8 Den svenske marknaden for elsertifikat

8.1 Førebuingar for sertifikatmarknaden

Sverige byrja arbeidet med å etablere ein marknad for elsertifikat i 1999, då det blei sett i gang ein gjennomgang av tilskotssystema for fornybar elektrisitet. Ei intern arbeidsgruppe rådde den svenske regjeringa til å innføre eit system for handel med sertifikat basert på pliktige kvoter. Med grunnlag i gruppa sitt arbeid, la den svenske regjeringa fram eit forslag for Riksdagen med retningslinjer for framtidige tilskotssystem. Hausten 2000 vedtok Riksdagen å etablere eit elsertifikatsystem som skulle starte opp 1. januar 2003. Det blei sett ned ei offentlig utgreiingsgruppe, som la fram ei offentlig utgreiing med lovforslag om «Handel med elcertifikat – ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor (SOU 2001: 77)» hausten 2001. Etter høyringar med mellom anna det svenske Lagrådet våren 2002, blei det gjennomført fleire analyser og utgreiingar av systemet.

I mars 2002 blei proposisjon 2001/02:143 om den svenske energipolitikken lagt fram for Riksdagen. Proposisjonen skisserte mellom anna hovudtrekka i den svenske ordninga for elsertifikat. Den blei handsama i Riksdagen i juni 2002. Riksdagen sette då eit mål om å auke bruken av elektrisitet frå fornybare energikjelder med 10 TWh frå 2002 til 2010.

Lova om ein pliktig sertifikatmarknad blei lagt fram for Riksdagen i regjeringsproposisjonen «Elsertifikat för att främja förnybara energikällor» 2002/03:40 av 16. januar 2003. Lova blei vedteke i april 2003, og den svenske marknaden for elsertifikat starta opp 1. mai 2003. Sertifikatmarknaden skal følge opp målsetjinga Riksdagen sette i 2002, og medverke til ein ny produksjon på 10 TWh frå fornybare energikjelder i 2010.

Den svenske lova om sertifikat er omfattande og inneheld mellom anna ei rekkje reguleringar når det gjeld registerføring av sertifikat. Innføringa av ein sertifikatmarknad i Sverige kravde også endringar i seks andre lover. I tillegg til sjølve lovverket tek Energimyndigheten (det svenske etatsorganet for energi) hand om eit omfattande forskriftsverk.

Lova om elsertifikat og proposisjon 2002/03:40 er tilgjengelig på Energimyndighetens nettsider www.stem.se eller Näringsdepartementets nettsider på www.regeringen.se/sb/d/1470.

8.2 Hovudprinsipp for marknaden

Den svenske elsertifikatorninga byggjer på at produsentar av fornybar elektrisitet får sertifikat av staten. Kor mange sertifikat som blir utferda heng saman med kor mykje elektrisitet som blir produsert. Eit sertifikat svarar til ei energimengd på 1 MWh. Forbrukarane blir pålagde å kjøpe sertifikat som motsvarar ein viss del av elektrisitetsforbruket. Plikta til å kjøpe sertifikat blir kalla kvoteplikt, og prosentdelen forbruk dei må kjøpe sertifikat for, blir kalla kvote. Om ikkje kunden sjølv ønskjer å handtere kvoteplikta, er det kraftleverandøren som har ansvaret for dette.

Kvoteplikta må oppfyllest kvart år. Dersom kvota ikkje blir oppfylt, vil staten krevje inn ei avgift. I Sverige har Riksdagen vedteke at kvotene skal auke kvart år, frå 7,4 prosent av elektrisitetsforbruket i 2003 til 16,9 prosent i 2010. Fram til 2008 kan sertifikat seljast til staten for ein garantert pris. I Sverige er eit sertifikat juridisk sett definert som eit finansielt instrument.

8.3 Energikjelder med rett til sertifikat

Avgrensinga av kva for produksjonstypar som gir rett til sertifikat er særskild viktig for omfanget av systemet. Den svenske marknaden omfattar eksisterande og ny produksjon. Ny produksjon omfattar all vasskraft, vindkraft, solenergi, geotermisk energi, bølgeenergi, torv, bio-gass og biobrensel med spesielle reglar for avfall. Eksisterande produksjon omfattar all kraftproduksjon som tidlegare har fått offentlig stønad. Dette gjeld vindkraft, solenergi, bølgeenergi, bio-gass, biobrensel og vasskraft frå aggregat satt i drift før 2003 og med yting under 1500 kW. Anlegg som blei teken ut av drift før 1. juli 2001, og så satt i drift igjen etter utgangen av 2002, har òg rett på sertifikat, uavhengig av effektyting.

Når eit anlegg produserer elektrisitet frå fornybare energikjelder og får løyve til å byggje, blir det ikkje i sertifikatordninga gjort nokon tilleggsvurdering av miljøeffektane av anlegget. Det blir teke omsyn til miljøeffektane i konsesjonshandsaminga. På den måten veit investorar om eit anlegg har rett på sertifikat før dei søker om naudsynte løyve.

EU-direktiv 2001/77/EC har vore rettleiande for kva som skal ha rett til sertifikat i Sverige. Direktivet definerer vindkraft, vasskraft, solenergi, geotermisk energi, bølgekraft, tidevasskraft, bioenergi og bio-gass som fornybare energikjelder. I den svenske proposisjonen om elsertifikat er det også eit krav at anlegg som skal få rett til sertifikat oppfyller svenske miljøkrav. Det går fram at det er satt høge miljøkrav til nye vasskraftanlegg.

Kraftproduksjon basert på torv blei tatt inn i sertifikatmarknaden med verknad frå 1. april 2004. Lova (2003: 113) om elcertifikat blei samstundes endra slik at formålet er å fremje torv i tillegg til elektrisitetsproduksjon frå fornybare energikjelder.

Den svenske sertifikatmarknaden skal erstatte tidlegare tilskotsordningar til elektrisitetsproduksjon. Sverige hadde tidlegare relativt omfattande tilskotsordningar særleg retta mot vindkraft, småskala vasskraft og biobasert kraftproduksjon. Dei fleste av desse blei avvikla 31. desember 2002. Tilskotsordninga for vindkraft er ikkje avslutta, men blir i følgje regjeringas forslag fasa ut over tid.

I kapittel 9.2 blir det gitt ein omtale av kva ein bør ta omsyn til i ei vurdering av kva som skal gi rett til sertifikat i Noreg.

8.4 Meir om dei ulike vedtektene

I Sverige må elektrisitetsprodusentar som ønskjer å selje sertifikat, søkje om godkjenning av anlegga hos Energimyndigheten. Produksjonsanlegga må oppfylle visse krav til måleutstyr for å sikre at dei blir tildelt rett mengd sertifikat. Dei godkjende anlegga blir ført inn i eit register for elsertifikat hos Svenska Kraftnät, som har ansvaret for sentralnettet på same måte som Statnett SF i Noreg. Kvar enkelt produsent og kvar kvotepliktig får ein eigen konto i registeret. Det same gjeld andre interessentar, til dømes meklarar. Sertifikata blir overført til dei respektive produsentanes konto kvar månad. Utferdinga svarar til elektrisitetsproduksjonen i førre månad.

Alle overføringar av sertifikat skal registrerast i registeret. Svenska Kraftnät skal jamleg offentliggjere informasjon om overføringsdato, talet på sertifikat i overføringa og tilhøyrande pris. Dei skal også offentliggjere gjennomsnittsprisen på sertifikata gjennom året og talet på sertifikat som er utferda i løpet av året.

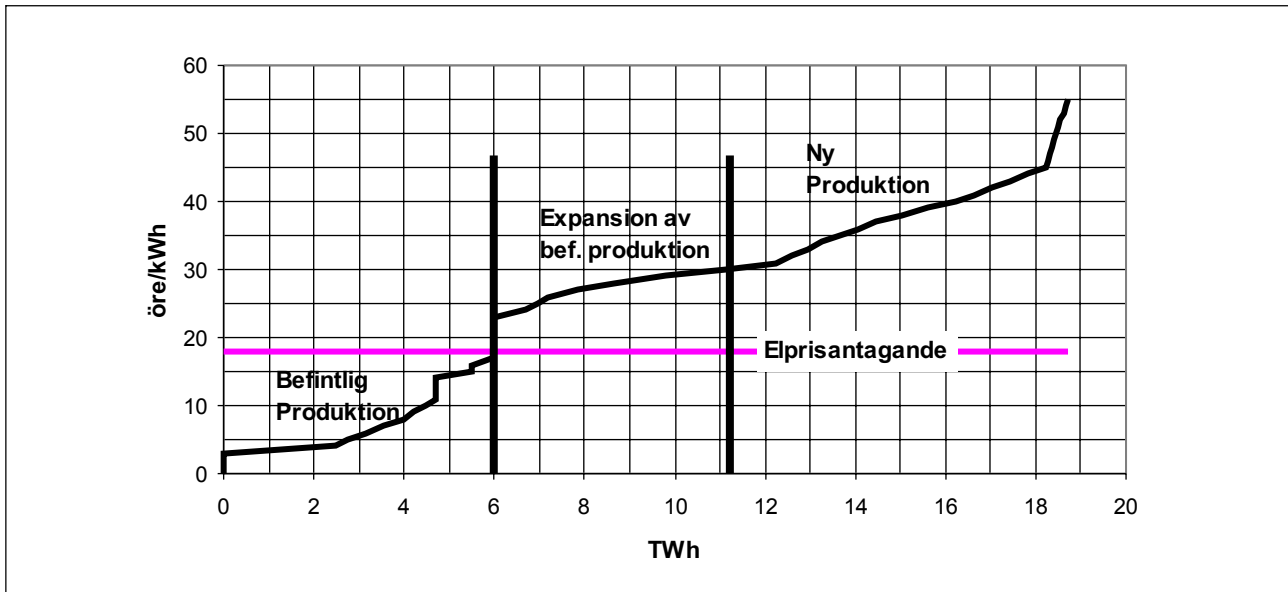
Innan 1. april kvart år må dei kvotepliktige ha ei tilstrekkelig mengd sertifikat på konto. Kvotepliktige er

- leverandørar som har selt elektrisitet til forbrukarar som ikkje tar hand om kvoteplikta si sjøl
- forbrukarar som har nytta elektrisitet dei sjølve har produsert, importert eller kjøpt på den norske kraftbørsen
- forbrukarar som vil ta hand om si eiga kvoteplikt

Ein leverandør som tar hand om kvoteplikta for ein forbrukar, har rett til å ta betalt for dette. Kostnaden for forbrukar skal førast som ein eigen post på rekninga, og ikkje slåast saman med straumkostnaden. Enkelte forbrukarar er friteke frå kvote-

Tabell 8.1 Sverige. Kvoter, minsteprisar og kvotepliktsavgift for sertifikat

År	Kvota (prosent)	Minstepris (SEK)	Kvotepliktsavgift
2003	7,4	–	175 SEK
2004	8,1	60	240 SEK
2005	10,4	50	150 prosent av snittpris for året
2006	12,6	40	«
2007	14,1	30	«
2008	15,3	20	«
2009	16,0		«
2010	16,9		«



Figur 8.1 Sverige. Tilbudskurve for teknologiar med sertifikatrett (der elproduksjon med sertifikatrett blir uttrykt som en funksjon av produksjonskostnadene)

Kilde: Regeringens proposition «Elsertifikat för att främja förnybara energikällor» 2002/03:40

plikt. Dette gjeld mellom anna noko kraftintensiv industri.

Dei kvotepliktige må registrere seg med ein konto hos Svenska Kraftnät. Innan 1. mars kvart år må dei opplyse om kor stort elektrisitetsforbruk dei hadde året før og kor mange sertifikat dette svarar til etter den gjeldande kvota. Svenska Kraftnät løyser inn så mange sertifikat som svarer til kvota på kontiane til dei kvotepliktige per 1. april. Dersom den kvotepliktige har for mange sertifikat igjen på konto, kan han bruke desse eit anna år. Har han for få sertifikat på konto, må han betale ei kvotepliktsavgift.

Den svenske kvotepliktsavgifta er sett til 150 prosent av snittprisen på sertifikat gjennom året. For å gi dei som har kvoteplikt ei ekstra trygging mot høge prisar dei første åra, har kvotepliktsavgifta fått eit fast tak på 175 kroner per sertifikat i 2003 og 240 kroner per sertifikat i 2004. Kvotepliktsavgifta vil i praksis vere eit pristak på sertifikata. Avgifta har òg ein funksjon i høve til å kunne definere sertifikat som finansielle instrument.

Kvotepliktsavgifta har ikkje gitt rett til skattefrådrag i Sverige. Dei svenske skattemyndighetene har ikkje teke endeleg stilling til spørsmålet. Derfor har avgifta så langt ein skattekostnad på 28 prosent, som svarar til bedriftsskatten i Sverige. Dei reelle maksimalprisane på sertifikat blir då 243 kroner i 2003 og 333 kroner i 2004. Avgifta går fram av tabell 8.1.

Kvotene aukar kvart år fram til 2010. Tabell 8.1 viser kvotene for åra fram til 2010.

Svenske styresmakter har varsla at dei vil gå gjennom dei framtidige kvotenivåa i 2004. Deretter vil det bli ein ny gjennomgang annakvart år. For å sikre stabilitet kan kvotenivået ikkje endrast for året etter kvar gjennomgang. Det er òg varsla i lovproposisjonen om elsertifikat at målet for auka forbruk av elektrisitet frå fornybare energikjelder kan bli heva til 15 TWh i 2012.

Den svenske lovproposisjonen om elsertifikat la til grunn at det i 2003 fanst ein produksjon på 6,5 TWh som hadde rett til sertifikat. Kvota i 2003 på 7,4 prosent svarte til ein produksjon som var noko høgare enn dette. Kvota i 2010 på 16,9 prosent er satt for å svare til startproduksjonen på 6,5 TWh og ny produksjon på 10 TWh, samla 16,5 TWh. Det er venta at mykje av produksjonsauka dei første åra vil komme i gamle anlegg, mellom anna i eksisterande biokraftanlegg. Først etter ei betre utnytting av kapasiteten og ei utviding av gamle anlegg, er det venta vesentleg bygging av nye anlegg, jf. figur 8.1.

Fram til 2008 kan ein selje sertifikata til Energimyndigheten til ein minstepris. Minsteprisen skal vere med å sikre tiltru til og stabilitet i marknaden. Den skal og sikre produsentane mot låge sertifikatprisar. Utbetaling for å dekkje minsteprisen blir eventuelt finansiert over statsbudsjettet, jf. tabell 8.1.

Dersom eit sertifikat ikkje blir brukt til å fylle kvota eit år, kan det brukast til å fylle kvota eit anna år. Eit sertifikat frå 2003, kan til dømes nyttast i 2009. I tillegg har svenske kvotepliktige ei avgrensa moglegheit til å låne sertifikat. Dei kvotepliktige kan kjøpe sertifikat året etter at dei skal fylle kvota. Slike kjøp må i så fall skje før 1. april då kvotene blir avrekna. Sidan sertifikat blir utferda ein månad etter den aktuelle produksjonen, inneber det at ein har sertifikat for eit år og to månader til disposisjon for å møte kvota kvart år.

Sertifikat er gjort til finansielle instrument i Sverige. Dette har to årsaker:

- sertifikat er berar av ein rett for eigaren
- sertifikat kan seljast og kjøpast fritt i marknaden

Fordi sertifikata er finansielle instrument, er dei omfatta av ei rekkje lover som gjeld finansielle instrument, mellom anna «lag (1991: 981) om värdepappersrörelse» og «lag (1999: 1078) om bokföring». Kjøp og sal av sertifikat er av denne grunn heller ikkje pålagd meirverdiavgift før i siste ledd. Det vil seie at sluttbrukarane betalar meirverdiavgift.

Det er ikkje mogeleg å nytte sertifikat som er importert frå andre land i den svenske sertifikatmarknaden. Sverige ønskjer likevel å vere aktive innan EU og Norden for ein harmonisert internasjonal sertifikatmarknad. Ei av årsakene er at fordelane med ein sertifikatmarknad først kjem til sin rett når internasjonal handel med sertifikat blir mogleg. I proposisjon 2002/03:40 blir det òg lagt fram nokre krav til land som ønskjer å inngå bilaterale avtaler med Sverige om felles sertifikatmarknadar. Mellom anna blir det lagt vekt på at land må ha ein el-marknad som er regulert like mykje som den svenske marknaden, at dei må ha eit sertifikatsystem basert på kvoter og at produksjonen som har rett på sertifikat ikkje har rett på andre driftstilskot. Samarbeidet mellom Noreg og Sverige er nærmare omtala i kapittel 10.3.

8.5 Erfaringar frå den svenske marknaden for elsertifikat

Den svenske marknaden for elsertifikat har vore i drift i vel eit år. Marknaden er no inne i den andre kvotepliktsperioden.

Dei første sertifikata blei utferda i mai og juni 2003. Frå 1. mai 2003 og fram til slutten av den første avrekningsperioden den 30. mars 2004 var det utferda om lag 7,5 millionar sertifikat av 1 MWh

(samla om lag 7,5 TWh). Av desse var 75 prosent til bioenergi, 17 prosent til vasskraft og 8 prosent til vindkraft. Det kvotepliktige straumforbruket for 2003, perioden 1. mai til 31. desember 2003, var 59,8 TWh. Med ei kvoteplikt på 7,4 prosent var det totalt etterspurt om lag 4,5 millionar sertifikat av 1 MWh. Om lag 3,5 millionar sertifikat blei annullerte av Svenska Kraftnät 1. april 2004. Dei kvotepliktige er skyldige om lag 164 millionar kroner i kvotepliktsavgift, noko som svarar til om lag 950 000 sertifikat. Ingen har så langt løyst inn sertifikat til minsteprisen.

Gjennomsnittsprisen på sertifikat har i følge statistikk frå Energimyndigheten vore om lag 210 kroner i tida frå 1. mai 2003 til 31. mars 2004, og gjennomsnittsprisen i mars 2004 var omlag 230 kroner. Fleire sertifikathandlar har vore rapportert med prisar over det gjeldande pristaket for avrekningsperioden 2003. Dei høge prisane fører med seg at produsentane som har rett til sertifikat får ein høg stønad. Prisar på 200 kroner per sertifikat svarar til 20 øre/kWh. Spotprisen på straum har til samanlikning vore på om lag 18 øre/kWh som eit gjennomsnitt for dei fem siste åra.

Gjennomsnittsutgifta for forbrukar ved kjøp av sertifikat har så langt vore på mellom 1,5 og 3,25 øre/kWh. Private aktørar og næringsliv som ønskjer det, kan sjølv handtere kvoteplikta og kjøpe sertifikata dei treng. Det er få som har brukt denne retten til no.

Det svenske Näringsdepartementet si første vurdering er at den svenske marknaden fungerer vel. Ei tilstrekkeleg mengd sertifikat har blitt utferda til å fylle kvoteplikta i 2003, og det har vore handel med sertifikat. Seljarar og kjøparar ser stort sett ut til å ha funne kvarandre på ein grei måte, men det har også blitt rapportert at det er ønskje om ein marknadsplass for å gjere det lettare å omsetje sertifikat. Små produsentar som i utgangspunktet var skeptiske, synest å ha blitt meir nøgde med systemet.

Fleire har lagt vekt på at sertifikatmarknaden hadde tent på meir langsiktige rammer enn til 2010. Energimyndigheten evaluerer no marknaden grundigare. Dei skal rapportere til det svenske Näringsdepartementet i to etappar. Den første delen av evalueringa blei offentleggjort i april 2004. Den andre delen av evalueringa kjem i oktober 2004.

Den første delen tok for seg rolla som torv har i sertifikatsystemet, utforminga av kvotepliktsavgifta og kva for industri som skal vere fritaken frå kvoteplikt. Energimyndigheten rekner med at ny kraftproduksjon basert på torv vil konkurrere med ny vindkraft og ny fliskraft ved uendra kvoter. Dei tilrår å ikkje endre kvotepliktsavgifta, men foreslår

eit nytt lånesystem for sertifikat, jf. kapittel 9.3.2. Energimyndigheten tilrår også å endre definisjon av kva for kraftintensiv industri som skal få fritak for kvoteplikt. Ein slik ny definisjon kan ta utgangspunkt i EUs energiskattedirektiv. Rapporten er tilgjengelig på www.stem.se.

Den svenske marknaden har hatt eit relativt stort sertifikatvolum heilt frå starten, noko som er gunstig for at marknaden skal halde seg stabil. Ein offentlig marknadspris synest ikkje å ha vore tilgjengeleg, sjølv om Svenska Kraftnät offentliggjør prisstatistikk. Ein grunn til det kan vere at det ikkje

er stilt krav til tidspunktet for når seljar skal rapportere ein handel. Ein handel kan ha vore gjennomført lenge før han blir rapportert. I tillegg er mange av handlane i den svenske marknaden finansielle kontraktar. Kontraktane kan til dømes vere ein avtale om å kjøpe sertifikat til ein avtala pris på eit avtala seinare tidspunkt.

Nord Pool opna ein marknadsplass for svenske sertifikat 3. mars 2004. Marknadsplassen er lagt til rette for sal av spotkontraktar med levering av sertifikat etter tre dagar. Det har så langt vore lite handel med sertifikat på marknadsplassen.

9 Utforminga av sertifikatmarknaden

Ein pliktig sertifikatmarknad for elektrisitet bygger på at styresmaktene lovfestar rammene for eit tilbod og ein etterspurnad etter sertifikat. Straumbrukarar må kjøpe sertifikat og straumprodusentar kan selje sertifikat. Sjølv om prinsippet er enkelt, må mange av elementa i ein sertifikatmarknad regulerast for at systemet skal fungere tilfredsstillande. Den svenske marknaden har omfattande reguleringar.

Olje- og energidepartementet tek sikte på å etablere ein sertifikatmarknad som skal slåast saman med den svenske marknaden, jf. stortingsvedtak nr. 351 (2002–2003). Dei svenske styresmaktene planla ikkje sitt system ut i frå at det skulle vere knytt saman med tilsvarende system i andre land. Vurderingane for ein internasjonal sertifikatmarknad vil til dels skilje seg frå dei ein må gjere i ein nasjonal marknad.

Dette kapitlet handlar om reguleringa av sertifikatmarknaden. Etableringa av ein felles sertifikatmarknad vil få viktige konsekvensar for energipolitikken i mange år framover. Utforminga av kvotene og val av kva for energikjelder som skal omfattast er to særskilt viktige reguleringar. Internasjonale tilhøve og spørsmålet om ein overgangsordning til ein sertifikatmarknad blir også omtala.

9.1 Kvoter

9.1.1 Ambisjonsnivå

Det må vere obligatorisk å kjøpe sertifikat, og dette kravet må regulerast i lov gjennom fastsetting av kvoter. Kvotene speglar dei ambisjonane styresmaktene har for satsinga. I ein felles norsk-svensk sertifikatmarknad vil summen av dei nasjonale ambisjonane vise den felles satsinga på fornybar elproduksjon. Storleiken på dei nasjonale ambisjonane blir berre eit uttrykk for kor mykje ny fornybar produksjon kvart land ønskjer å finansiere. Men storleiken på kvotene i kvart land legg ingen føringar på om produksjonen kjem i det eine eller det andre landet. Kor stor fornybar produksjon det blir i kvart land avhenger i stor grad av produksjonskostnader, konsesjonskrav og kor mange produksjonstypar ordninga skal omfatte i kvart land.

9.1.2 Kvotene på kort og lang sikt

Kvoteplikta er den lovfesta plikta til å ha ei viss mengd sertifikat kvart år i forhold til elektrisitetsbruken i det aktuelle året. I utforminga av forslaget til kven som skal ha kvoteplikt vil departementet mellom anna leggje vekt på dei same omsyna som har vore aktuelle i samband med den nye ordninga for el-avgifta. Det vil òg bli lagt vekt på kva som blir løysinga i Sverige, jf. kapittel 8.4. Eit unntak frå kvoteplikt må vere robust i høve til EØS-reglane for offentlig stønad.

Ei kvote blir fastsett for kvart år. Kvota vil i startfasen normalt auke frå år til år. Etter at ambisjonane for satsinga er nådd, minkar kvota over tid ned til null. Kvotene kan også setjast på eit fast nivå dersom det er ønskeleg å halde fram med satsinga på fornybar elektrisitet.

På kort sikt må kvotene setjast slik at det er mogleg å dekkje etterspurnaden. I tillegg til elektrisitetsforbruket er det viktig å ta omsyn til tida det tek å finansiere, planleggje, konsesjonsbehandle og byggje eit anlegg når kvotene skal fastsetjast. Målet må vere å få ein balansert marknad heilt frå starten. På lang sikt kan investorane planleggje og byggje anlegg på grunnlag av utsiktene i marknaden. Da kan marknaden virke godt uavhengig av nivået på kvotene.

Dersom Noreg hadde starta ein marknad åleine, ville talet på sertifikat i sertifikatmarknaden på kort sikt truleg vore så lågt at det hadde gitt ein ustabil marknad med store moglegheiter til å utøve marknadsmakt. Dette var ein av grunnane til at departementet rådde frå ein nasjonal sertifikatmarknad i Gassmeldinga.

I ein felles marknad med Sverige dreg vi nytte av den svenske sertifikathandelen. Det svenske volumet vil vere på om lag 12,5 TWh i 2006, jf. tabell 8.1.

9.1.3 Konsekvensar for straumbrukarane

Kjøp av sertifikat vil vere ein kostnad for hushald og kvotepliktig næringsliv. Kostnaden vil auke når kravet til sertifikatkjøp aukar. Prisen på sertifikat avheng av kostnadene ved å få fram meir produksjon av fornybar elektrisitet og kvotene.

I utgangspunktet står straumleverandørane for innkjøp av sertifikata, men dei vil føre utgiftene sine på straumrekninga til forbrukarane, jf. kapittel 8.5 kor utgiftene som har falle på forbrukarane i Sverige så langt er omtala.

Det er grunn til å tru at sertifikatmarknaden over tid kan påverke kraftmarknaden i ein viss mon i retning av lågare prisar på sjølve krafta. Det kjem av at tilskotsordninga stimulerer til auka kraftproduksjon. Det er vanskeleg å seie kor stor innverknad dette vil kunne få.

Det at forbrukarane må kjøpe sertifikat trekk i retning av auka totalkostnad, mens lågare kraftpris trekk i retning av lågare totalkostnadar for forbrukarane. Den samla effekten er avhengig av kor mykje straumforbruket og straumproduksjonen reagerer på prisane.

I tilknytning til arbeidet med Gassmeldinga fekk Olje- og energidepartementet Statistisk sentralbyrå til å gjere ein analyse av korleis eit system med ein internasjonal sertifikatmarknad ville virke inn på kraftmarknaden.

I Gassmeldinga blei det gitt følgjande omtale av denne utgreiinga:

«I departementets utredning «Grønne sertifikater – design og funksjon» drøftes hvordan et system med et internasjonal sertifikatmarked der kvoteplikten er lagt på forbrukerne, vil virke inn på kraftprisen, sluttbrukerprisen og omsatt volum. Kvoteplikten vil sikre at det blir produsert en gitt mengde ny fornybar el. Det økte tilbudet av fornybar el vil trekke i retning av at kraftprisen synker og at en del av de tradisjonelle kraftprodusenter tvinges ut av markedet. Beregninger fra utredningen peker i retning av at omsetningen av kraft samlet vil være høyere enn om en ikke innfører et sertifikatmarked. Beregningene peker også i retning av at prisen på sertifikatene ikke vil bli så høy at den oppveier fallet i kraftpris for forbrukerne. Forbrukerne kommer bedre ut, med lavere priser og høyere forbruk. De tradisjonelle kraftprodusentene må bære kostnaden gjennom lavere priser og volum i det tradisjonelle kraftmarkedet. Dette resultatet er avhengig av tilbuds- og etterspørselastisitetene i markedet.

Virkningene vil være en annen dersom Norge alene innfører et pliktig grønt sertifikatmarked. I en situasjon uten flaskehalser i nettet vil virkningen på kraftprisen være uendret fordi denne bestemmes i det internasjonale markedet. Forbrukerne i Norge må bære kostnadene gjennom sertifikatprisen.»

Olje- og energidepartementet vil framheve uvisse knytt til kva som blir effekten for ulike grup-

per i ein sertifikatmarknad. Ein må også rekne med at effektane vil variere over tid.

9.2 Aktuelle energikjelder i ein internasjonal marknad

9.2.1 Føremoner med eit internasjonal system

Mange land satsar på å auke bruken av fornybar elektrisitet. Norske verksemdar har selt ulike typar sertifikat til utanlandske selskap. Grunnlaget for denne handelen har vore energipolitiske tiltak i einskilde land. Regjeringa ser det som viktig å skape eit grunnlag for utvikling av meir fornybar elektrisitet i Europa gjennom ein sertifikatmarknad. Det vil òg vere med å leggje grunnlaget for verdiskaping i Noreg basert særleg på vindressursar og vasskraftressursar. Desse moglegheitane vil bli betre utnytta jo breiare det internasjonale samarbeidet blir. Det er eit føremon for norske næringar at land med eit anna ressursgrunnlag tar del i marknaden.

Tradisjonelt har satsinga på fornybare energikjelder vore ei nasjonal sak. Den politikken som blei lagt i Gassmeldinga og Innst. S. nr. 167 (2002–2003) la grunnlaget for å endre denne tilnærminga. I Gassmeldinga blei det lagt vekt på at dei viktige gevinstane ved ein sertifikatmarknad kjem når marknaden er internasjonal:

«De store effektivitetsgevinstene ved et grønt sertifikatmarked vil bli realisert gjennom internasjonal handel. Internasjonal handel vil bidra til et mer velfungerende marked fordi volumet vil bli større og det blir mindre markedsrett. Det gir også muligheter for å få inn flere fornybare energikilder. Dette er viktig for prisdannelsen på sertifikatene. Men den viktigste gevinsten ved internasjonal handel følger av at de naturgitte forutsetningene for fornybar energiproduksjon er ulike i forskjellige regioner av Europa. Land med fortrinn for produksjon av fornybar energi kan bli nettoeksportør av sertifikater, mens land der det ligger dårlig til rette for fornybar energiproduksjon vil kunne bli nettoimportører.»

Dette var grunnen til at Regjeringa tilrådde at Noreg skulle ta del i ein internasjonal pliktig sertifikatmarknad for fornybar elektrisitet. Med ei nasjonal satsing vil ein til dels nytte kostbare fornybare ressursar i eit land, mens langt billigare ressursar i andre land ikkje blir nytta. Noreg har dessutan gode føresetnader for langsiktig verdiskaping innanfor rammene av eit internasjonal samarbeid om ein sertifikatmarknad.

I ein internasjonal sertifikatmarknad kan ikkje landa ha nasjonale mål knytt til produksjonen av fornybar elektrisitet. Måla blir i staden normalt knytt til elektrisitetsbruken ved at forbrukarane lyt dekkje opp ein prosentdel av forbruket sitt med sertifikat. Slik må alle dei landa som deltar i ein internasjonal sertifikatmarknad være med på å finansiere satsinga på fornybar energi, mens investeringane og produksjonen i stor grad kan bli konsentrert til land som har særlege føremonn for slik produksjon, jf. også Gassmeldinga.

Eit internasjonalt system vil også fungere betre som marknad, teknisk sett. Departementet rådde derfor frå ei etablering av eit nasjonalt system. I Gassmeldinga heiter det at:

«Etter departementets vurdering vil et sertifikatmarked for elektrisitet neppe fungere etter

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

Stortingets vedtak knytt til utviklinga av ein sertifikatmarknad la vekt på at ein slik marknad måtte bli utforma slik at han kunne samordnast med ein internasjonal sertifikatmarknad, jf. vedtak nr. 347 (2002–2003). Det er viktig for å få ein brei internasjonal marknad at EU tar initiativet. Dei kan leggje felles rammer for samarbeidet. Regelverket

Boks 9.1 Sertifikatmarknader i andre land

Det er etablert pliktige sertifikatmarknader i England og Wales, Australia og i Texas som kan samanliknast med den svenske marknaden. Det er fleire skilnader i utforminga av marknadane, men alle ordningane omfattar all ny utbygging av fornybar elektrisitet og dei er langsiktige.

England og Wales

Marknaden starta 1. april 2002, og ambisjonen er at 10 prosent av all elektrisitet selt i England og Wales skal komme frå fornybare kjelder med rett til sertifikat innan 2010. Alle fornybare energikjelder har i utgangspunktet rett til sertifikat. Det gjeld vindkraft, vasskraft, bølgekraft, tidevasskraft, kraft frå biomasse, solenergi og geotermisk energi. Spesielle avgrensingar er knytt til avfallsforbrenning. Anlegg som er sett i drift før 1. januar 1990 kan ikkje få sertifikat, unntatt vasskraftanlegg som har under 1,25 MW installert effekt. Vasskraftanlegg over 20 MW har berre rett på sertifikat dersom dei er sett i drift etter 1. april 2002.

Kvota for å kjøpe sertifikat aukar kvart år, frå 3 prosent i 2002 til 10,4 prosent 2010. Fram til 2027 blir kvota heldt på det same nivået som i 2010. Kvotene er dermed fastsatt i 25 år.

Australia

Marknaden starta i 2001, og ambisjonen er at marknaden skal få fram 9,5 TWh ny fornybar elek-

trisitetsproduksjon innan 2010. Det australske marknaden omfattar vindkraft, vasskraft, kraft frå biomasse, bølgekraft, tidevasskraft, solenergi, noko kraft frå avfallsforbrenning og geotermisk energi. I tillegg er brenselceller og vassbåren varme frå solenergi inkludert. Anlegg sette i drift etter 1. januar 1997 får sertifikat.

Grunnlaget for å sette kvota for sertifikatkjøp aukar kvart år, frå 0,3 TWh i 2001 til 9,5 TWh i 2010. For å sikre at ordninga blir kostnadseffektiv og for å sikre investeringsvisse fram til 2010, skal kvota haldes på 2010-nivået fram til 2020. Kvotene er dermed fastsatt i 20 år.

Texas

Marknaden starta i 2001, og ambisjonen er at ordninga skal få fram 2000 MW ny produksjonskapasitet innan 1. januar 2009. Alle fornybare energikjelder som blir brukt til elektrisitetsproduksjon er omfatta av marknaden. Anlegg som er sett i drift etter 1. september 1999 har rett på sertifikat. Anlegg som er sett i drift før 1. september 1999, kan ikkje ha høgare installert effekt enn 2 MW får å få sertifikat.

Grunnlaget for å sette kvota for sertifikatkjøp aukar anna kvart år, frå 400 MW i 2002 til 2000 MW i 2009. Kvota blir heldt på same nivå som i 2009 heilt fram til 2019. Kvotene er dermed fastsatt i 19 år.

som må på plass er omfattande og det krevst mykje koordinering. Det er òg ein føremon at EU-landa har svært ulikt grunnlag for å produsere fornybar elektrisitet. Derfor er det store gevinster ved å samarbeide breitt.

9.2.2 Aktuelle energikjelder

I ein sertifikatmarknad får vi eit finansieringsmål for ei brei gruppe teknologiar for produksjon av fornybar elektrisitet. Det må likevel avgrensast kva for energikjelder som har rett på sertifikat. For å ta omsyn til verdiskaping i Noreg, må avgrensinga vere vurdert i høve til dei avgrensingane som er valde i andre land. Om Noreg set strengare grenser for kva for energikjelder som kan få sertifikat enn det som blir gjort i dei andre landa i marknaden, blir moglegheitene til verdiskaping i Noreg redusert. I ein felles marknad med Sverige vil ei smalare norsk avgrensing føre til at Noreg i større grad finansierer utbygging av fornybar produksjon i Sverige. Ein slik smal avgrensing i Noreg vil også gi høgare import av kraft.

Marknaden vil vise kva slag energikjelder som blir mest konkurransedyktige. Mange anlegg vil få langt høgare stønad enn det som er naudsynt for å få fram investeringar.

Det må skiljast mellom eksisterande og ny produksjon. For enkelte energiformer vil det vere krevjande å vurdere kva som skal reknast for auke i produksjonen. Det gjeld mellom anna for opprusting og utviding av vasskraftanlegg. Det må òg vurderast i kva grad gjenvinning av energi skal omfattast av marknaden. For bioenergi må det gjerast ein grenseoppgang mot avfallspolitikken. Den endelege reguleringa av desse viktige omsyna vil bli gjort i lova og forskriftene. I dette avsnittet er det gjort nokre overordna vurderingar.

Eksisterande produksjon

Det er naturleg å erstatte driftsstønadsordningar til fornybar elektrisitet med sertifikatordninga. Driftsstøtta i Noreg har vore knytt opp mot nivået på forbruksavgifta på elektrisitet. Somme vindkraftverk har fått driftsstønad tilsvarande halve el-avgifta. Vidare blir det ikkje kravd el-avgift for elektrisitet som er produsert i energigjenvinningsanlegg og i små kraftverk under 100 kVA.

Nokre av vindkraftverka har fått både driftsstønad og investeringsstønad. Det kan vere vanskeleg å sjå grunnar til at dei skal få sertifikat dersom dei ønskjer å behalde investeringsstøtten. Men den konkrete avgrensinga må ein vurdere nærmare,

mellom anna i høve til EØS-avtalen og tilsvarande elektrisitetsproduksjon i Sverige.

Ny produksjon

Når det gjeld ny produksjon må to viktige omsyn vere førande for eventuelle avgrensingar. Det er viktig at ikkje avgrensingane:

- reduserer grunnlaget for verdiskaping i Noreg
- motiverer til dårleg utnytting av verdifulle naturressursar

Det synest å vere ein internasjonal trend at all fornybar elektrisitet blir handsama likt i sertifikatmarknadene. I EU-direktiv 2001/77/EF om fremje av elektrisitet frå fornybare energikjelder i den indre elektrisitetsmarknaden, blir det satt førebels mål for forbruket av all fornybar elektrisitet med omsyn til den totale el-produksjonen. EFTA arbeider med å ta dette direktivet inn i EØS-avtalen.

Det er etablert pliktige sertifikatmarknader i mellom anna Australia, Sverige og Storbritannia der all ny etablering av fornybar elektrisitet får sertifikat. Nederland har hatt varierende typar skatteinsentiv for fornybar elektrisitet. Ulike kraftprodusentar i Noreg får inntekter ved sal av RECS-sertifikat som følgje av dei ulike internasjonale initiativa. RECS (Renewable Energy Certificate System) er ei samanslutning av europeiske kraftselskap og andre som er interessert i fornybar elektrisitet. Føremålet med RECS har vore å etablere ein felles plattform for sertifisering og handel med fornybare energikjelder.

Reglane for avgrensing vil bli avgjerande for kva slag anlegg som blir bygd. Kunstige tilpassingar av dei fysiske anlegga som følgje av organiseringa av sertifikatmarknaden vil gi varige tap. Til dømes vil ei grense for kor stor installert effekt eit anlegg skal kunne ha, gi sterke insentiv til å stykke opp utbygginga i fleire mindre og meir kostnadskrevjande prosjekt. Av omsyn til økonomi og miljø er det viktig at ein vel dei mest effektive utbyggingsløysingane. Dagens stønadsordning for fornybar elektrisitet er retta mot vindkraft. Dersom ein skulle ønskje å fremje vindkrafta særskilt må ein halde fram med eigne stønadsordningar. Omsynet til verdiskapinga i Noreg, og at vi ønsker ei god utnytting av dei fornybare energiressursane, trekk i retning av at vi ikkje bør sette strengare grenser for kva anlegg som skal få sertifikat enn dei landa vi handlar sertifikat med. I utforminga av ein felles Norsk-Svensk sertifikatmarknad vil Regjeringa leggje stor vekt på dette. Departementet vil komme tilbake med konkrete forslag i lovproposisjonen.

9.2.3 Tilhøvet til EØS og EU

Gjennom EØS-avtalen deltek Noreg i den indre marknaden i EU. Dette inneber at EØS-relevant lovgjeving innanfor energisektoren vil bli gjennomført i norsk rett. Spørsmålet om EØS-relevans må også bli vurdert i høve til miljørettsakter på energiområdet. Dei bindingane som EU legg på Sverige, og som også gjeld Noreg gjennom EØS-avtalen, vil danne rammeverket for gjennomføringa av ein felles sertifikatmarknad for fornybar elektrisitet.

EU arbeider for å koordinere satsinga på fornybare energikjelder. EUs direktiv om fremje av elektrisitet produsert frå fornybare energikjelder i den indre energimarknaden (2001/77/EF, fornybardirektivet), blei vedteke i 2001. I direktivet blei det sette indikative mål for kor stor del fornybar elektrisitet kvart EU-land skal ha av den samla elektrisitetsbruken i 2010. Departementet arbeider no for å ta direktivet inn i EØS-avtalen. Når Noreg skal rapportere til Kommisjonen om bruken av fornybar elektrisitet er det viktig å kunne ta med pliktige sertifikat som er kjøpt i Sverige. Likeeins må Noreg trekkje fra pliktige sertifikat som er solgt til Sverige.

Gjennom ei ordning for opphavsgarantiar for fornybar elektrisitet, legg direktivet også opp til å gi produsentar høve til å vise at produksjonen er fornybar. Desse opphavsgarantiane må skiljast klart frå sertifikat i ein pliktig sertifikatmarknad. Det er rimeleg at ein produsent ikkje får både opphavsgarantiar og pliktige sertifikat for den same produksjonen av straum.

EU har i dag ikkje felles reglar for kva verkemiddel ein kan nytte i ordningar som gir stønad til produksjon av elektrisitet frå fornybare energikjelder. Verkemidla kan likjevel ikkje vere i konflikt med EU-reglane for til dømes statsstønad eller andre horisontale reglar. Medlemslanda kan elles basere seg på ulike prinsipp som skattefritak, innmatingstariffar eller sertifikat. Dei to sistnemnde prinsippa er i dag mest utbreidde blant medlemslanda sine stønadsordningar.

Jamvel om medlemslanda no kan velje tilnærming, heiter det i artikkel 1 i fornybardirektivet at dette direktivet skal tene som ein basis for ei framtidig fellesskapstilnærming. I artikkel 4 blir det sagt at EU-kommisjonen innan 27. oktober 2005 skal evaluere dei ulike stønadssystema i ein rapport, og om naudsynt foreslå felles retningslinjer for desse systema. I utforminga av ein sertifikatmarknad bør ein derfor vere merksam på prosessane med å sikre ei felles tilnærming frå EU si side, jf. kapittel 10.4.

Dersom ei ordning inneheld element som blir rekna som statsstønad etter artikkel 61(1) i EØS-avtalen, må ordninga meldast til ESA og bli godkjent før ho kan setjast i verk. Dette gjeld dersom staten garanterer ein minstepris for sertifikat eller innfører liknande tiltak som fell inn under vilkåra i statsstønadsføresegnene. Slik stønad vil til dømes kunne bli godkjend etter artikkel 61(3)(c) i EØS-avtalen, jf. ESAs retningslinjer for stønad til miljøtiltak.

Ein felles svensk-norsk marknad vil ta utgangspunkt i den noverande svenske modellen. Svenske styresmakter har notifisert denne ordninga til EU-kommisjonen i samsvar med statsstønadsregelverket. EU-kommisjonen godkjente ordninga. Minsteprisen i den svenske marknaden var eit statsstønad-element som var i tråd med statsstønadsregelverket i EU. Dersom eit samarbeid mellom Noreg og Sverige følgjer opplegget som Kommisjonen har godkjent for Sverige, er det venta at ordninga som blir foreslått kan godkjennast både av Kommisjonen og ESA.

9.3 Regulering av sertifikatmarknaden

Reguleringa av sertifikatmarknaden har mykje å seie for korleis marknaden vil fungere. Sverige og Noreg må koordinere reguleringane slik at det ikkje blir tekniske hindre for handel eller oppstår systematiske skilnader i sertifikatprisane mellom landa. Ein må unngå at det blir knytt unødig uvisse til marknaden fordi det vil føre til høgare avkastningskrav og høgare sertifikatpris enn naudsynt. I dette kapitlet vurderer departementet nokre element i utforminga av marknaden som er særleg viktige for funksjonen til marknaden.

9.3.1 Ein langsiktig marknad

Ei sertifikatordning kan samanliknast med driftsstønad på den måten at stønaden vil tilkomme prosjektet gjennom heile eller delar av levetida, jf. også drøftingane i Gassmeldinga. For investorane vil ein langsiktig sertifikatmarknad vere med på å redusere uvissa knytt til ei eventuell investering. Kor langsiktig marknaden er, kan derfor bety mykje for investeringsavgjerda.

I den svenske sertifikatmarknaden er kvotene fastsett for kvart år fram til 2010, men kva som skjer etter 2010 er så langt uvisst. Energimyndigheten i Sverige har satt i gang ei evaluering av den svenske marknaden og eit av spørsmåla er kva som skal skje med kvotene etter 2010.

Spesielt for vindkraft og vasskraft, som har høge investeringskostnader, er det viktig at sertifikatmarknaden er langsiktig. I den svenske sertifikatmarknaden kjem ein stor del av sertifikatata frå energi frå biomasse, og investorar i denne teknologien er ikkje like avhengige av ein langsiktig marknad mellom anna fordi investeringskostnadane er lågare enn for vind- og vasskraft. Dei kan og bruke andre brensel enn biomasse.

Mange norske investorar seier at dei må vere rimeleg sikre på å få tilfredsstillande avkastning på investert kapital 10–15 år fram i tid. Eit argument som har vore nytta av investorar er at ein bør få sertifikat for ein like lang periode som den normale tilbakebetalingstida for lån til slike anlegg. Sjølv om eit prosjekt kan gi inntekter frå sal av straum i over 20 år, er investoren ofte avhengig av å betale ned hovuddelen av lånet i løpet av 10 år.

Ny produksjon må komme inn over ei viss tid. Det skjer gjennom at kvotene aukar kvart år. Auke i kvotene svarar til ei auke i produksjonen. Ved oppstarten av marknaden er det viktig at styresmaktene gir signal om kor lenge sertifikatmarknaden er planlagt å vare. For investorane gir tidspunktet som blir sett for avviking av marknaden ei nedre grense for kor lenge dei kan rekne med å selje sertifikat.

Departementet vil i samråd med dei svenske styresmaktene vurdere kor lenge det er naudsynt å fastsette kvotene, men kvotefastsettinga bør truleg gi grunnlag for ein marknad som skal vare i minst 20 år. Det er ein viktig føresetnad at landa er samde om kor lenge marknaden skal vare. Etableringa av ein sertifikatmarknad vil såleis leggje viktige føringar for satsinga på fornybar elektrisitet i mange år framover. Dette er knytt både til at marknaden må vere langsiktig for å skape investeringar, og at ein ikkje utan vidare kan endre marknaden utan å avklare dette med Sverige, jf. kapittel 10.3.

Departementet vil framheve at det ikkje er grunnlag for å etablere ein marknad som berre varer i få år. Dersom ein ønskjer å ha meir fleksibilitet i satsinga på fornybar elektrisitet, finst det verkemiddel som er betre eigna enn pliktige sertifikat.

9.3.2 Stabile prisar

Sertifikatprisen er som i andre marknader styrt av tilbod og etterspurnad. Etterspurnaden er avhengig av den gjeldande kvota og forbruket av elektrisitet. Tilbodet er avhengig av kva for energikjelder marknaden omfattar, og kostnadane ved å auke produksjonen frå desse energikjeldene. Etterspurnaden er satt av myndighetene og tilbodet blir lite

påverka av prisendringar på kort sikt. Sjølv om prisen stig vil det vere vanskeleg å auke tilbodet raskt, fordi det vil vere ei grense for kor mykje produksjonen av fornybar elektrisitet vil kunne auke på kort sikt. Det vil normalt ta lang tid å planleggje og bygge ny produksjonskapasitet. Ein viktig kritikk mot sertifikat frå fagleg hald har vore at det kan bli store prissvingingar.

Departementet vil arbeide for å gi sertifikatmarknaden ei slik utforming at prissvingingane ikkje blir unødige sterke. Viktige element er da utforminga av:

- kvotene på kort sikt, jf. avsnitt 9.1.2
- kvotepliktsavgifta
- minstepris på sertifikat
- sparing og låning av sertifikat
- ein marknadsplass for sertifikat

Dei kvotepliktige må betale ei kvotepliktsavgift for kvart sertifikat dei manglar i høve til den gjeldande kvota. Avgifta vil normalt fungere som eit pristak fordi dei kvotepliktige nok i stor grad heller vil betale avgifta enn ein høgare sertifikatpris. Eit føremål med avgifta er å hindre at forbrukarane får ein urimelig økonomisk belastning gjennom høge sertifikatprisar.

I ein felles norsk-svensk sertifikatmarknad bør kvotepliktsavgifta vere lik. Dersom nivået på kvotepliktsavgifta er ulik, kan det oppstå ulike prisar på sertifikat i Noreg og Sverige i situasjonar der sertifikatprisen er høg. Departementet drøftar kvotepliktsavgifta med svenske styresmakter. Energimyndigheten i Sverige har vurdert den svenske kvotepliktsavgifta for åra framover. Dei tilrår å halde fram som planlagt med avgifta, jf. tabell 8.1.

Sverige har ei overgangsordning som skal sikre investorane mot låge prisar i ein overgangsfase. Ordninga er utforma som ein garantert minstepris på sertifikat. På same måte som for nivået på kvotepliktsavgifta, bør nivået på minsteprisen vere lik i begge land.

Tilbodet av sertifikat varierer med den årlege elektrisitetsproduksjonen. Produksjonen av fornybar elektrisitet varierer til dels mykje frå år til år, og det kan gi svingingar i tilbodet av sertifikat og dermed også sertifikatprisen. Etterspurnaden etter sertifikat vil og variere frå år til år avhengig av straumforbruket. Dersom det blir mogleg å spare sertifikat, vil det dempe desse svingingane i sertifikatprisen.

I Sverige er det slik at ein kan spare på sertifikat. Dette skal gi jamnare sertifikatprisar over tid, fordi det er mogleg å spare sertifikat i eit år med stort tilbod av sertifikat og bruke dei i år med lite tilbod.

I den svenske marknaden er det ikkje opning for å låne sertifikat direkte, men det finst ein liknande mekanisme for å jamne ut sertifikattilbodet mellom to år, jf. kapittel 8.4. Departementet meiner det er viktig at landa har like reglar på desse områda. Energimyndigheten tilrådde ein ny låneordning for sertifikat i den første delen av evalueringa av den svenske sertifikatmarknaden, jf. kapittel 8.5. Låneordninga skal gi dei kvotepliktige tre år til å oppfylle kvota, utan at dei treng betale kvotepliktsavgift dei to første åra. Den svenske regjeringa har enno ikkje teke stilling til spørsmålet.

I ein sertifikatmarknad vil handelen i utgangspunktet skje bilateralt og utan offentleg innsyn. Offentleg informasjon om priser er likevel viktig for at det skal kunne dannast ein påliteleg marknadspris, som vil vere med på å redusere risikoen knytt til sertifikatprisen.

Mange aktørar har gitt uttrykk for at det er viktig med ein likvid marknadsplass for sertifikat. Marknadsplassen kan gi grunnlag for organisering av ein marknad for finansielle kontraktar knytt til sertifikat. Finansielle kontraktar gir investorar eit høve til å redusere risikoen knytt til sertifikatprisen ytterlegare.

For å få ein marknad som verkar godt, vil det vere viktig at aktørane kan handle norske sertifikat på lik linje med dei svenske på ein felles marknadsplass. Skilnader mellom norske og svenske sertifikat kan føre til at dei blir prisa ulikt, og da må handelen skje på to forskjellige marknadsplassar. Departementet ser det som viktig at det ikkje blir prisskilnader mellom norske og svenske sertifikat.

9.4 Overgangsordninger

Investorane har sterke motiv for å utsette investeringar til marknaden er etablert, dersom dei har grunn til å tru at det aukar moglegheitene til få rett til sertifikat. I Noreg har NVE og Enova registrert at det er fleire investorar som utsett investeringar. Grunngevinga for dette har dels vore tilhøvet til sertifikatmarknaden.

Formålet med ei eventuell overgangsordning er å minske motiva for å utsetje investeringar innan fornybar elektrisitetsproduksjon i påvente av ein sertifikatmarknad. Ei overgangsordning kan og ha andre formål. Til dømes kan ei ordning vere med på å sikre ei tilstrekkeleg mengd sertifikat i marknaden når han startar opp slik at det blir ein stabil prisdanning.

Det er viktig å skilje mellom vasskraft og vindkraft i vurderingane av korleis ei overgangsordning skal bli utforma.

Dei som investerer i vasskraft får ikkje tilskot i dag. Dei vasskraftutbyggingane som ikkje er kommersielle, vil normalt ikkje bli bygd. Ein kan derfor ikkje seie at dei blir utsett på grunn av at det tar tid å etablere ein sertifikatmarknad. Drøftingane om overgangsordningar for vasskraft er derfor knytt til kommersielle anlegg. Produsentane har sterke insentiv til å vente med bygging dersom dei har grunn til å tru at dei fell utanfor ordninga om dei bygger no. Det kan illustrerast ved at prisen på sertifikat i Sverige dei første månadene i 2004 var om lag 22 øre/ kWh.

Det er to tilhøve som kan få vasskraftinvestorane til å utsette bygging:

- uvisse om dei kan få sertifikat om dei bygger no
- uvisse om dei kan få sertifikat uavhengig av utforminga av anlegget

Når disse vilkåra er klarlagt, vil det ikkje lenger vere grunn til å utsette bygging eller vedtak om bygging. Departementet har lagt opp til at dei som byggjer ut kraftproduksjon etter 1. januar 2004, kan delta i sertifikatmarknaden når han kjem, jf. pressemelding av 19. desember 2003 frå Olje- og energidepartementet:

«... understreke at de som bygger ut kraftproduksjon nå ikke skal tape på det ved en innføring av et marked for grønne sertifikater. Sertifikatberettigede anlegg for elektrisitetsproduksjon med byggestart etter 1. januar 2004 vil ha mulighet til å delta i et system for grønne sertifikater, selv om et slikt system måtte bli etablert etter dette tidspunktet.»

Spørsmålet om avgrensing av anlegg er drøfta i kapittel 9.2.2. Det blir lagt vekt på god framdrift i arbeidet med å etablere sertifikatmarknaden og avklare dei aktuelle spørsmåla.

Dei som investerer i vindkraft får i dag investeringsstønad frå Enova. Det kan vere fleire grunnar til å utsette vindkraftinvesteringar i påvente av avklaringar av sertifikatmarknaden. Det kjem av uvissa knytt til:

- om dei kan vere sikre på at det kjem ein sertifikatmarknad
- om dei kan få sertifikat dersom dei tek imot investeringsstønad
- om inntektene frå sal av sertifikat vil vere høgare enn investeringsstønaden
- om dei kan få sertifikat i like mange år som når dei bygger seinare

Enova har utarbeidd ein rapport om moglege overgangsordningar som skal hindre at investeringane stoppar opp. Rapporten er tilgjengeleg på www.enova.no. Det primære forslaget i rapporten går ut på å halde ein serie anbodsrundar som skal gi produsentar garanterte sertifikatprisar over 10 år. Forslaget om ei anbodsordning er omfattande og krev store ressursar. Departementet ser på ordninga som eit alternativ til ein sertifikatmarknad.

Det subsidiære forslaget til Enova er å justere dagens stønadsordning for vindkraft slik at vindkraftanlegg som blir bygde no, kan få stønad, men også gå inn i sertifikatmarknaden seinare. Departementet vurderer ei slik ordning, og legg opp til at dei som byggjer ut vindkraft no får dei same rettane i sertifikatmarknaden som om dei ventar til etter at marknaden har starta opp. Dei detaljerte reglane om dette må vurderast nærmare, mellom anna i høve til reglane om statsstønad i EØS-avtalen. Det er vanskeleg å sjå grunnar til at dei som har fått investeringsstønad skal få sertifikat dersom dei ønskjer å halde på investeringsstønaden.

Ei eventuell overgangsordning vil liggje innanfor rammene til Energifondet.

9.5 Tilhøvet til handel med klimakvoter

Ein marknad for elsertifikat er blitt samanlikna med ein marknad for handel med klimakvoter. Departementet legg vekt på at det er eit eige viktig mål å få fram meir produksjon av fornybar elektri-

sitet, sjølv om investeringar i fornybar elektrisitet òg vil vere med å redusere utsleppa av klimagassar.

Tilhøvet til klimagassutslepp og andre miljøomsyn kjem ofte opp i samband med drøftingar knytt til satsinga på fornybar energi. Dei aktuelle problemstillingane er generelle og ikkje knytt til ein spesiell type tilskotsordning. Det kan til dømes vere spørsmål om kor stor klimagevinsten ved satsinga er, kva klimagevinsten kostar og kva for land som kan rekna gevinstane i sitt klimagassreknenskap.

Fordi satsinga på fornybar energi gir ein klimagevinst, vil det vere ein samanheng mellom eit framtidig internasjonalt kvotesystem og ein internasjonal sertifikatmarknad. Både systema vil stimulere fornybar elektrisitet på kostnad av elektrisitet basert på fossile brensel. Sertifikatmarknaden er i motsetnad til klimakvoter direkte retta mot å skaffe ny produksjon av fornybar elektrisitet. Fordi ein god del fornybar elektrisitet vil komme som eit resultat av kvotesystemet, vil verknadene til sertifikatmarknaden bli mindre. Med mål om reduserte utslipp av klimagassar og betre forsyningstryggleik vil systema utfylle kvarandre.

Det er framleis uvisse om korleis desse to verkemidla vil bli utforma. Utviklinga innan EU tyder på at det vil bli lagt vekt på å utvikle både systema. I Sverige er det også lagt opp til det, men departementet vil understreke uvisse rundt utviklinga. Ein har no ein god moglegheit for å få til eit sertifikatmarknad i samarbeid med Sverige. Det tilseier også at ein bør arbeide for å få gjennomført ein norsk-svensk sertifikatmarknad.

10 Arbeidet med ein sertifikatmarknad

10.1 Lovarbeidet

Ein pliktig sertifikatmarknad pålegg forbrukarar og andre aktørar i marknaden ei plikt til å kjøpe sertifikat, og systemet må derfor regulerast i lov. Reguleringa av ein sertifikatmarknad bør skje i ei eiga lov.

Olje- og energidepartementet arbeider med eit utkast til ei lov om ein pliktig sertifikatmarknad i samarbeid med Finansdepartementet. Lova bør mellom anna innehalde regulering av virkeområde, kvoteplikt, kvoter, rapportering, tildeling av sertifikat, registreringssystem for sertifikat, avgift, tilsyn og sanksjoner. Ved utforminga av lova er det naturleg å sjå på tilsvarende regulering i andre land.

Sverige har innført «lov om elcertifikat» av 3. april 2003 (SFS 2003: 113). Lova tredde i kraft 1. mai 2003. Det er ein viss forskjell mellom rettstradisjonane i Sverige og Noreg. Det bør vurderast nærmare i kva grad det svenske lovverket kan brukast som modell for ei norsk regulering av sertifikat.

I Sverige er sertifikat definert som finansielle instrument, på bakgrunn av lovteksten i «lag om handel med finansielle instrument (1991: 980)». I denne lova tyder finansielt instrument fondspapir og annan rett eller plikt som er fastsett for handel på verdipapirmarknaden. Svenske styresmakter har tolka det slik at sertifikatet dels er berar av ein rett, dels er tenkt fritt omsett på ein marknad. Ved å definere sertifikat som finansielle instrument, blir det momsfritak på omsetjinga av sertifikata.

Finansielle instrument fell utanfor momsreglane også i norsk lov (jf. lov om meirverdiavgift § 5 nr. 4 e). Det er viktig å unngå ei ordning der det er moms på norske sertifikat. Dersom det blir moms i Noreg, men ikkje i Sverige, vil det forstyrre marknaden. Dette må vurderast nærmare.

Sertifikat blir førebels sett som alminnelege omsettbare formuesobjekt. Tilhøvet til verdipapirlovgivinga vil bli vurdert nærmare i det lovarbeidet som er i gang.

Regjeringa tek sikte på å leggje fram ein lovproposisjon for Stortinget. Departementet arbeider med forskrifter til loven parallelt med lovarbeidet. Dette er eit omfattande arbeid. Det blir lagt opp til

at dei mest sentrale forskriftene skal tre i kraft samstundes med lova.

10.2 Andre førebuingar i Noreg

NVE har levert ein rapport til departementet der dei mellom anna drøftar sentrale spørsmål rundt utforminga av sertifikatmarknaden, jf. vedlegg 1. Dette vil vere eit viktig grunnlag for det vidare arbeidet. Departementet vil halde nær kontakt med Næringsdepartementet i dette arbeidet.

NVE har fått i oppgåve å førebu seg på å vere tilsyn for ein sertifikatmarknad i Noreg. Ei oppgåve vil vere å godkjenne anlegg som skal ha rett til sertifikat. Ei anna oppgåve vil vere å utarbeide meir spesifikke reglar på ei rekkje område. Det vil vere mange oppgåver knytt til drifta av systemet.

Anlegg med rett på sertifikat, må bli godkjende før dei får sertifikat. Følgjer ein mønsteret i den svenske marknaden, skal det bli utferda sertifikat kvar månad. Det må etablerast eit register der desse sertifikata blir registrert, der handelen blir registrert, og der brukte sertifikat blir annullert. Dette vil vere ein del av den daglege drifta av systemet. Det må takast stilling til kven som skal ha ansvaret for dette i Noreg. I Sverige er ansvaret lagt til Svenska Kraftnät.

10.3 Om samarbeidet med Sverige

I mai 2003 blei det starta eit samarbeid mellom det svenske Næringsdepartementet og Olje- og energidepartementet.

Departementa har komme fram til at det er to slag saker som må koordinerast i eit samarbeid. Den eine kategorien omfattar saker av teknisk art og spørsmål om marknadsutforming. Det omfattar mellom anna registrering av sertifikat, godkjenning av produksjonsanlegg, kor mykje straum eit sertifikat skal motsvare og generell drift av sertifikatmarknaden. Den andre kategorien omfattar saker som kan vere politisk viktige, først og fremst ambisjonsnivået for finansiering i dei to landa, kva

for energikjelder som skal inkluderast, kor lenge marknaden skal vare og moglegheitene for å utvide marknaden til fleire land.

Arbeidet med å greie ut sentrale tilhøve som er av felles interesse og er knytt til utforminga av marknaden vil fortsette fram mot framlegg av ein odelstingsproposisjon.

Sverige må gjere endringar i lova for å kunne gå inn i eit samarbeid med Noreg. Landa må ha ein felles plattform for samarbeid, men sjølve utforminga av ein slik felles plattform er ikkje avklart. Landa må mellom anna vere samde om kor lenge ein felles marknad skal vare. Det er også rimeleg at landa må avklare større endringar i marknaden med kvarandre i god tid før dei blir gjennomført.

Prinsippa for eit samarbeid med Sverige vil bli lagt fram for Stortinget i lovproposisjonen om ein sertifikatmarknad.

10.4 Om samarbeidet med EU

Gevinstane ved ein internasjonal pliktig sertifikatmarknad vil bli større jo fleire land som tek del i systemet. Utviklinga i den internasjonale marknaden er derfor viktig. Det er naturleg å sjå på dei initiativa som EU-kommisjonen eventuelt vil ta framover på dette området.

Det kan bli ei utvikling i EU i retning av felles retningslinjer for stønadsordningar til fornybar elektrisitet. Kommisjonen evaluerer no dei ulike stønadssystema i EU-landa og vil komme med ei vurdering hausten 2005. Dette er i samsvar med fornybardirektivet, jf. kapittel 9.2.3. Det er aktuelt å vurdere kor gode ordningane er i høve til dei nasjonale indikative måla som er satt. Kommisjonen kan foreslå felles rammer for stønadsordningar for fornybar elektrisitet dersom dei finn det naudsynt.

Ambisjonen for direktivet er at forbruket av fornybar elektrisitet i EU-landa skal auke frå 13,9 prosent i 1997 til 21,1 prosent i 2010. Kommisjonen sin analyse av framdriftsrapportane til medlemslanda viser at EU kan oppnå 18 til 19 prosent fornybar elforbruk i 2010 med dagens verkemiddel. Kommisjonen oppfordrar difor medlemslanda til å styrkje satsinga.

I samband med utarbeidinga av fornybardirektivet blei det drøfta om det skulle leggjast opp til ein handel med såkalla «green certificates». Departementet ser ikkje bort frå at denne diskusjonen blir reist på nytt i samband med evalueringa av oppfølginga av fornybardirektivet. Ein internasjonal sertifikatmarknad vil fungere godt i ein open kraftmarknad og dette er viktig for kommisjonens forslag til

ei felles stønadsordning, jf. artikkel 4 i fornybardirektivet. Det vil også kunne oppfylle fleire andre vilkår, til dømes å gi investorane stabile rammer.

Med fornybardirektivet blei det innført ei ordning der produsentar av fornybar elektrisitet kan be om å få såkalla opphavsgarantiar, jf. artikkel 5. Det blir allereie handla slike garantiar internasjonalt og mange norske produsentar har delteke i handelen. Dette kan vere med å legge grunnlaget for ein marknad der landa har større plikter knytt til handelen med slike garantiar.

Det er ei mogleg løysing at Kommisjonen tek initiativ til ein pliktig sertifikatmarknad for alle EU-landa. Det vil i så fall lette det vidare arbeidet med ein internasjonal marknad. Det er mange tilhøve som må koordinerast, og det er viktig å sjå rammane i lys av dei nasjonale måla.

10.5 Krav til tilsyn og oppfølging

NVE har gjort ei vurdering av drifta av ein sertifikatmarknad. Oppgåvene knytt til drifta er nemnt i kap 10.2, og NVE reknar med til saman 10 årsverk i den årlege drifta. Arbeidet med å godkjenne anlegg krev truleg 2 årsverk, til arbeidet med kontroll av dei kvotepliktige trengst truleg 4–6 årsverk og drifta av eit sertifikatregister krev om lag 3 årsverk. I Sverige er litt fleire årsverk knytt til drifta av marknaden.

NVE peikar på at krava til tilsyn og oppfølging er avhengige av utforminga av marknaden. Ein sertifikatmarknad som krev meir omfattande vurderingar av til dømes godkjenning av anlegg vil også krevje meir arbeid. Andre element når det gjeld utforminga av systemet vil også påverke kor mykje arbeid som må gjerast i drifta.

I tillegg til drift av systemet kan ein sertifikatmarknad føre til meirarbeid knytt til handsaming av konsesjonar til nye produksjonsanlegg, mellom anna på grunn av ei auke i talet på søknadar. Det er ikkje gjort noko vurdering av den auka ressursbruket knytt til dette.

Noreg har i dag mykje av si satsing på fornybare energikjelder gjennom Enova SF og Energifondet. Enova gir mellom anna investeringsstønad til vindkraftprosjekt. Departementet legg opp til ein mest mogeleg effektiv verkemiddelbruk. Det er derfor naudsynt å revurdere oppgåvene til Enova samstundes med det endelege framlegget om sertifikatmarknaden. Særleg oppgåver og mål retta mot fornybar el-produksjon må revurderast. Det vil vere naturleg at Enova rettar meir av innsatsen sin mot oppgåver på forbruks- og varmesida

når dei på elektrisitetssida i stor mon vil bli hand-sama av sertifikatmarknaden. Departementet legg vekt på at det skal vere ei ryddig avgrensing mellom Enova og sertifikatmarknaden.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 6. august 2004 om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv. blir send Stortinget.

Vedlegg 1**Oversikt over utredninger i forbindelse med
St.meld. nr. 47 om innovasjonsverksemda for miljøvennlige
gasskraftteknologiar mv.**

- Statlig engasjement ved utbygging av gassinfrastruktur i Norge, KanEnergi, Schjødt og Joule Energy Economics, 2003.
 - Finansiering og styring av infrastruktur – Grunnlaget for offentlig deltagelse i utbygging av infrastruktur i samfunnet, Trond Kubberud AS, 2003.
 - Gass i Norge – Vurderinger av alternative løsninger for fremføring av gass til innenlandske brukere, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2004.
 - Grønne sertifikater – Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), 2004
 - Vurdering av det svenske markedet for el-sertifikater, SKM Energy Consulting AS og Svensk Kraftmegling AB, 2004
 - Utredning av overgangsordninger til et grønt sertifikatmarked, Enova SF, 2003
-

Vedlegg 2

Gass i Norge

*Vurderinger av alternative løsningsalternativ for framføring av gass til innenlandske brukere
– rapport utarbeidet av NVE, 2004*

Forord

NVE har gjennomført denne utredningen på oppdrag fra og etter anvisning fra OED. Bakgrunnen for utredningsarbeidet er behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002–2003) «Om innenlands bruk av naturgass mv.» i mars 2003. I forbindelse med behandlingen av Stortinget (jf. vedtak nr. 347) Regjeringen om å «utrede alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtraseer, LNG- og CNG-anlegg, og hvordan gassen kan distribueres fra ilandføringsstedene.» Vurderinger av økonomiske sider av slik infrastruktur, inkludert lønnsomhetsbetraktninger var også en del av oppdraget NVE mottok.

Utredningsarbeidet ble delt i fem delprosjekter; identifisering av aktuelle innenlandske gassbrukere og anslag på sannsynlig gassforbruk, beregning av kostnader for framføring av LNG til aktuelle brukere, beregning av kostnader ved framføring av gass i rør til aktuelle brukere, beregning av kostnader ved å føre fram CNG til aktuelle brukere og en samfunnsøkonomisk vurdering av de ulike alternativene.

Vurderinger og beregninger i prosjektet er gjort med bistand fra følgende konsulent- og forskningsmiljøer: Econ analyse, Marintek, PriceWaterhouseCoopers, Aker Kværner Technology, Eclipse Energy Group, Transportøkonomisk institutt, Atina, KanEnergi og Kjelforeningen Norsk Energi.

Sammendrag

Innledning

NVE har gjennomført denne utredningen på oppdrag fra og etter anvisning fra OED. Bakgrunnen for utredningsarbeidet er behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002–2003).

Utredningen tar ikke for seg industri- og næringspolitiske sider ved utbygging av gassinfrastruktur. Gassinfrastruktur har imidlertid viktige perspektiver i seg som går utover kostnader og miljøeffekter, som er det NVE har lagt vekt på.

Utredningen innledes med en oversikt over problemstillinger ved beregninger av lønnsomheten ved investeringer i gassinfrastruktur og salg av naturgass til norske brukere (Kap. 2) Det beskrives også en modell for beregning av gasskjøpernes betalingsvillighet for gasstransport.

Status, planer og aktuelle utbyggingsmuligheter

Status for bruk av naturgass innenlands beskrives i Kap. 3, inkludert hvilke planer som eksisterer i forholdsvis nær fremtid. På basis av eksisterende og besluttede prosjekter vil gassmengder i størrelsesorden 100 MSm³ årlig bli omsatt innenlands de nærmeste årene (i tillegg til de om lag 700 MSm³ som benyttes på Tjeldbergodden og våtgassen som brukes av industrien i Grenland). Videre gir NVE sin vurdering av hvilke løsninger for innenlands gassforsyning som bør studeres nærmere, basert på studier av teknisk potensial for utnyttelse av gass.

Kostnader for gasstransport

Kostnadene ved transport av naturgass i rør eller i form av LNG (flytende, nedkjølt naturgass) eller CNG (komprimert naturgass), beskrives i Kap. 4, dels på generelt grunnlag og dels anvendt på de aktuelle utbyggingsløsningene beskrevet i Kap. 3. Årlige gassvolum, transportavstand og antall forsyningssteder er viktige faktorer for å avgjøre hvilke teknologier som kan tilby de gunstigste transportkostnadene.

Energipriser levert til innenlands marked

På bakgrunn av analyser utført av Eclipse Energy Group er det i Kap. 5 beregnet prisnivåer på rørgass, LNG og CNG levert fra norske og utenlandske gassterminaler, samt for alternative energibærere. Analysen viser at prisen på de fleste energibærerne er sensitive i forhold til endringer i prisen på råolje, og at analyser av fremtidig lønnsomhet må gjøres med et bevisst forhold til forventningene

om fremtidig pris på råolje. Analysen viser også at LNG har en merpris estimert til om lag 23 øre/Sm³ levert fra gassterminal i Zeebrugge i forhold til rørgass fra Kårstø. Dette skyldes at kjøp av LNG vil være dyrere enn kjøp av rørgass i Zeebrugge og at gass på Kontinentet har en høyere verdi enn gass ved gassterminal i Norge.

I rapporten er det forutsatt at naturgass solgt fra gassterminaler i Norge ikke belastes med betaling for transport fra terminalene på Kårstø og Kollsnes ned til landingspunktene for norsk gass i Europa. Dette fradraget har vært praktisert for gasskjøpere i Norge frem til nå. Dersom denne forutsetningen skulle endres for fremtidige gasskjøpere, vil dette i sterk grad svekke muligheten for å etablere ny infrastruktur i Norge basert på gass fra disse terminalene.

Prosjektøkonomi og samfunnsøkonomi i aktuelle alternativer

I vurderingene, både de prosjektøkonomiske (bedriftsøkonomiske vurderinger av transportprosjektene) og de samfunnsøkonomiske, er det lagt til grunn en rekke forutsetninger, f.eks. kostnader for kjøp av LNG eller samlet investeringsbehov for kombirør Kårstø – Grenland. Det ligger i varierende grad usikkerhet i disse forutsetningene, bl.a. finnes det ikke et åpent LNG-marked å hente prisforutsetninger fra og det finnes investeringselementer som krever grundigere kostnadsanslag enn det NVE har hatt muligheter for å utarbeide. NVE mener allikevel å ha utarbeidet et godt kvalitetssikret og balansert datagrunnlag for sine analyser.

Den samfunnsøkonomiske analysen avviker først og fremst fra den prosjektøkonomiske analysen ved ulik håndtering av avgifter på energibærere og miljøkostnader knyttet til ulike former for utslipp. Samfunnsøkonomiske effekter av de analyserte utbyggingsløsningene er beregnet for gassforsyning til Grenland og kystruter for LNG. Med unntak for en Nordlig rute for LNG endres ikke konklusjonen om hvorvidt en gasstransportløsning er lønnsom eller ikke ved å gå fra et prosjektøkonomisk til et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Den samfunnsøkonomiske analysen er begrenset til å omfatte kvantifiserbare samfunnsøkonomiske størrelser. Gevinster knyttet til fremtidige muligheter med hensyn på industrietablering og fordelings- og sysselsettingseffekter er ikke med i analysen.

De belyste gassrøralternativene preges av svak lønnsomhet. Hovedårsakene til dette er at for gassrør er volumene små i forhold til kapasiteten i rørene, at det finnes infrastruktur for konkurre-

rende energibærere allerede og at Norge er et geografisk utfordrende land å transportere gass i, med små og spredte energibrukere.

Grenland

Gassrør. Et gassrør til Grenland vil kunne forenkle transporten av energi og råvarer til industrien, og vil være et grunnlag for å vurdere videre industriutbygging i Grenlandsområdet. Analysen tar utgangspunkt i en estimert betalingsvillighet for gasstransport for industrien i Grenland på 25 øre/Sm³ for tørrgass og 165 kr/tonn for våtgass. NVEs konklusjon er at både kombirør (rør for transport av både metan, etan og LPG) og tørrgassrør er ulønnsomme gitt dagens markedspotensial og betalingsvillighet, både prosjektøkonomisk og samfunnsøkonomisk. Prosjektøkonomisk gir et kombirør en negativ nåverdi i størrelsesorden 2 milliarder kroner, mens samfunnsøkonomisk nåverdi blir i størrelsesorden -1,5 milliarder kroner. En økning fra det markedet som utgjøres av eksisterende industri kan bytte til naturgass (om lag 560 MSm³ tørrgass årlig) til om lag 1700 MSm³ årlig (tilsvarende et nytt 800 MW gasskraftverk), gir et marginalt lønnsomt kombirør. Da er det forutsatt at dette gassforbruket fases inn 5 år etter oppstart av gassrøret, konstant betalingsvillighet for transport av tørrgass og våtgass og at dette gassforbruket øker rørets økonomiske levetid til totalt 25 år. For å få lønnsomhet i et tørrgassrør kreves et årsvolum i overkant av 1300 MSm³ (fra første dag).

LNG. Transportkostnader, markedsforhold og øvrige egenskaper ved LNG-løsninger har vist seg å gjøre LNG kostbart som forsyningsalternativ for prosessindustrien i Grenland.

CNG har potensial til å tilby de laveste transportkostnadene for naturgassvolumer opp mot 1000 MSm³, og dermed til å kunne bli det beste alternativet for tørrgasstransport til Grenland ved dagens volumer. Skipsbasert CNG-transport i denne størrelsesorden er hittil ikke demonstrert i praksis.

Grenrør videre fra et eventuelt rør til Grenland virker i utgangspunktet ikke å kunne bli lønnsomme. Dersom transportkostnaden i røret Kårstø – Grenland kommer ned mot 25 øre/Sm³ (for eksempel som følge av økt transportert volum), kan grenrør til Kristiansand og Østfold vise seg prosjektøkonomisk interessant.

Gøteborg. Det er også sett på en alternativ mulighet for å levere gass til Grenland, ved å bygge et rør mellom Gøteborg og Grenland. Dersom etablering av et gassrør til Grenland vurderes som

interessant, bør dette alternativet vurderes nærmere.

Kystruter for LNG/CNG

Kap. 6.2 beskriver muligheten for å forsyne brukere langs kysten i Norge ved hjelp av LNG eller CNG. Det må understrekes at både småskala LNG og CNG er nye konsepter som er beheftet med høyere kostnadmessig usikkerhet enn gassrør.

Sørlig rute. Med utgangspunkt i LNG-leveranser fra Zeebrugge eller Isle of Grain (UK), kan LNG under gitte betingelser tilby konkurransedyktige forsyningsløsninger i forhold til alternativer som fyringsolje i en rute omkring Oslofjorden og på Sørlandet. En slik rute kan også inkludere brukere langs vestkysten av Sverige, og derved oppnå større gassvolum og bedret lønnsomhet. Gjennom analysen er det vist at betalingsvilligheten for LNG-transport med skip er høyere enn hva slik transport vil koste, og at den derfor kan være lønnsom. Oppbyggingstakt, priser på LNG og muligheter for økte fremtidige avgifter på gass skaper imidlertid usikkerhet og risiko for mulige investorer. Slik NVE har analysert ruten, vil bruk av tung fyringsolje i utstrakt grad bli substituert med gass, slik at Sørlig rute også vil føre med seg visse samfunnsøkonomiske gevinster.

Nordlig rute. LNG kan tilby konkurransedyktige forsyningsløsninger for brukere på strekningen Trondheim – Narvik, sannsynligvis også sørøver i Møre og Romsdal. NVEs utredninger tyder på at betalingsvilligheten for slik gasstransport er større enn kostnadene, og at forutsetningene for lønnsomhet dermed er til stede. Det synes imidlertid ikke opplagt at LNG kan hentes fra Snøhvit/Melkøya til kommersielle og operasjonelle betingelser som gjør en slik rute interessant. Eksport av LNG med jernbanetransport fra Narvik til svenske og finske kjøpere vil kunne danne et viktig økonomisk fundament for en Nordlig rute. De samfunnsøkonomiske beregningene viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er svakere enn den prosjektøkonomiske.

CNG-ruter. Et konsept med distribusjon av CNG i skip fram til brukere i Grenland og Østfold er også vurdert. Ut fra Aker Kværners foreløpige vurdering av konseptet vurderer NVE CNG til flere steder å kunne være konkurransedyktig med andre gasstransportløsninger.

Andre gassrør

Rapporten behandler også planer for transport av gass med rør som leverer begrensede volum over

relativt korte avstander. Dette er gjort i Kap. 6.3. For et gassrør fra Kollsnes til Bergen og fra Tjeldbergodden til Trondheim er konklusjonen at dette ikke vil være lønnsomt grunnet små gassvolumer. Videre beskrives kort planer for et gassrør Kollsnes – Mongstad til forsyning av et kraftvarmeverk på Mongstad.

1 Innledning

Stortingsmelding nr. 9 (2002–2003) «Om innenlands bruk av naturgass mv.», ble behandlet i Stortinget i mars 2003. I meldingen beskrives Regjeringens strategi for bruk av naturgass, karakterisert ved at man ønsker å legge til rette for:

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

I forbindelse med behandlingen ba Stortinget (jf. vedtak Nr. 347) Regjeringen om å «utrede alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtraaseer, LNG- og CNG-anlegg, og hvordan gassen kan distribueres fra ilandføringsstedene.»

Videre ble Regjeringen i samme vedtak bedt om å «vurdere de økonomiske sidene ved utbygging av slik infrastruktur, inklusive lønnsomhetsbetraktninger, og utrede ulike finansieringsformer med statlig deltakelse, herunder opprettelse av et statlig eierselskap for slik infrastruktur, og komme tilbake til Stortinget med disse vurderingene så snart det lar seg gjøre, men senest i løpet av våren 2004. Utredningen skal samordnes i tid med hydrogenutvalgets arbeid. Regjeringen bes om å legge vekt på finansiell risiko og langsiktighet, verdiskaping og industriutvikling i et langsiktig perspektiv, samt miljømessige konsekvenser og perspektiver.»

Det ble også gjort andre vedtak som knytter seg til temaene over, bl.a. når det gjelder bygging av gassdrevne ferger, opprettelse av et statlig innovasjonsselskap for miljøvennlig gassteknologi i Grenland og et kompetansesenter for sluttbrukerteknologi på Haugalandet i Rogaland.

I brev fra Olje- og energidepartementet (OED) av 10. juni 2003, gis NVE ansvaret for å utrede de økonomiske sidene ved ulike løsninger for fremføring av naturgass til aktuelle innenlandske bru-

kere, primært rørtransport og LNG-løsninger. Senere har OED og NVE blitt enige om å inkludere CNG-løsninger som del av utredningen.

I oppdraget fra OED ble det angitt premisser for utredningsarbeidet:

- *Identifisering av aktuelle innenlandske brukere.* NVE ble her bedt om å utvikle en metodikk som begrunner valg av brukere, steder og regioner som vurderes som aktuelle for å ta i bruk naturgass. Som en minimumsløsning anga man fra OEDs side områdene rundt ilandføringsstedene (Kårstø, Kollsnes, Tjeldbergodden, Hammerfest/Melkøya), Grenlands- og Østlandsområdet, Trondheim og Nordland.
- *Kostnader ved LNG-transport.* Kostnadene for LNG-transport henger nært sammen med mulige salgsvolumer, avstander, antall leveringssteder mm. NVE ble derfor bedt om å analysere kostnader knyttet til noen foreslåtte LNG-ruter, dvs. et utvalg av brukere/leveringssteder knyttet sammen i et skipsbasert transportsystem.
- *Kostnader ved LNG vs. rør.* NVE ble bedt om å undersøke og sammenligne kostnader for LNG-løsninger og gassrør i tilfeller der årlige gassvolumer og avstander tilsier en kostnadsmessig konkurransesituasjon. I denne sammenheng ble det fra OEDs side foreslått å vurdere relasjonene Kollsnes – Bergen, Kårstø – Grenland/Østlandet og Tjeldbergodden – Trondheim.
- *Samfunnsøkonomiske vurderinger.* For å imøtekomme Stortingets informasjonsbehov ble NVE også bedt om å gjennomføre samfunnsøkonomiske analyser etter nærmere drøftelser med departementet.

NVE ble gitt ansvaret for å gjennomføre utredningsarbeidet, dels ved hjelp av egne ressurser og dels ved bruk av eksterne konsulenter. Med utgangspunkt i de ulike utredningsdelene nevnt over, ble NVE også bedt om å sammenstille en samlet vurdering av arbeidet (denne rapporten). I løpet av utredningsarbeidet har OED bedt om at rapporten fremstilles på en slik måte at den kan legges frem som vedlegg til en Stortingsmelding om temaet.

Rapporten har til hensikt å gi svar på spørsmålene Stortinget uttrykte gjennom vedtaket referert over, samtidig som den skal følge opp oppdraget fra OED mht. premisser, innhold og format. NVE har hatt betydelig frihet i hvordan de ovenfor beskrevne oppgaver har blitt besvart, og rapporten beskriver hvordan NVE har valgt å analysere de ulike problemstillingene.

2 Sentrale problemstillinger

2.1 Grunnlag for lønnsom transport av gass

De siste 15–20 årene har vekslende flertall på Stortinget ønsket at de norske gassressursene i større grad skal bli nyttiggjort innenlands, enten til energiproduksjon, som transportdrivstoff eller som råstoff til ulike industriprosesser.

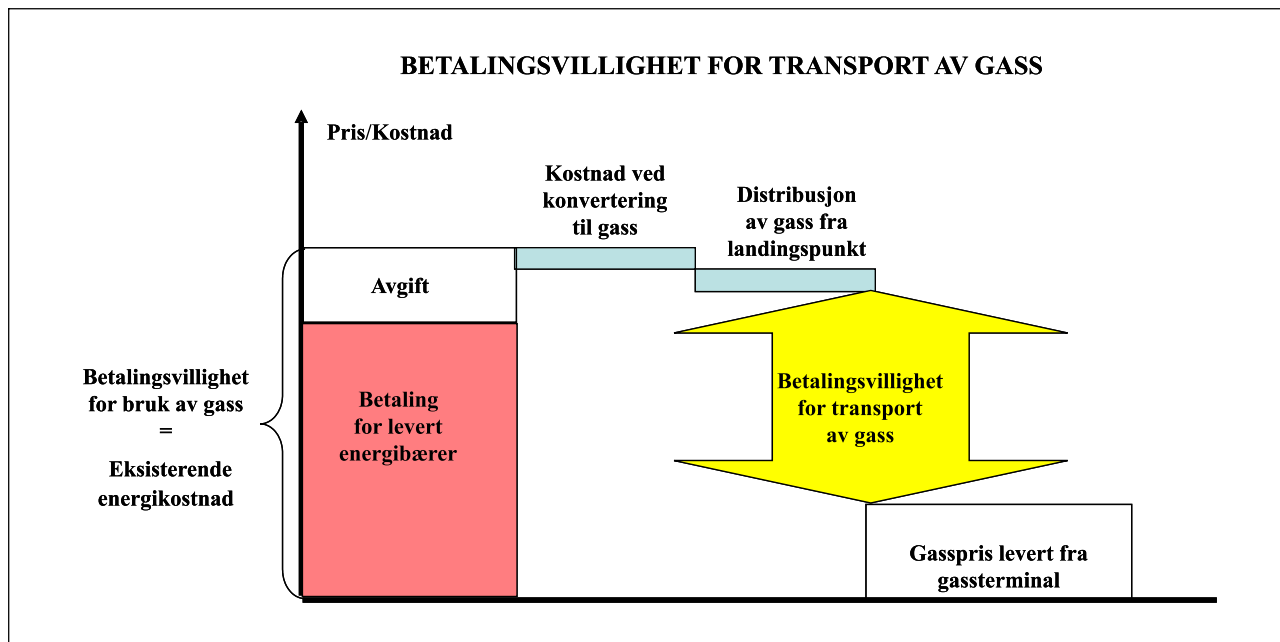
Lønnsomheten ved investeringer i gassinfrastruktur og salg av naturgass til norske brukere bestemmes av en rekke forhold, hvorav fire er særlig viktige:

- Gassmarkedets størrelse og betalingsvillighet (avhenger blant annet av kostnader for alternative energibærere/brensler)
- Kostnader for transport og distribusjon
- Innkjøpspris for gass (i engrosmarkedet)
- Rammebetingelser (tilskudd til infrastruktur, avgifter, CO₂-kvoter mm)

Det viser seg at transportert gassvolum er spesielt viktig i lønnsomhetsvurderingene av gasstransportløsninger. Det er nødvendig å ha en tilstrekkelig mengde gass å fordele investeringskostnadene på, for at gassen skal være konkurransedyktig.

Differansen mellom gasspriser levert norske sluttbrukere og engrospriser for gass i Europa (gasspris levert fra terminal) må dekke kostnader for transport, distribusjon av gass fra landingspunkt og kostnad ved konvertering til gass (det er i NVEs arbeid stort sett antatt at prosessfordeler for den enkelte bedrift oppveier de kostnadene virksomhetene har når det gjelder å ta gass i bruk). Å anslå nivået for de forskjellige gassbrukernes betalingsvillighet, og vurdere om disse er tilstrekkelige til å dekke de beregnede kostnadene for levering av gass via gassrør eller LNG-/CNG-løsninger, har vært en hovedproblemstilling i NVEs arbeid. Figur 2.1 viser hvordan en kan regne seg frem til hva en gasskunde kan betale for gasstransport gitt betalingsvilligheten for gass (basert på at kunden skal ha uendret eller lavere total energikostnad). Dette anslaget kalles videre i rapporten for *betalingsvillighet for transport av gass* og kan være høyere eller lavere enn de beregnede transportkostnadene.

Betalingsvilligheten for transport av gass (gul pil i figuren) viser hvor mye en gasskunde kan være villig til å betale for gasstransport, før han heller velger en alternativ energibærer. Den beregnes ut fra betalingsvilligheten for bruk av gass som er lik kostnaden for alternativ energibærer (dvs. den kostnaden kunden har i dag ved bruk av for eksem-



Figur 2.1 Betalingsvillighet for transport av gass

pel olje eller elektrisitet) levert hos kunden. Fra denne betalingsvilligheten (for bruk av gass) trekkes eventuelle kostnader kunden vil ha ved å konvertere til gass, samt kostnader ved distribusjon fra landingspunkt i området til kundens vegg. Hvis en så i den andre enden trekker fra gassprisen levert fra gassterminal (for eksempel Kårstø eller Melkøya), får man et estimat for hva kunden maksimalt kan være villig til å betale for gasstransporten.

Betalingsvilligheten for transport av gass sammenlignes med de beregnede transportkostnadene for å vurdere om det er grunnlag for en lønnsom gasstransport. Hvis betalingsvilligheten for transport er høyere enn kostnadene ved transport, er det grunnlag for lønnsom gasstransport.

Dersom beregnet kostnad for transport av gass er lavere enn betalingsvilligheten for transport, oppstår et overskudd som kan fordeles mellom transportør (produsentoverskudd) og gasskjøper (konsumentoverskudd). Tautrekking om denne gevinsten og fordelingen av denne representerer en utfordring for beregningsarbeidet. Det er ikke lagt vekt på å estimere hvordan denne fordelingen av gevinst vil bli (som resultat av konkrete prisforhandlinger), *men det vurderes ikke som realistisk for en investor i for eksempel en LNG-rute å oppnå en pris tilsvarende den maksimale betalingsvilligheten for gasstransport hos den enkelte gasskunde.*

I noen tilfeller vil norske aktører med høye potensial for gassbruk vise til europeisk prisnivå, og hevde at dette er det maksimale man kan betale

for gass levert i Norge. Alternativet deres kan være å flytte virksomhet til steder i Europa der gassprisene er gunstige. Under denne forutsetningen kan betalingsvilligheten for bruk av gass og dermed også transport av gass være relativt lav. Betalingsvilligheten for transport av gass vil også bli lav, relativt sett, for brukere som i dag ikke betaler avgifter på bruk av fyringsolje. Dette gjelder i første rekke treforedling og fiskeoljefabrikker.

2.2 Gassmarkeder innenlands

For å etablere nye markeder søker selgere av gass å finne frem til store enkeltkunder, gjerne industri med stort varmebehov der gass kan overta for olje eller elektrisitet. Siden et norsk gassmarked i første omgang kan forventes å utvikle seg omkring eksisterende industrivirksomhet, har NVE i sine vurderinger tatt utgangspunkt i industristrukturen, i første rekke langs kysten. Dette skyldes at det er her man finner mange relativt store brukere som kan benytte seg av sjøveis gasstransport. På denne bakgrunn har NVE søkt å kartlegge energibruk, konverteringsmuligheter og betalingsvillighet hos større industribedrifter i de mest aktuelle områdene for gassintroduksjon.

Betingelsen for at industriaktørene vil kjøpe gass, er at gassen levert til bruker i seg selv, eller kombinert med eventuelle prosessstekniske fordeler den fører med seg, kan konkurrere med alternativene. Ser man på lokale og regionale markedspotensialer, vil eventuelle prosessstekniske og andre

fordeler ved gass slå ulikt ut hos de forskjellige brukertypene. NVE har derfor valgt å legge til grunn for sine vurderinger at gass generelt må kunne konkurrere mot alternativene uten å ta hensyn til disse forholdene, og antatt at prosessfordeler for den enkelte bedrift oppveier for kostnadene virksomhetene har når det gjelder å ta gass i bruk.

Erfaringene fra introduksjonen i Norge så langt, tyder på at gassbrukerne velger å beholde mulighetene til å veksle mellom bruk av gass, elektrisitet og olje. Skal gassen være salgbar, vil den hele tiden måtte konkurrere prismessig mot alternativene.

Lønnsomhetsvurderinger for utbygging av gassinfrastruktur krever at man studerer muligheter innenfor konkrete geografiske områder. Noen områder med sterk industristruktur slik som Grenland og Fredrikstad/Sarpsborg peker seg raskt ut for videre markedsundersøkelser. På den annen side finnes det en rekke steder der det lokale energibehovet neppe kan forsvare introduksjon av gass.

En utfordring er også å vurdere fremtidig energibehov, f.eks. knyttet til ny industrivirksomhet, utbygging av fjernvarmesystemer eller gassbasert kraft- og varmeproduksjon.

Mens det i premissene for utredningen er lagt til grunn et nasjonalt perspektiv for infrastruktur-løsninger, har utredningsarbeidet vist at planlegging av gassforsyning innenlands også bør ses i sammenheng med potensielle gassmarkeder i nabolandene, i første rekke Sverige. For eksempel virker det naturlig å vurdere om svenske og norske gasskunder kan forsynes gjennom felles LNG-ruter.

Econ Analyse har innhentet informasjon om det tekniske potensialet for innenlands bruk av naturgass. Videre har NVE benyttet seg av intern kunnskap om energibruk hos ulike industriaktører og kvalitetssikret dette mot data fra Kjelforeningen Norsk Energi for å anslå et markeds potensial basert på det tekniske potensialet.

2.3 Transport- og distribusjonskostnader

Gasstransport er en type virksomhet der skalavirkninger har stor betydning. Jo større gassvolum man omsetter til brukere innenfor et begrenset område, jo større er mulighetene for å oppnå lønnsomhet for investeringer i infrastruktur. Investeringsbehov og transportkostnader knyttet til gassrør og LNG-ruter er beregnet av hhv Aker Kværner og Marintek. For CNG er det benyttet kostnadstall som er vurdert av Aker Kværner.

2.4 Referansepriser på naturgass

Med et såpass begrenset naturgassmarked som det norske, finnes det ikke pålitelige og åpent tilgjengelige norske engrospriser på gass. Beregninger må derfor ta utgangspunkt i engrospriser på gass i det europeiske gassmarkedet.

For innenlands forsyning av LNG vil bare noen terminaler være sannsynlige, først og fremst Snøhvit/Melkøya, Isle of Grain i Storbritannia og Zeebrugge i Belgia. Mens Melkøya er et utskipningsanlegg fra Snøhvitfeltet, er LNG-terminalene i Europa mottaksterminaler der gass først og fremst lagres og videresendes ut i gassrørnett. Videre salg av LNG til forsyning av LNG-ruter slik som skissert i denne rapporten, vil være noe helt nytt. Det finnes følgelig ikke åpne markedspriser for LNG man kan ta utgangspunkt i for lønnsomhetsvurderingene.

For å beregne priser på gass (også i form av LNG) og konkurrerende energibærere levert kunder i Norge, har Eclipse Energy Group vært engasjert. Beregning og diskusjon av prisene finnes i Kap. 5.

2.5 Rammebetingelser og samfunnsøkonomiske effekter

I dag omsettes gass uten miljøavgifter. Dersom avgiftsfritaket opprettholdes i fremtiden, vil staten kunne oppleve et proveny tap (inntektstap) som øker i takt med konvertering fra avgiftsbelagt elektrisitet og olje til gass. Dersom det skjer større endringer av avgiftsregimet, kan dette føre til at ny gassinfrastruktur bygges på økonomiske forutsetninger som ikke er robuste. Dette innebærer en betydelig risiko for potensielle investorer.

En samfunnsøkonomisk analyse skiller seg fra en prosjektøkonomisk analyse ved at den inkluderer virkninger som ikke nødvendigvis er relevante fra et prosjektøkonomisk ståsted, men som er relevante for samfunnet. En samfunnsøkonomisk analyse skal benytte priser som reflekterer de realøkonomiske kostnadene ved å benytte ressurser i prosjektet. Disse er ikke alltid de samme som markedsprisene, som er de som legges til grunn i en prosjektøkonomisk vurdering. I en samfunnsøkonomisk analyse vil man for eksempel inkludere miljøeffekter. Negative miljøeffekter av energibruk er i ulik grad avgiftsbelagt (i ulike sektorer og anvendelser) slik at miljøeffektene i ulik grad er reflektert i markedsprisene. Vanligvis må man også benytte en annen kalkulasjonsrente enn i en prosjektøkonomisk vurdering, hovedsakelig fordi risiko behandles ulikt sett fra samfunnets og investorens ståsted. Andre aktuelle forhold å vurdere i

en samfunnsøkonomisk analyse, er mulige effekter for det norske energimarkedet av å ta i bruk naturgass i større skala innenlands og mulige effekter for lokal sysselsetting og verdiskaping.

Prosjekter med svak prosjektøkonomi, men der samfunnsnyttan anses å være stor, kan i visse tilfeller utløses gjennom ulike former for statlig deltakelse. Siden dette kan være situasjonen for flere av de aktuelle utbyggingsprosjektene for gass, har NVE valgt å la Econ Analyse vurdere samfunnsøkonomiske effekter, kvalitetssikret av Transportøkonomisk Institutt (TØI).

3 Status, planer og aktuelle utviklingsmuligheter

3.1 Historikk og status

De tre ilandføringsstedene for prosessering av naturgass, Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, har lagt premissene for innenlands bruk av naturgass hittil. Bruk av naturgass innenlands startet med Gasnors virksomhet i 1994, og industrielt med Tjeldbergodden-anlegget i 1997. I løpet av ti år har det norske gassmarkedet gått fra null til om lag 100 MSm³ (millioner standard kubikkmeter) årlig eller om lag 1 TWh (industrien i Grenland og på Tjeldbergodden unntatt). Myndigheter på ulike nivåer har støttet oppbyggingen med 100–120 MNOK til sammen. En oversikt over den innenlandske gassaktiviteten er vist i Tabell 2.1. Forklaring av begreper og forkortelser i tabellen er gitt i Definisjoner og data lengst bak i rapporten.

På Karmøy og i Haugesundsområdet har Gasnor ASA gjennom de siste ti år bygget opp et distribusjonsnett (om lag 45 km) for naturgass som årlig omsetter om lag 40 MSm³ naturgass. Gasnor har også nylig satt i drift et LNG-anlegg på Karmøy

(Snurrevarden) med kapasitet på om lag 25 MSm³ årlig.

Lyse Gass har bygget et gassrør (Rogass) som krysser Boknafjorden mellom Kårstø og Risavika i Sola kommune. Gassen skal distribueres med fordelingsnett over store deler av Nord-Jæren, og leveransene skal etter planen begynne våren 2004. Rogass er dimensjonert for transport av om lag 1000 MSm³ gass årlig. Regjeringen bestemte sommeren 2003 at Rogass-prosjektet skulle behandles etter Forurensningsloven. I november samme år ga SFT Lyse Gass tillatelse til å distribuere inntil 70 MSm³ årlig i Rogaland.

Naturgass Vest AS har bygget et CNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. Herfra distribueres 8–10 MSm³ i form av CNG med trailer til industri, boliger og som drivstoff for busser i Bergensområdet. Naturgass Vest har også utredet et rør fra Kollsnes til Bergen. Med beregnede utbyggingskostnader på om lag 230 MNOK anses dette foreløpig for å være ulønnsomt. I stedet har selskapet investert i LNG-produksjon på Kollsnes med årlig kapasitet på om lag 54 MSm³.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden omdanner om lag 700 MSm³ naturgass årlig, og er med det den største enkeltbruker på norsk fastland. Et mindre LNG-anlegg med årlig kapasitet på om lag 16 MSm³ har vært i drift på Tjeldbergodden noen år, og leverer LNG til industrielle brukere i Trondheim, samt til en gassdrevet ferge. I tillegg har selskapet Norferm en bioproteinfabrikk på industriområdet.

Snøhvitfeltet utenfor Hammerfest bygges ut med en LNG-løsning. Fra høsten 2006 skal om lag 5700 MSm³ naturgass herfra eksporteres årlig til kunder i USA og Spania. Det er rimelig å anta at LNG herfra også kan gjøres tilgjengelig for norske kunder. Dette betinger imidlertid at norske kjøpere kan betale priser som gir tilsvarende inntek-

Tabell 2.1 Status (inkludert vedtatte utbygginger) for innenlands bruk av naturgass

Aktør	Terminal	Teknologi	Mengde (MSm ³)	Oppstart	Marked
Gasnor	Kårstø	LNG	25	2003	Skip, industri
Gasnor	Kårstø	Gassrør	40	1994	Industri, transport
Lyse Gass	Kårstø	Gassrør	< 70	2004	Industri, bolig
Naturgass Vest	Kollsnes	LNG	54	2003	Skip, industri
Naturgass Vest	Kollsnes	CNG	8–10	2000	Transport, industri, bolig
Statoil	Tjeldbergodden	Metanol	700	1997	Kjemisk industri
Statoil	Tjeldbergodden	LNG	16	1997	Industri, ferge
Statoil	Melkøya	LNG	5700	2006	Eksport USA, Spania

Tabell 2.2 Gassrørprosjekter

Aktør	Beliggenhet/ distanse	Gassvolum (MSm ³)	Kostnadsestimat (MNOK)	Eksport- mulighet
Industrikraft Midt-Norge	Tjeldbergodden- Skogn (160 km)	1000–1300	1200–1300	Ja*
Naturgass Vest	Kollsnes-Bergen (50 km)	15	230	Nei
Lyse Gass (Rogass)	Kårstø-Jæren (50 km + land)	1000	500	Nei
Naturgass Grenland	Kårstø-Grenland (tørrgassrør)	500–1000	2000 (grenrør fra Austerled)	Ja

* Selskapet Stamgass AS har undersøkt mulighetene for å eksportere gass til Sverige og Finland gjennom å videreføre røret over land til Sverige

Tabell 2.3 Status gasskraftplaner i Norge

Prosjekt	Selskap	Status	Kapasitet (MW)	Produksjon (TWh)
Kårstø	Naturkraft	Konsesjon gitt	380	3,0
Kollsnes	Naturkraft	Konsesjon gitt	390	3,1
Skogn	Industrikraft Midt-Norge	Konsesjon gitt	800	6,4
Karmøy	Norsk Hydro	Forhåndsmeldt	1300	10,5
Tjeldbergodden	Nordensfjeldske Energi	Forhåndsmeldt	400	3,2
Tjeldbergodden	Naturkraft	Forhåndsmeldt	800	6,4
Grenland	Skagerak Energi	Forhåndsmeldt	400–1000	3,2–8,0

ter som ved eksport av gassen, se diskusjon i Kap. 6.2.2.

På slutten av 1980-tallet utredet bl.a. Fylkeskraft Østlandet gassrør over land, både fra oljefeltene på Haltenbanken og fra Kårstø. Bakgrunnen for utredningene var planer om bygging av flere gasskraftverk i Oslofjord-området, gasseksport til Sverige og videre til Kontinentet. Planene ble ikke realisert, bl.a. på grunn av manglende etterspørsel i Sverige. Tabell 2.2 lister opp større gassrørprosjekter som har vært aktuelle (Gasnors virksomhet ikke medregnet) de senere år.

Rogass er det eneste prosjektet som er under utbygging og finansieres i sin helhet av Lyse Energi (Lyse Gass) uten statlig deltakelse.

Gasskraft ble et politisk hovedtema på slutten av 90-tallet, og det er allerede gitt konsesjon til en samlet gasskraftkapasitet på om lag 1600 MW fordelt på tre kraftverk. Manglende lønnsomhet og usikkerhet med hensyn til fremtidige miljøavgifter oppgis som årsakene til at utbygging så langt ikke har funnet sted (Naturkraft: pressemelding 8.2.2002). Tabell 2.3 lister opp de stedene og aktø-

rene som hittil har sendt inn forhåndsmelding til myndighetene om gasskraftverk.

3.2 Kjente utviklingsplaner

Markedsutviklingen for naturgass fremover er sterkt avhengig av olje- og gassmarkedet på Kontinentet, elektrisitetsmarkedet i Norden, eventuelle støtteordninger for infrastruktur for gass og fremtidige miljøavgifter.

LNG-løsninger blir brukt for å nå store industrikunder, som f.eks. Hydro Aluminium på Sunndalsøra. Gasselskapene bruker uttrykket «gassøyer» på steder der man bygger LNG-mottaksanlegg. Rundt disse ser man for seg enten lokale lavtrykks rørnett og/eller distribusjon med tankvogner.

Statoil har etablert selskapet LNG Norge DA bl.a. for å utvikle småskala LNG-distribusjon med utgangspunkt i Snøhvit. Selskapet eies foreløpig av Statoil, men vil samarbeide nært med Naturgass Vest og Gasnor. Selskapet planlegger bygging av et mindre skip for distribusjon av LNG langs kys-

ten. En avgjørelse med hensyn til bygging er forventet å komme annet kvartal 2004, parallelt med at Stortinget mottar informasjonen det ba om i forbindelse med behandlingen av gassmeldingen.

Gasnor vil levere LNG med tankvogner fra sitt LNG-anlegg på Karmøy til ulike brukere på sydvestlandet.

Naturgass Vest har en avtale med Shell om årlige kjøp av inntil 60 MSm³ gass i perioden 2001–2021. Dette tilsvarer kapasiteten i selskapets CNG-anlegget og det nye anlegget for LNG-produksjon på Kollsnes, og representerer en økning på 4–6 ganger i forhold til dagens omsetning. Selskapet har bestilt en ny LNG-tanker på vel 1000 m³ som var planlagt å komme i drift høsten 2003. Skipet er noe forsinket, men vil starte gasstransport med utgangspunkt på Kollsnes første kvartal 2004.

Naturgass Grenland vurderer å markedsføre LNG fra 2004. Selskapet viser til et lokalt marked i Skien-Porsgrunn-Brevik området på 17 MSm³ årlig som kan utløses gjennom investeringer i et 24 km langt lavtrykksnett. Utgangspunktet vil være Herøya, som mottar gass enten via rør eller LNG.

Naturgass Øst vurderer skipstransport av LNG til Fredrikstad fra 2006. Selskapet viser til et markedspotensial på opptil 140 MSm³, primært til industrien i fylket.

Naturgass Møre står bak den nye mottaksterminalen for LNG på Sunndalsøra (Hydro Aluminium). Selskapet arbeider også med prosjekter for gassdistribusjon med utgangspunkt i gassanlegget på Aukra der gassen fra Ormen Lange skal komme i land. For eksempel er et rør mellom Aukra og Elnesvågen under vurdering.

Samtlige av disse aktørene ser for seg stasjonær forbrenning i industrien som viktigste gassanvendelse.

Flere aktører, bl.a. Knutsen OAS i Haugesund i samarbeid med Shell, arbeider med konsepter og planer for skipsfrakt av gass under trykk, CNG. En CNG-båt vil inneholde en rekke stålcontainere satt sammen som flaskebatteryer i en manifold. Knutsen OAS har utviklet et fartøy som sannsynligvis tilfredsstillende kravene Det norske Veritas har satt for slike fartøy.

En viktig drivkraft bak introduksjon av LNG i markedet er NO_x-reduksjon. Ferger, forsyningsbåter og andre kystfartøy er store punktkilder for NO_x-utslipp. NO_x-utslippene fra offshorevirksomheten er også betydelige, og operatørene har ulike krav til å redusere utslipp fra turbindrift på plattform og landanlegg. Merkostnadene ved å bygge gassdrevne skip (basert på LNG) i stedet for konvensjonell dieseldrift er lavere enn å gjøre tiltak på plattformene. På denne bakgrunn har Statoil fått

godkjent gassdrift av skip som løsning for sine pålegg om NO_x-reducerende tiltak, og Gassco har allerede søkt norske myndigheter om tilsvarende avtale.

De nye forsyningsskipene «Stril Pioner» og «Viking Energy» ble satt i drift våren/sommeren 2003, innleid av Statoil på tiårskontrakter. Begge skipene drives av LNG levert fra Kollsnes. Til sammen vil båtene forbruke om lag 8 MSm³ LNG årlig, og gassdriften vil føre til reduserte utslipp av NO_x på om lag 400 tonn årlig. Bilfergen «Glutra» har også brukt gass som drivstoff i vel to år på et samband i Møre og Romsdal, og flere gassferger ventes å bli bygd de nærmeste årene.

3.3 Aktuelle utbyggingsmuligheter

Det potensielle gassmarkedet innenfor et område eller en region vil avgjøre om, og på hvilken måte, gassinfrastruktur bør bygges ut. Desto større marked og betalingsvillighet for gass, desto større vil interessen hos gasselskap og andre mulige investorer være. Skal lokale gassmarkeder være av interesse for utbyggere, er følgende faktorer viktige:

- Minimumsstørrelse i en startfase (det vil ofte bety det lett konverterbare potensialet)
- Et vekst-/utviklingspotensial
- Geografiske forhold som avstand til gasskilde, spredning av gasskundene
- Alternative energibærere, betalingsvillighet
- Konkurransmessige fortrinn som f.eks. at gassrør kan legges sammen med vann, el, tele

Vurderingen av aktuelle utbyggingsmuligheter er gjort i to trinn. Først er det *tekniske potensialet* for bruk av naturgass vurdert, og det er identifisert hvilke områder som ut fra dette virker mest interessante med hensyn på bruk av gass. Deretter er *betalingsvilligheten* hos de potensielle gasskundene i disse områdene vurdert (ofte i samarbeid med kunden) og sammenlignet med et anslag for sannsynlig gasspris. De kundene som vurderes å kunne betale hva gassen vil koste, utgjør *markeds-potensialet* som transportløsningen dimensjoneres etter og som vil ligge til grunn for vurderingene av lønnsomhet. Markedspotensialet vil i de fleste tilfellene være mindre enn det tekniske potensialet.

3.3.1 Teknisk potensial for bruk av gass

Det tekniske potensialet for bruk av naturgass innenlands kan beregnes ut fra hvilket gassvolum som innenfor avgrensede geografiske områder er

raskt konverterbart fra eksisterende energibruk, samt hva som kan bli et fremtidig gassforbruk ut fra det en antar vil skje av nyetablering av industri og annen energibrukende virksomhet. Econ har utviklet en metode for å estimere det tekniske potensialet på bakgrunn av data fra SSB om eksisterende konverterbar energibruk, eksisterende industri- og byggstruktur og det som er kjent av utbyggingsplaner. Eksempelvis regnes bygg som i dag bruker olje til vannbåren og annen oppvarming, inn i det tekniske potensialet, mens bygg med direkte elektrisk oppvarming holdes utenfor.

Econ har beregnet teknisk gasspotensial for en rekke steder i landet. Om lag 50 prosent av landet er dekket, med vekt på områdene rundt de største byene og områdene langs kysten. Bakgrunnen for å se på kysten spesielt, er at store gassvolumer kan fraktes med båt eller sjørør. I tillegg er det gjort beregninger av noen områder i innlandet. De viktigste resultatene av Econs beregning av tekniske potensialer er gjengitt i Tabell 2.4.

I beregningene har Econ angitt tre ulike scenarier for gasspotensialer; høyt, middels og lavt. Scenariene illustrerer ulike omfang av økningen i gassbruk på forskjellige steder. I tabellen er spennet mellom lavt og høyt scenario angitt. Spennet

mellom lavt og høyt scenario illustrerer usikkerheten i anslagene.

3.3.2 Områder som ikke vurderes nærmere

I Tabell 2.4 er det gjengitt teknisk potensial for gassbruk. Det er satt en grense på om lag 10 MSm³ i startvolum for at et område skal være interessant som et leveransepunkt. Flere av stedene som Econ har vurdert vil i et høyt anslag på sikt komme over dette. Imidlertid er usikkerheten knyttet til disse anslagene så stor at det er valgt å utelate disse stedene i den videre vurderingen.

I Troms, Finnmark og det indre Østland er markedsgrunnlaget for gass såpass begrenset at man med liten sannsynlighet vil oppnå lønnsomme samlede utbyggingsløsninger, verken i prosjektøkonomisk eller samfunnsøkonomisk perspektiv. Mindre, lokale løsninger kan imidlertid bli aktuelle, og steder i Troms og Finnmark vil på lengre sikt kunne inkluderes i en Nordlig rute for LNG eller CNG hvis markedene på disse stedene øker.

3.3.3 Markedspotensial for bruk av gass – aktuelle prosjekter

For å få et mest mulig realistisk anslag for hvor stort det markedsmessige gasspotensialet er på de ulike stedene, er de potensielle gasskundene studert nærmere på hvert sted. Realistisk markedsmessig gasspotensial er anslått på grunnlag av betalingsvillighet for gass hos brukerne. Med utgangspunkt i hva brukerne i dag har av energikostnader, er det mulig å vurdere hvor stor betalingsvilligheten er for gass. Det er rimelig å anta at en bruker vil konvertere til gass hvis de samlede kostnadene knyttet til en slik konvertering er like eller lavere enn dagens kostnader. En slik vurdering fører fram til et volumanslag for markedspotensialet for naturgass i de forskjellige områdene.

Denne vurderingen er gjort ved utstrakt kontakt med ulike brukere, og med bistand fra Kjelforeningen Norsk Energi. Resultatet av denne vurderingen er volumanslagene som er gjengitt i Tabell 2.5, og som blir benyttet videre i rapporten.

Disse potensialene kan dekkes enten ved transport av gass som LNG eller CNG, eller ved transport i rør. Forskjellen mellom disse transportløsningene blir illustrert i nærmere analyser av aktuelle prosjekter for de ulike løsningene.

For transport av gass i rør er det valgt å vurdere gassrør fra Kårstø til Grenland, fra Kollsnes til Bergen og fra Tjeldbergodden til Trondheim nærmere. I tillegg er det gjort vurderinger av grenrør til Kristiansand og videreføring til Østfold av et rør

Tabell 2.4 Teknisk potensial for innenlands bruk av naturgass (MSm³)

	Ved oppstart (MSm ³)	5 år etter oppstart (MSm ³)
<i>Større områder</i>		
Kysten fra Trøndelag til Finnmark	40–100	55–385
Kysten fra Egersund til Arendal	15–35	20–130
Kysten fra Molde til Jæren	60–110	85–305
Kysten fra Grenland til Østfold	135–595	210–1155
Innlandet	10–20	10–50
<i>Enkeltområder</i>		
Østfold	20–100	25–155
Oslo	20–45	65–200
Grenland	60–405	70–650
Stavanger	20–30	30–60
Bergen	20–30	25–65
Trondheim	15–25	25–205
Narvik	15–55	15–70

Tabell 2.5 Aktuelle løsnings for gassdistribusjon

Alternativ	Medie	Volum	Område	Kapittel
Kombirør Kårstø – Grenland	Tørrgass Våtgass	> 500 MSm ³ /år > 800 ktonn/år	Grenland	6.1.3
Tørrgassrør Kårstø – Grenland	Tørrgass	> 500 MSm ³ /år	Grenland	6.1.4
LNG som forsyningsløsning til Grenland	LNG	> 500 MSm ³ /år	Grenland	6.1.4
CNG som forsyningsløsning til Grenland	CNG	> 500 Msm ³ /år	Grenland	6.1.4
Gassrør Gøteborg – Grenland	Tørrgass	> 500 MSm ³ /år	Grenland	6.1.6
Grenrør vidare fra gassrørforbindelsen Kårstø-Grenland	Tørrgass	50 – 200 MSm ³ /år	Østlandet, Kristiansand	6.1.7
<i>Sørlig Rute:</i> Gassforsyning til store kunder langs kysten, Lista til Østfold	LNG CNG	150 – 300 MSm ³ /år	Østlandet, Sørlandet	6.2.4 6.2.7
<i>Nordlig Rute:</i> Gassforsyning til store kunder langs kysten, fra Trondheim til Narvik	LNG	80 – 200 MSm ³ /år	Trondheim til Narvik	6.2.5
Gassløsning for forsyning av Bergensområdet med gass fra Kollsnes	Tørrgass LNG	Om lag 15 MSm ³ /år	Bergen	6.3.1
Gassrør Tjeldbergodden – Trondheim	Tørrgass	Om lag 15 MSm ³ /år	Trondheim	6.3.2
Gassrør Kollsnes – Mongstad	Tørrgass	> 700 MSm ³ /år	Hordaland	6.3.3

fra Kårstø til Grenland. Et stort gassrør inn Trondheimsfjorden til Skogn er ikke behandlet, da økonomien i dette må ses på som en del av et eventuelt gasskraftprosjekt i Skogn.

LNG og CNG kan enten leveres i punktleveranser til en enkelt stor bruker, eller som en rute der et skip leverer til ulike steder. En LNG-/CNG-rute krever et visst oppstartvolum for å være lønnsom. Som beregningseksempler for LNG-transport er det valgt å analysere en Nordlig LNG-rute fra Narvik til Trøndelag og en Sørlig LNG-rute fra Egersund til Østfold nærmere. I tillegg er det gjort vurderinger av punktleveranser av LNG og CNG til industrien i Grenland.

På bakgrunn av betraktningene over har NVE valgt å analysere økonomi og lønnsomhet for gassdistribusjonsløsningene beskrevet i Tabell 2.5.

Også andre områder og prosjekter kunne vært analysert. NVE mener imidlertid at de områdene som er tatt med på bakgrunn av potensialvurderingene gir et godt bilde av mulighetene knyttet til ulike transportformer for naturgass i Norge.

4 Kostnader for gasstransport

4.1 Transport av naturgass

Transport av gass kan skje i rør, i form av flytende nedkjølt gass (LNG) eller som komprimert gass i tanker (CNG).

Transport av gass i rør er kjennetegnet ved høye og ugjenkallelige investeringskostnader og lave variable kostnader. Transportkostnadene ved rørtransport av gass er derfor sterkt avhengig av hvor godt kapasiteten i gassrøret utnyttes. De høye investeringskostnadene medfører at det kreves store volumer eller små avstander for å gi tilfredsstillende lønnsomhet i et rørprosjekt. Legging av rør er med andre ord mest aktuelt til områder der markedsgrunnlaget for gass er stort. Gassrør kan transportere både tørrgass og våtgass (se Definisjoner og data lengst bak i rapporten), men det er fysiske begrensninger i mulighetene for å kombinere disse gassfraksjonene (på grunn av faren for å få tofasetransport og væskeansamling i røret).

LNG er betegnelsen på gass som er nedkjølt til så lave temperaturer at den er flytende. Den flytende gassen kan lagres og distribueres på godt isolerte tanker, og transport kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog. LNG som transportløsning har en fordel i forhold til rør i situasjoner der et gassmarked bygges opp gradvis, fordi LNG-kapasitet kan økes ved å investere gradvis i kapasitet (både transport- og lagerkapasitet), mens rørinvesteringen må gjøres en gang for alle. LNG tilbyr også distribusjonsløsninger med større fleksibilitet enn rør, bl.a. fordi en kan endre laste- og lossepunkter og fordi man har et annenhåndsmarked for skip, lagerutstyr osv.

CNG er gass som lagres og transporteres under høyt trykk på tanker. Transport av CNG kan

foregå ved hjelp av bil, båt eller tog, og kan være aktuell for både små og store volumer. CNG har de samme fordelene med hensyn til fleksibilitet og gradvis oppbygging som LNG.

4.2 Transport i gassrør

Gasstransport over store avstander og i store volum skjer ved hjelp av høytrykks transmisjonsrør, eksempelvis slike som forbinder Kårstø og Kollsnes med gassterminaler på Kontinentet. Designtrykk ligger gjerne i området rundt 200 bar, og diametre normalt mellom 10" og 42" (" symboliserer tommer). I praksis viser det seg at transmisjonsrør i Norge stort sett legges billigst i sjøen der det er mulig, for eksempel er det langt mer kostnadseffektivt å legge et gassrør fra Kårstø til Grenland langs kysten enn over land. Gjennom grenrør med diameter 4" til 8" tappes relativt små gassmengder fra transmisjonsrør. En tilknytning til Trondheim fra en forbindelse Tjeldbergodden – Skogn er et eksempel på et mulig grenrør. Lavtrykksrør benyttes først og fremst til distribusjon av gass i lokale nett på land, eksempelvis Gasnors nett på Haugalandet. Trykket vil ligge rundt 4 bar (10 bar er forventet som ny standard i fremtiden) og diametre mellom 4" og 10".

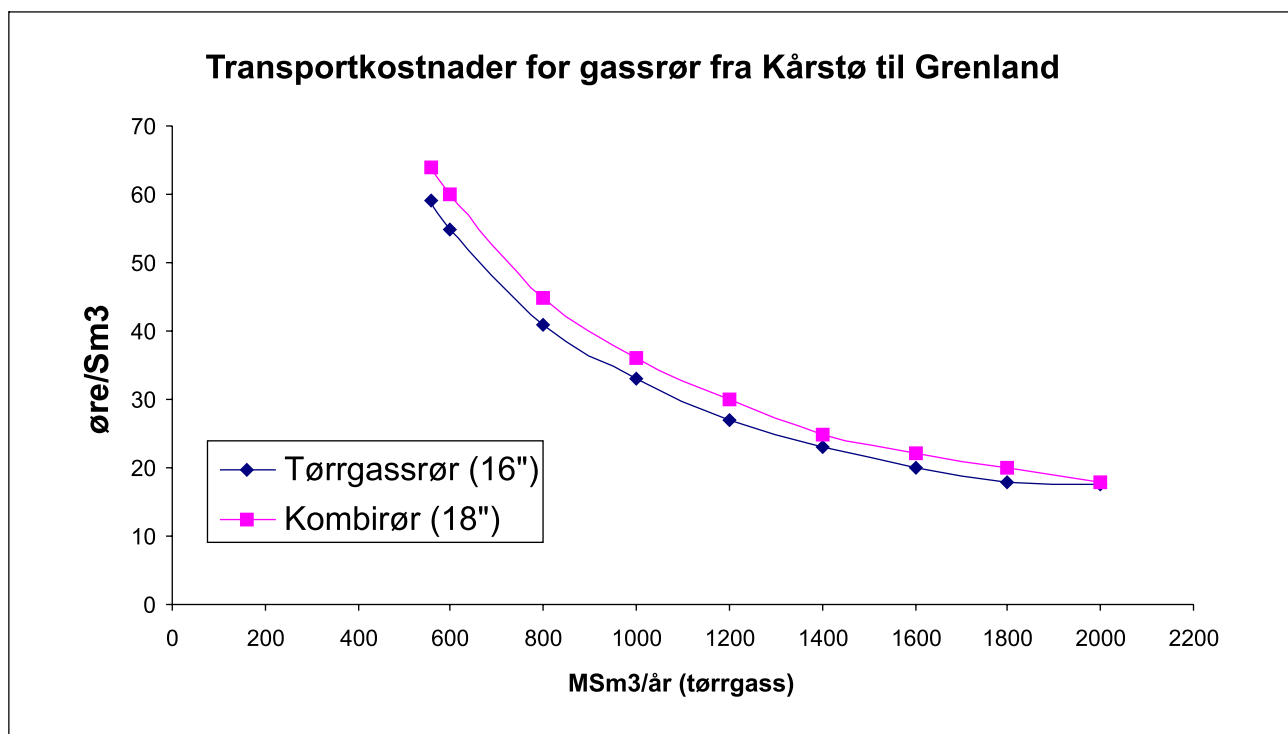
Investeringer i transmisjonsrør, f.eks. mellom Kårstø og Grenland, fordrer store gassvolum for å

være lønnsomme. Tekniske og økonomiske forhold knyttet til denne og andre aktuelle forbindelser er beskrevet i Aker Kværner Technologys rapport «Kostnader ved transport av naturgass, LNG vs. rør».

4.2.1 Gassrør til Grenland

Kårstø fremstår som det mest realistiske utgangspunktet for bygging av en rørforbindelse til Grenland (Kårstø står også for dagens hovedleveranser av våtgass til industrien i Grenland). På grunnlag av volumene beskrevet i Kap. 6.2.1, peker et 16" rør seg ut som et naturlig valg for et tørrgassrør, selv om dette gir en høy transportkapasitet i forhold til det estimerte gassvolumet. Dette skyldes at rør på 12" og 14" ikke blir billigere å legge enn 16" rør, da disse rørene av hensyn til trålfiske, oppdrift og andre faktorer må graves ned på sjøbunnen, noe som er relativt dyrt.

For et kombirør (som transporterer både våtgass og tørrgass) finnes det tekniske begrensninger for hvilke blandingsforhold mellom tørrgass og våtgass som kan sendes fra Kårstø. Dette skyldes muligheten for utfelling av væske i røret, og fører i hovedsak til at det er begrenset hvor mye våtgass en kan blande inn i røret for en gitt tørrgasskapasitet. Generelt vil større rørdiameter gi



Figur 2.2 Transportkostnader for gassrør fra Kårstø til Grenland

Tabell 2.6 Kostnadsestimater for gassrør til Grenland (MNOK)

	Kombirør (18")	Tørrgassrør (16")
<i>Investeringer</i>		
Rør	2450	2230
Modifikasjoner Kårstø	200	20
Landfall Kårstø	50	50
Landfall Grenland	450	450
Fraksjonering Rafnes	1000	-
<i>Sum investeringer</i>	<i>4150</i>	<i>2750</i>
<i>Årlige driftskostnader</i>	<i>62</i>	<i>41</i>

lavere trykktap i røret og dermed mindre fare for væskeutfelling.

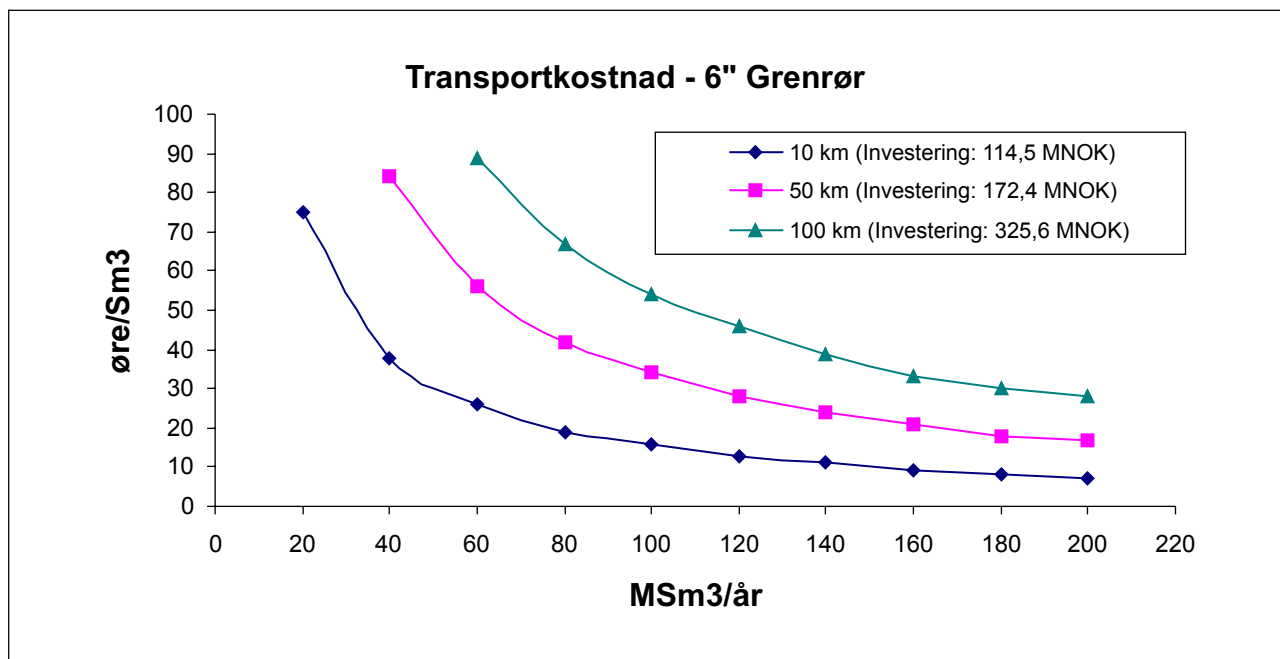
Sammensetningen av våtgass og tørrgass i NVEs beregninger er noe forskjellig fra den gasskomposisjonen Aker Kværner har lagt til grunn i sin underlagsrapport. Dette skyldes at ny informasjon om forbruksvolum har kommet i etterkant av Aker Kværners arbeid. Disse endringene er imidlertid ikke av en sånn karakter at de påvirker dimensjoneringen av kombirøret, og dermed heller ikke kostnadsestimatet for røret.

Aktuelle rørdimensjoner for et kombirør er 16" eller 18". Et 16" rør vil ikke ha kapasitet til stor våtgassmengde. Et 18" rør vil koste om lag 220 MNOK mer enn et 16" rør, men på grunn av styr-

ken knyttet til fremtidige muligheter er likevel et 18" rør valgt som utgangspunkt for vurderingene av kombirør.

Både et kombirør og et tørrgassrør vil følge samme trasé. Den foreslåtte traseen følger kystlinjen i en avstand på om lag 4 nautiske mil. Dybden er på 300–500 meter og sjøbunnen relativt flat. Begge røralternativene vil ha landfall på Rafnes, der et eventuelt fraksjoneringsanlegg for utskilling av våtgass vil befinne seg. Et tørrgassrør vil gå videre fra Rafnes til Herøya. Total rørdistanse vil være om lag 460 km, hvorav 17 km er inkludert i landfallskostnadene.

Transportkostnadene for gassrør til Grenland er vist i Figur 2.2. Figuren illustrerer tydelig skala-



Figur 2.3 Transportkostnader for grenrør

Kilde: Aker Kværner

fordelene ved rørtransport av gass (forårsaket av at en ikke kan redusere investeringskostnaden ved å gå ned i rørdimensjon). I figuren varierer tørrgassvolumet i kombirøret, mens våtgassvolum og transportkostnad for våtgass holdes konstant.

Tabell 2.6 viser kostnadsestimatene for kombirør og tørrgassrør.

Investeringsestimater er et $\pm 30\%$ estimat, tilsvarende det som typisk benyttes i et forprosjekt for gassrør.

4.2.2 Grenrør

For å utarbeide enkle estimater for grenrør, for eksempel fra et gassrør til Grenland, har Aker Kværner utarbeidet et generelt kostnadsdiagram som viser anslagsvise transportkostnader for grenrør som funksjon av rørlengde og diameter, vist i Figur 2.3. Diagrammet har basis i et 6" sjørør med typiske kostnader for avgreningsstykke (T-stykke) og landfall (samt antakelser om 8 prosent kalkulasjonsrente og 20 år økonomisk levetid). Estimaterne som genereres fra en slik kurve, må tilpasses lokale forhold, for eksempel for landfallskostnader. I tillegg til transportkostnaden som vises i figuren, må en selvfølgelig også betale for transport i hovedrør frem til grenrøret.

4.3 Transport av LNG

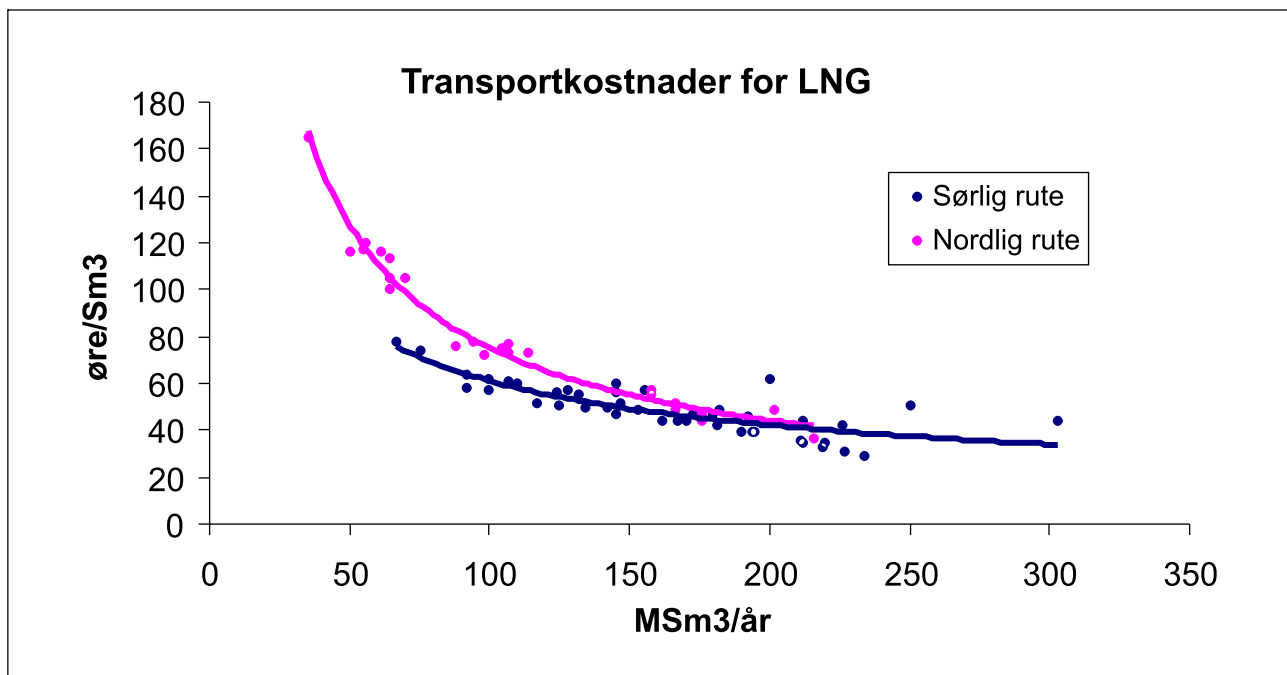
En LNG-kjede består av et produksjonsanlegg (inkludert skipningsterminal), transportenheter

(skip, tankvogner, jernbanevogner, containere), mottaksanlegg og eventuelt anlegg for videredistribusjon i tankvogner eller lavtrykks rørnett.

LNG har spesielle fysiske egenskaper som har betydning for kjedens organisering. LNG krever bruk av spesialskip med tilpasset tankutforming og systemer for lasthåndtering. Siden slik tonnasje er relativt kostbar, er det viktig at den drives med høyest mulig kapasitetsutnyttelse, og at tonnassen er tilpasset definerte leveransemønstre. I enhver LNG-tank vil varme fra omgivelsene trenge inn og bidra til at væsken inne i tanken fordampes og øker trykket i tanken. LNG har derfor en begrenset lagringstid og den krever dyrere lagring enn for eksempel fyringsolje og propan.

Marintek har analysert mulige distribusjonsruter for LNG langs Norskekysten. Analysen dekker kostnader og lønnsomhet for skip og mottaksanlegg, og resulterer i et estimat for nødvendig transportkostnad som kunden vil måtte betale gjennom sin energipris.

Når en skal beskrive transportkostnader for LNG, kreves det informasjon om en rekke variable (antall anløpssteder, volumvariasjoner, antall skip, lagerstørrelse etc.), variable som i mye større grad enn for et gassrør vil endres i løpet av levetiden. For å få et generelt inntrykk av transportkostnadene for LNG, er det derfor valgt å simulere et stort antall scenarier for en rute. Mange av disse er oppstartsscenarier, dvs. hva transportkostnaden pr. enhet gass vil være i oppbyggingsfasen. Ved å samle alle disse alternativene i en figur får en et



Figur 2.4 Kostnader for LNG-transport

Tabell 2.7 Typiske investeringskostnader for LNG-ruter (skip + terminaler)

		Grenland	Sørlig rute	Nordlig rute
Beregnet årsvolum	M $\text{Sm}^3/\text{år}$	560	315	135
Antall skip	-	2	2	1
Skipsstørrelse	m ³	2 x 15000	2 x 6000	6000
Antall leveringssteder	-	1	7	5
Skip	MNOK	560	360	180
Terminaler	MNOK	280	260	210
<i>Total investering</i>	<i>MNOK</i>	<i>840</i>	<i>620</i>	<i>390</i>

generalisert inntrykk av transportkostnadene. I Figur 2.4 er dette gjort for en Nordlig og en Sørlig LNG-rute, dvs. ruter for båttransport av LNG langs Norskekysten (se Kap. 6 for nærmere diskusjon av disse rutene). Her er resultatene av en lang rekke simuleringer av LNG-ruter samlet i et diagram, og det er estimert gjennomsnittlige kostnadskurver (spredningen av kostnader for de enkelte rutene kan også sees på figuren).

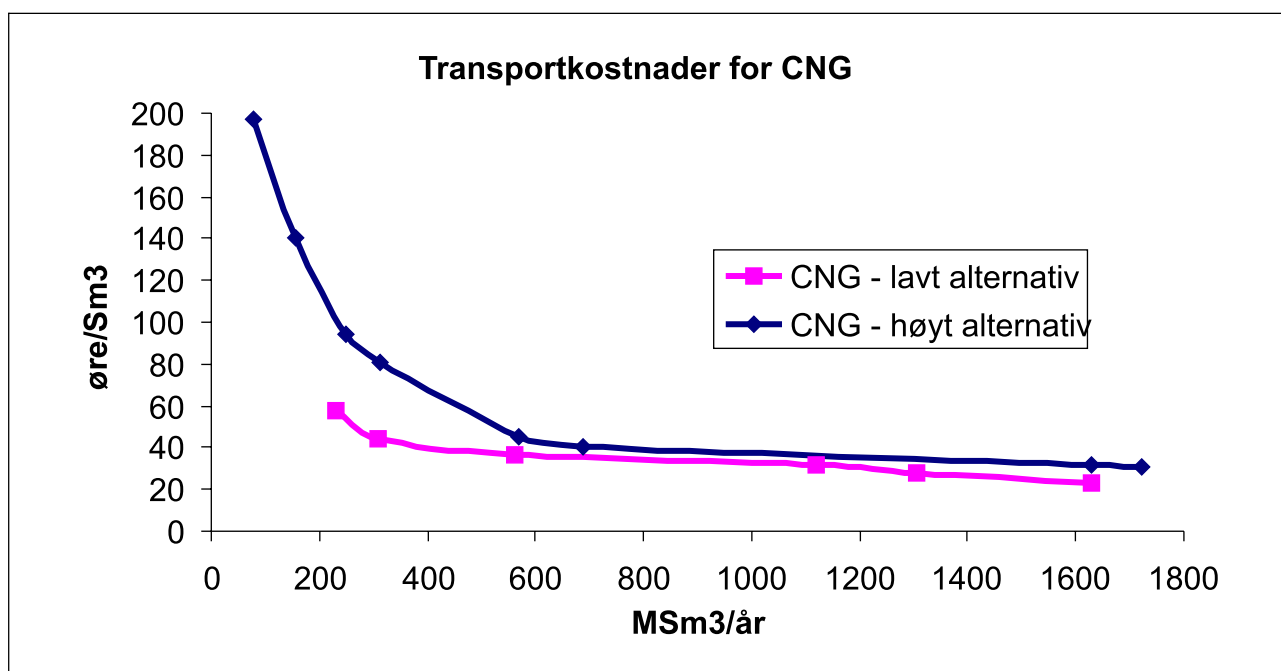
Typiske investeringskostnader for LNG-skip og terminalkapasitet er vist i Tabell 2.7.

4.4 Transport av CNG

Aker Kværner har vurdert et CNG-konsept tilpasset markedet i Grenland og Østfold. Slike konsepter er utredet i forskjellige sammenhenger i lengre tid, uten at noen så langt har blitt virkeliggjort. Til

tross for at det av denne årsak ikke finnes konkrete referansekostnader, består CNG-konseptet av enkeltkomponenter som er kjente, slik at kostnadsestimering av enkeltkomponentene kan gjøres med relativt stor sikkerhet. Det gjenstår imidlertid flere utfordringer, bl.a. knyttet til materialvalg og operasjonelle forhold, som må løses før CNG sikkert kan sies å være et transportalternativ til rør og LNG. Til tross for dette bør CNG oppfattes som en reell konkurrent til rør og LNG.

På Haugalandet arbeides det med planer om å utvikle industriområdet Gismarvik nær Kårstø til å bli utskipningshavn for CNG. Et 12" rør skal knyttes til Statpipe inne på området til Haugaland Industripark under full drift av Statpipe. Det skal installeres kompressor, målestasjon, varmeveksler og kaianlegg. Kostnader knyttet til utskipningsterminal er estimert til 120 MNOK. Haugaland



Figur 2.5 Transportkostnader for CNG

Tabell 2.8 Typiske investeringskostnader for CNG-ruter (skip + terminaler)

		Grenland	Østfold
Årsvolum	M Sm^3 /år	560	230*
Antall skip	-	2	1
Netto transportvolum	M Sm^3	6,6	3,3
Antall leveringssteder	-	1	1
Skip	MNOK	800	400
Terminal	MNOK	300	300
<i>Total investering</i>	<i>MNOK</i>	<i>1100</i>	<i>700</i>

* Dette volumet er en beregningsforutsetning, og reflekterer ikke markedspotensialet i Østfold

Industripark er foreløpig ikke opparbeidet med infrastruktur, noe som er estimert til å koste ytterligere 80 MNOK.

For CNG utgjør lagerkostnader en viktig del av totalkostnadene. Lagerkostnadene varierer med størrelse (lagerbehov) og utforming (fjellager eller flaskelager). Dersom man kan benytte fjellager, vil kostnadene være lavere enn om lageret består av stålflasker.

I Figur 2.5 er det indikert kostnader for CNG-transport fra Gismarvik til Grenland og Østfold for ulike gassvolum. Kurven er en gjennomsnittsbetraktning av en del scenarier, på samme måte som for LNG i forrige avsnitt. De to kurvene representerer estimer utarbeidet med noe ulike forutsetninger, og illustrerer den usikkerheten som fortsatt eksisterer med hensyn på transportkostnader for CNG-transport.

Typiske investeringskostnader for CNG-skip og terminalkapasitet er vist i Tabell 2.8.

5 Energipriser levert til innenlands marked

5.1 Priser på konkurrerende energibærere

Fra produsentleddet prises naturgass som hovedregel i forhold til relevante internasjonale markedspriser fordi naturgass fra de fleste felt har en alternativ avsetningsmulighet i dette markedet.

I Norge vil naturgass måtte konkurrere i et modent energimarked mot alternative energibærere som olje og elektrisk kraft. Norge har spredt befolkning og natur som gjør infrastruktur for transport og distribusjon av naturgass kostbar, og det er en stor økonomisk utfordring å utvikle ny infrastruktur som er lønnsom.

Priser på både naturgass og LPG svinger til en viss grad med prisene på råolje. Siden LPG også er råstoff i petrokjemisk industri, varierer LPG-prisene også med utviklingen i denne industrien, slik at en ikke får noen direkte samvariasjon med prisen på råolje (LPG-pris kan gå opp i en periode der råoljeprisen går ned).

Energipriser levert til norske brukere varierer altså med oljeprisen. På denne bakgrunnen har man valgt å legge tre forskjellige oljeprisnivåer til grunn for økonomivurderingene; et lavt nivå (18 USD/fat), et middels nivå (25 USD/fat) og et høyt nivå (35 USD/fat). Disse nivåene er valgt for best mulig å illustrere hvordan varierende oljepriser vil kunne påvirke priser på naturgass til norske brukere, selv om de avviker fra oljeprisnivået som er lagt til grunn i St.meld. nr. 30 (2000–2001) Langtidsprogrammet 2002–2005, 20 USD/fat.

For elektrisitet er det valgt en gjennomsnittspris, eksklusiv merverdiavgift og elektrisitetsavgift, på 40 øre/kWh, uavhengig av oljepris. Denne prisen kan tenkes som summen av en langsiktig kraftpris på 25 øre/kWh og gjennomsnittlig nettleie på 15 øre/kWh for næringskunder. Overføringsprisen vil variere over et stort område, avhengig av nettselskap, nettnivå og forbruksmønster.

Markedsprisene for energi er gjengitt i Tabell 2.9, pris for gass er referert til NBP (National Balancing Point i UK).

Der ikke annet er angitt, er prisen for de ulike energibærerne relatert til en oljepris på USD25/fat benyttet videre i rapporten.

5.2 Priser i det europeiske gassmarkedet

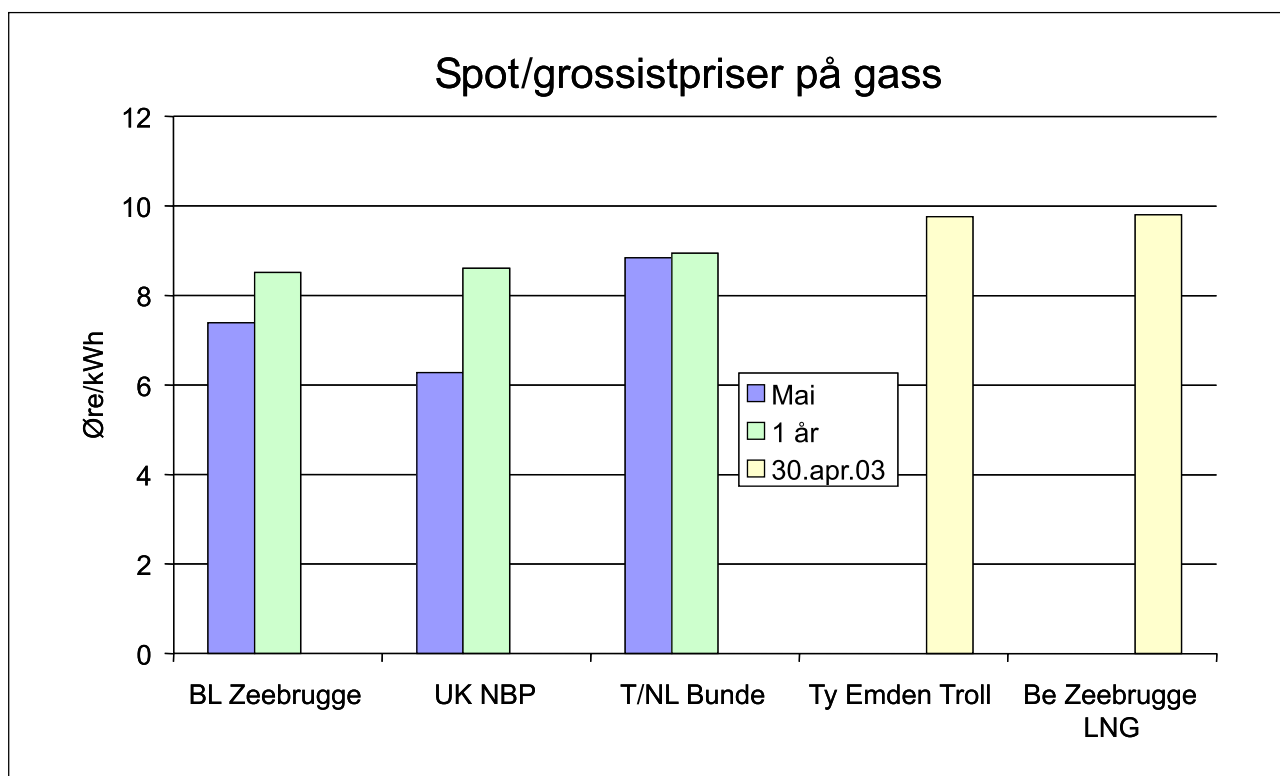
Et utgangspunkt for beregning av gasspris levert i Norge er prisene i det europeiske gassmarkedet. Figur 2.6 viser et øyeblikksbilde av europeiske gasspriser.

Tabell 2.9 Energipriser ved varierende oljepriser

Energiprisscenarier	Referanse	Enhet			
Råoljepris	<i>Brent Blend</i>	USD/fat	18	25	35
Propan	Propan FOB Seagoing Mean NVE	USD/tonn	171	248	357
Lett fyringsolje	Gassolje EN590 CIF NVE	USD/tonn	154	222	321
Tungolje	Fyringsolje 1 % CIF NWE	USD/tonn	100	140	200
Gasspris	NBP, referanse	Øre/Sm ³	54	81	117
Elektrisitetspris	Spotpris + nettleie, eks. avgifter	Øre/kWh	40	40	40

De eksisterende langsiktige salgskontraktene på gass fra Norge følger i stor grad prisene på lett og tung fyringsolje, ettersom dette er industriens og husholdningenes alternativer til gass. I Europa begynner det i tillegg å utvikle seg spotmarkeder for gass, der gassprisene bestemmes av tilbud og etterspørsel etter gass, i stedet for å følge oljepris direkte. Likevel er det fortsatt en nær sammenheng mellom utvikling i oljepriser og gasspriser. Det mest åpne gassmarkedet i Europa er National Balancing Point (NBP) i Storbritannia (UK). På 1990-tallet var gassprisene i UK veldig forskjellige fra kontinentaleuropeiske priser som følge av gassoverskudd i UK. Nå som UK er i ferd med å bli et underskuddsmarked for gass, er tendensen at mer spotpregede kontrakter følger prisnivået på langsiktige oljeindekserte kontrakter. Gassrøret fra

Bacton i UK til gassknutepunktet Zeebrugge i Belgia («Interconnector») har resultert i at prisene for kortsiktige/nye gasskontrakter i Zeebrugge i stor grad følger NBP-prisen, spesielt på ettårskontrakter. For kortere kontraktsperioder, som dag- og månedskontrakter, er prisene i UK påvirket av store sesongsvingninger i forbruket og begrenset lagerkapasitet. På grensen mellom Tyskland og Nederland ligger Bunde, som kan bli et nytt prisreferansepunkt for salg mellom disse landene. Også denne prisen følger i stor grad prisene i NBP og Zeebrugge. Prisen på langsiktige kontrakter representeres ved tysk notering av Trollgasskontraktene ved levering i Emden (Ty Emden Troll). Prisene på LNG levert i Zeebrugge (angitt i figuren som Be Zeebrugge LNG) følger også samme nivå som langsiktige priser på gass levert i rør.



Figur 2.6 Gasspriser for varierende kontraktstyper og prisreferanser

I Figur 2.6 representerer søylene merket «1 år» en terminkontrakt på levering av gass i et år, «Mai» uttrykker gasspris for en månedskontrakt (levering mai 2003) mens «30. apr. 03» uttrykker en spotpris for levering denne datoen (publisert 15.04.03).

I løsningsene for gassinfrastruktur som NVE har vurdert, inngår både rørgass, LNG og CNG. Disse gassformene fremstilles, transporteres og kan tilbys i et norsk marked på ulike måter, noe som medfører ulike kostnadselementer for beregningen fra åpne markedspriser i Europa til leveransepriser for mottaksanlegg langs kysten i Norge. Likevel vil de alternative transportkjedene ha samme prisreferanse, med knutepunkter av typen NBP/Zeebrugge som basis.

5.3 Priser på rørgass i Norge

I Norge finnes det delvis åpne priser på naturgass levert kunde i Bergensområdet, Haugalandet og Stavanger/Nord-Jæren, hvor det allerede er igangsatt distribusjon av gass.

For gasseiere er det forutsatt at leveranser til Norge ikke skal innebære tap i forhold til salg til markedspris i Europa. For rørtransport i Norge er det beregnet en mulig engrospris levert gassterminalen på Kårstø eller Kollsnes.

Utbyggingen av eksportrørene til Kontinentet har i hovedsak skjedd på grunnlag av at transportkapasiteten allerede var solgt forut for byggestart, gjennom såkalte «take-or-pay» kontrakter. Slike kontrakter innebærer at kjøper av transportkapasitet må betale uansett om kapasiteten benyttes eller ikke. Dersom et gasselskap utnytter sine «take-or-pay» kontrakter fullt ut, kan det være rasjonelt å innrømme et visst prisavslag til norske kjøpere, tilsvarende hva det ville koste å kjøpe transportkapasitet til Kontinentet. Dette fordi de alternativt må kjøpe ytterligere eksportkapasitet for å kunne avsette mer gass. Men motsatt, dersom en selgers transportkapasitet ikke utnyttes, finnes det argumenter mot en slik rabatt. Med dagens relativt store kapasitetsutnyttelse i eksportrørene har imidlertid NVE valgt å legge en slik rabatt til grunn for sine vurderinger.

NVE har som grossistpris på Kårstø lagt til grunn Zeebrugge-pris fratrukket en transporttariff fra Kårstø til Zeebrugge på 15 øre/Sm³. Dette er en forenkling i forhold til faktiske tariffene da disse varierer over tid. I Tabell 2.10 vises tariffene for 2003 for reservasjon av ny transportkapasitet fra Kårstø til Zeebrugge.

Disse tariffene gjelder for transportavtaler som gjøres fremover i tid. Ettersom mesteparten av gassen vil transporteres via avtaler som allerede er inngått, og tariffene historisk har vært høyere enn de fremtidige, regnes 15 øre/Sm³ som et godt estimat for gjennomsnittlig transporttariff.

Videre i rapporten forutsettes det at naturgass solgt fra gassbehandlingsterminaler i Norge blir fratrukket tariffen for transport fra terminalene på Kårstø og Kollsnes ned til landingspunktene for norsk gass i Europa. Dette har vært praktisert for gasskjøpere i Norge frem til nå. Dersom denne forutsetningen skulle endres for fremtidige gasskjøpere, vil dette i sterk grad svekke muligheten for å etablere ny infrastruktur i Norge basert på gass fra disse terminalene.

Basert på markedsinformasjonen ovenfor betyr dette at tørrgass kan kjøpes, levert Kårstø, til priser som vist i Tabell 2.11.

Det er også mulig å hente rørgass fra den svenske vestkysten, fra gassrøret mellom Danmark og Gøteborgområdet. Dette er nærmere omtalt i Kap. 6.1.6.

5.4 Priser på LNG i Norge

Anleggene for LNG-produksjon på Karmøy, Kollsnes og Tjeldbergodden er forholdsvis små og vil i første omgang bare dekke nisjemarkeder som allerede er virksomme eller som vil bli det i nær fremtid. For LNG-rutene som NVE har vurdert, synes Snøhvit/Melkøya eller Zeebrugge (eventuelt Isle

Tabell 2.11 Gasspriser levert Kårstø

<i>Råoljepris (USD/fat)</i>	18	25	35
Gasspris Zeebrugge, øre/Sm ³	54	81	117
Gasspris Kårstø, øre/Sm ³	39	66	102

Tabell 2.10 Tariffer for fremtidige gassleveranser fra Kårstø til Zeebrugge

Transporttariffer (øre/Sm ³)	2003–2006	2007–2010	2011–2028
Sum Kårstø – Zeebrugge*	17,5	12,9	10,3

* Tariffen kan variere noe fra år til år pga endringer i anslagene for driftskostnader

Kilde: Gassled (www.gasviagasled.no)

of Grain i UK) å være de mest aktuelle forsyningskildene for å kunne levere LNG i tilstrekkelige mengder.

5.4.1 Zeebrugge

Prisen for LNG levert fra Zeebrugge vil være nært knyttet til prisene i det europeiske gassmarkedet, jf. diskusjonen over. Man bør imidlertid være forberedt på å betale et visst tillegg for å ta i mot gassen som LNG på de forholdsvis små LNG-skipene som er aktuelle for leveranser til Norge. Dette tillegget gjenspeiler ikke produksjonskostnadene knyttet til det å lage LNG, siden LNG allerede kommer inn til Zeebrugge på store LNG-tankere, men har sitt grunnlag i kommersielle forhold. Aktører i Zeebrugge har tilgang til både rørgass og LNG. En byttehandel mellom rørgass og LNG, eller oppdeling av store LNG-laster til både leveranser i rørnettet og videresalg av smålaster foregår ikke i dag. Likevel har Eclipse Energy gjennom forespørsler hos aktører i Zeebrugge avdekket interesse for en slik tjeneste, og innhentet anslagsvise priser på den. Det knytter seg en betydelig usikkerhet til hvor stort dette tillegget vil være, men NVE har på grunnlag av diskusjonene med aktuelle aktører valgt å benytte 7,5 øre/Sm³ som et anslag for en slik tjeneste.

5.4.2 Melkøya / Snøhvit

Prisdannelsen for LNG fra Melkøya vil være annerledes enn i Zeebrugge, i hovedsak fordi Zeebrugge er et sentrum i det europeiske gassmarkedet, mens mye av LNG-volumene fra Snøhvit vil gå til USA og Spania.

I de siste syv årene har markedsprisen i USA stort sett ligget høyere enn i Storbritannia. I 70 prosent av de siste 90 månedene (1996–2003) har LNG-laster, medregnet forskjellen i fraktrater fra Melkøya, oppnådd høyest pris i det amerikanske markedet (ved Gulfkysten eller i nordøstre USA). Ved å analysere priser på langsiktige kontrakter fra det finansielle markedet for de neste 70 månedene, ser en at det vil lønne seg å selge gass fra Melkøya til USA fremfor til Storbritannia i 80 prosent av tiden. Basert på historiske samt framtidige priser synes det således svært sannsynlig at markedet i USA vil kunne tilby de beste prisene for LNG fra Snøhvit.

I det videre arbeidet er gasspris fra Melkøya derfor beregnet ut fra hvilken pris LNG fra Melkøya kan oppnå i det amerikanske markedet.

Tabell 2.12 Gasspriser for LNG

<i>Råoljepris (USD/fat)</i>	18	25	35
Gasspris Zeebrugge, øre/Sm ³	54	81	117
Gasspris for LNG i Zeebrugge, øre/Sm ³	61,5	88,5	124,5
Gasspris for LNG fra Melkøya, øre/Sm ³	57	98	158

5.4.3 Konklusjon for priser på LNG

Basert på den begrensede markedsinformasjonen ovenfor har NVE lagt til grunn gasspriser for LNG levert hhv. fra Zeebrugge og Melkøya som vist i Tabell 2.12.

5.5 Priser på CNG i Norge

Naturgass til CNG-produksjon vil i prinsippet kunne hentes på steder der man kan ta gass ut fra eksportrørene. Det kan gjøres på, eller i nærheten av, gassterminalene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden, og senere også på Aukra og Melkøya. Så langt foreligger det planer om CNG-skipninger fra en ny industripark i Gismarvik, like ved Kårstø, som Tysvær kommune ønsker å bygge ut.

For innkjøp av gass til CNG har NVE lagt til grunn Kårstø-priser som vist i Tabell 2.11.

6 Lønnsomhetsvurdering av transportalternativer

I dette kapitlet benyttes de beregnede kostnadene for gasstransport (Kap. 4) og energiprisene (Kap. 5) til å vurdere lønnsomheten for de aktuelle transportløsningene for naturgass (beskrevet i Tabell 2.5).

6.1 Grenland

Grenland strekker seg fra Langesund til Porsgrunn og Skien og omfatter kommunene Skien, Porsgrunn, Siljan og Bamble. Regionen har om lag 100 000 innbyggere og er kjennetegnet av industriklyngen på begge sider av Frierfjorden. Denne består først og fremst av Yaras (Hydro Agri inntil 25.03.04) gjødselproduksjon på Herøya, Noretyl, Hydro Polymers' anlegg på Rafnes og Borealis' anlegg på Rønningen syd for Rafnes.

Virksomhetene produserer kunstgjødsel og ulike plastprodukter på basis av våtgass.

Våtgass har hittil blitt fraktet med skip. Industrien har imidlertid undersøkt mulighetene for å bygge et rør fra Kårstø som frakter både våtgass og tørrgass til regionen. Utover råstoff til eksisterende brukere vil dette muliggjøre ny gassbasert virksomhet og naturgass til dekning av energibehovet hos større brukere i regionen.

6.1.1 Gassaktører i Grenlandsindustrien

Yara Porsgrunn har flere fabrikkenheter på Herøya som omfatter i hovedsak en ammoniakkfabrikk (530 000 tonn/år), to fullgjødsel­fabrikker (samlet kapasitet på 1,9 mill. tonn/år), en kalksalpeterfabrikk (800 000 tonn/år) og en salpetersyrefabrikk (1,1 mill. tonn/år). Virksomhetene har om lag 430 ansatte.

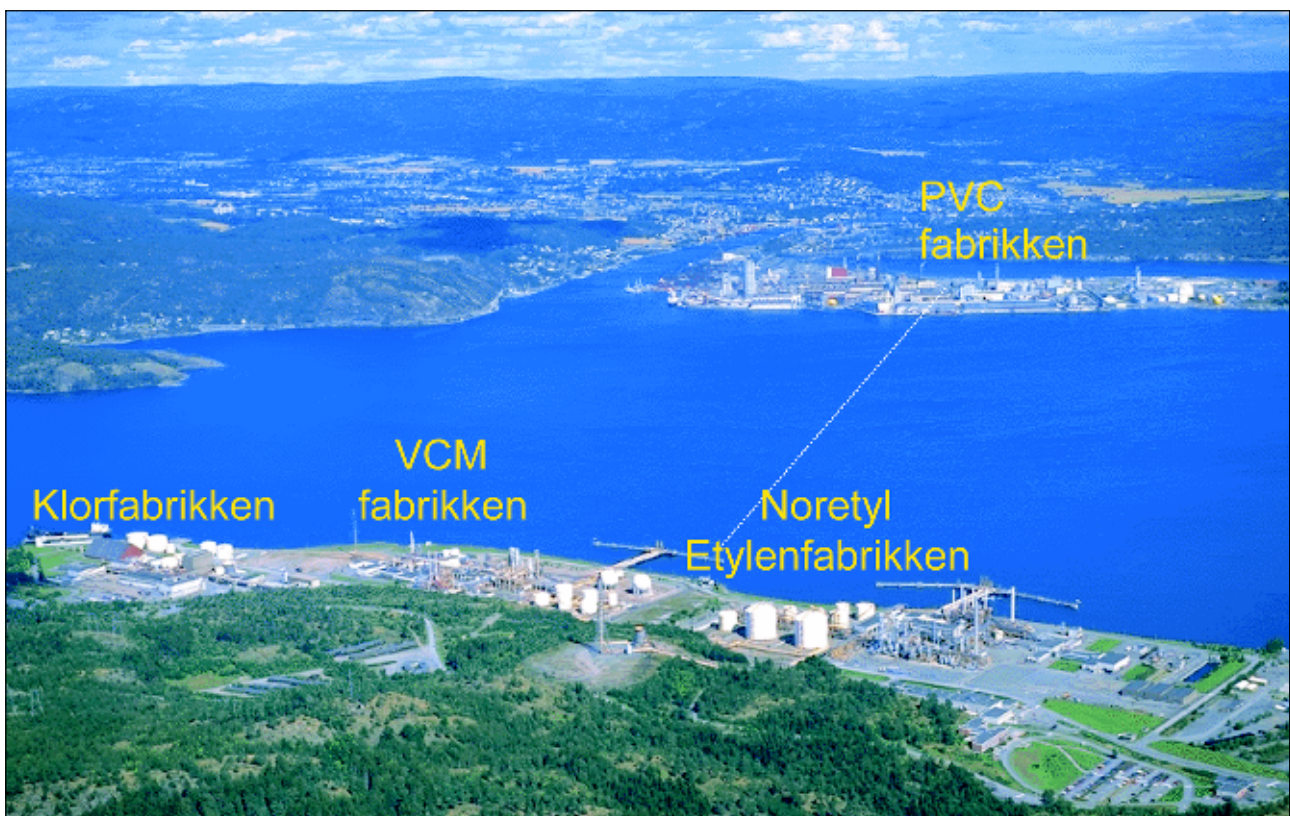
Hydro Polymers har virksomheter både på Herøya (PVC-fabrikk) og på Rafnes (klor og vinylkloridfabrikk, VCM). Et 3500 meter langt rør for transport av våtgass forbinder anleggene. PVC-produksjonen er på til sammen 150 000 tonn/år, mens klor, VCM og ulike andre produkter fra anleggene på Rafnes til sammen står for 765 000 tonn/år.

Virksomhetene sysselsetter til sammen om lag 315 personer.

Borealis produserer primært polyetylen og polypropylen eller materialer der disse plasttypene inngår. Råstoffene etylen og propylen hentes fra Noretyls anlegg som ligger ved siden av Borealis.

Noretyl eies 50 prosent av Norsk Hydro og 50 prosent av Borealis. Noretyl eier den såkalte crackeren på Rafnes, dvs. produksjonsenheten som omdanner etan til eten (etylen) og propan til propen (propylen). Noretyl leverer således råstoff til Hydro Polymers og Borealis, til sammen 450 000 tonn etylen og 70 000 tonn propylen pr. år. Selskapet Noretyl AS ble opprettet i 2001, men virksomheten har eksistert siden 1977. Noretyl sysselsetter om lag 160 personer.

Naturgass Grenland AS ble opprettet i 2002 for å distribuere og selge naturgass i Grenland og eies av Statoil, Hydro, Skagerak Energi og Gasnor. Selskapet har beregnet at deler av varmemarkedet vil kunne konverteres til naturgass i et omfang på om lag 17 MSm³ årlig. Videre vil visse industrikunder og nye kundegrupper øke dette volumet i ulik grad avhengig av betalingsvillighet. Selskapet ønsker i første omgang å satse på en LNG-løsning, primært for å utvikle markedet lokalt forut for bygging av



Figur 2.7 Industrien på Rafnes og Herøya

Kilde: Norsk Hydro

gassrør, sekundært som en selvstendig forsyningsløsning.

Skagerak Energi er den dominerende regionale netteieren og elektrisitetsprodusenten (eid 66 prosent av Statkraft og 34 prosent av kommunene i området). Selskapet har levert inn forhåndsmelding for bygging av gasskraftverk i Grenland. Forhåndsmeldingen skisserer et kraftverk av størrelse 400 – 1000 MW, som kan være både med og uten løsninger for CO₂-håndtering. Gassbehovet til et eventuelt kraftverk er ikke tatt med i den grunnleggende lønnsomhetsberegningen. Gasskraft er i stedet gjenspeilet i sensitivitetsanalyser, og da er det tatt utgangspunkt i gasskraft uten CO₂-håndtering. Et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil på grunn av lavere virkningsgrad trenge om lag 20 prosent mer gass for å produsere den samme kraftmengden.

Når det gjelder gassforsyning til industrien i Grenland, er det viktig å skille mellom tørrgass og våtgass (se Definisjoner og data lengst bak i rapporten). Til nå har alle aktørene basert sine virksomheter på våtgass som råstoff, dvs. etan og LPG. Deler av industrien kan gå over til bruk av tørrgass som råstoff, noe som antas å gi vesentlige kostnadsbesparelser. Det finnes følgende mulige transportløsninger for gass til Grenland:

1. Et rør for våtgass (alene) gjør at sammensetningen av råstofftilgangen opprettholdes som i dag, men med utvidet kapasitet. Våtgass benyttes ikke til alminnelig forsyning eller gasskraftverk. Alternativet gir ikke realistiske muligheter når det gjelder å forsyne Oslofjordområdet/Østfold med gass.
2. Et tørrgassrør vil ivareta behovet for den delen av industrien som kan bruke tørrgass som råstoff. Det vil muliggjøre ny virksomhet som f.eks. bioprotein, gass til alminnelig forsyning og gasskraftverk. Tørrgass kan føres videre til Oslofjordområdet/Østfold.
3. Et såkalt kombirør, som transporterer både våtgass og tørrgass i ett rør og separerer de ved mottaksanlegget i Grenland, vil i prinsippet ivareta alle Grenland-aktørenes behov, og også muliggjøre gassforsyning til Oslofjordområdet/Østfold.
4. Tørrgasstransport i form av LNG og CNG, som vil gi samme muligheter som 2.

6.1.2 Volumer og betalingsvillighet for gasstransport

NVE har etter grundig vurdering i samarbeid med industrien i Grenland valgt å vurdere transportløsningene til Grenland på basis av volumene beskrevet

Tabell 2.13 Gassvolumer til Grenland

	Tørrgass (MSm ³ /år)	Våtgass (ktonn/år)
Stor industri	510	Etan: 650 LPG: 170
Mindre brukere	50*	
<i>Sum</i>	<i>560</i>	<i>820</i>

* Dette volumet er antatt faset inn 5 år etter driftsstart for gassrøret

vet i Tabell 2.13 og betalingsvilligheten for transport skissert i avsnittene under. Dette utgjør det som videre vil refereres til som *basisalternativet*.

Gitt en gasspris som industrien vurderer som akseptabel, har industrien signalisert villighet til å inngå en langsiktig forpliktelse om kjøp av gass over 15 år. For industrien ligger det et gevinstpotensial i å bytte fra etan/LPG til metan (tørrgass) som råstoff i deler av produksjonen. En slik omstilling kan skje i dagens fabrikker uten betydelige investeringer.

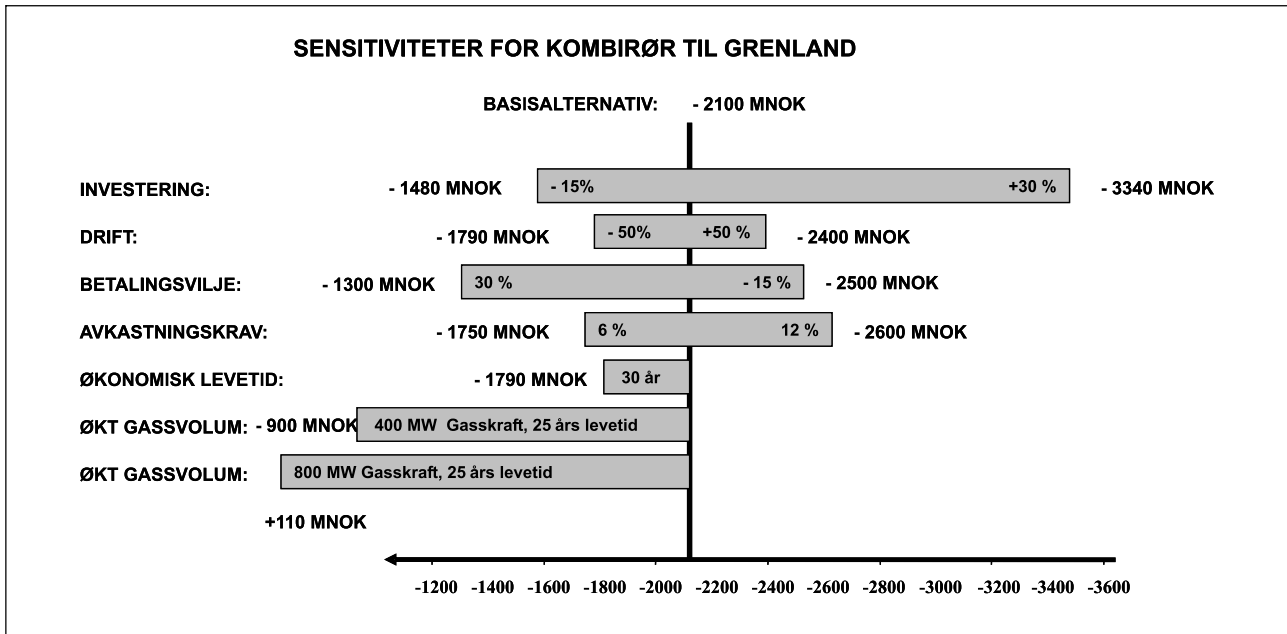
En vurdering av hvilke gasspriser en alternativt kan oppnå i det europeiske gassmarkedet, er et utgangspunkt for å beregne betalingsvilligheten for bruk av kombirøret. En gunstig beliggende større industriell gasskunde på Kontinentet er beregnet å måtte betale en transportkostnad på om lag 23 øre/Sm³. I lønnsomhetsberegningene nedenfor er det brukt 25 øre/Sm³ som anslag for betalingsvilligheten.

Mens man for tørrgass regner transportkostnader i øre/Sm³, regnes det for våtgass gjerne i kr/tonn. Til grunn for beregning av industriens betalingsvillighet for våtgasstransport er valgt 165 kr/tonn, noe som tilsvarer forventet fremtidig kostnad for skipstransport av våtgass levert fra Kårstø til Rafnes.

6.1.3 Lønnsomhetsvurdering for kombirør

Lønnsomheten for kombirøret er beregnet med basis i en kalkulasjonsrente på 8 prosent og en økonomisk levetid på 20 år. Det regnes ikke med noen restverdi av røret ved utløpet av levetiden. De årlige driftskostnadene er estimert til 1,5 prosent av investeringen, det vil si 62 MNOK pr. år. Som gasspris fra Kårstø er det benyttet 66 øre/Sm³ (se Kap. 5.3) og som estimat for betalingsvillighet for transport er det brukt 25 øre/Sm³ tørrgass og 165 kr/tonn våtgass (se Kap. 6.1.2).

Gitt et gjennomsnittlig fremtidig oljeprisnivå på 25 USD/fat gir beregningen at et kombirør til



Figur 2.8 Vurdering av lønnsomhet for et kombirør til Grenland

Grenland vil ha en nåverdi på om lag -2100 MNOK. Negative nåverdier forteller at et prosjekt er ulønnsomt, desto større det negative tallet er i absoluttverdi, desto mer ulønnsomt er prosjektet. Nåverdien i basisalternativet vitner således om et svært tapsbringende prosjekt. For å oppnå en positiv nåverdi kreves 64 øre/Sm³ i betaling for tørrgass-transport (gitt konstant betalingsvillighet for våtgasstransport).

En rekke faktorer påvirker lønnsomheten i prosjektet, noe som er illustrert i Figur 2.8, der de enkelte faktorenes påvirkning på nåverdien undersøkes, mens de andre beholdes som i basisalternativet. Figuren viser konsekvenser for nåverdien av endringer i forutsetningene.

Følgende vurderinger er gjort av de enkelte elementenes innvirkning på lønnsomheten:

- *Investeringsestimater.* En besparelse i rørleggingsprosjektet på 15 prosent i forhold til estimert investeringskostnad vil bedre nåverdien med om lag 620 MNOK til om lag -1480 MNOK, mens en overskridelse på 30 prosent gir en nåverdi på om lag -3340 MNOK, en forverring på om lag 1240 MNOK.
- *Driftskostnader.* Lønnsomheten for kombirøret er lite følsomt overfor driftskostnadene. Selv betydelige endringer i disse kostnadene gir relativt beskjedne endringer i nåverdien.
- *Betalingsvillighet for transport.* Basisalternativet tar utgangspunkt i en betalingsvillighet for transport som må oppfattes å være relativt lav. Dersom man hever betalingen for transport

med 30 prosent, jevnt fordelt mellom tørrgass og våtgass, vil nåverdien ved 8 prosent avkastning forbedres med om lag 800 MNOK til om lag -1300 MNOK. Lønnsomheten for røreier er følsom for endring i betalingsvilligheten for transport, men det kreves en betydelig (og urealistisk høy) økning i denne betalingsvilligheten for å få et lønnsomt prosjekt.

- *Avkastningskrav.* NVE legger samme rentenivå som Finansdepartementet (jf. FIN Veileder av 2000) til grunn for samfunnsøkonomiske analyser av vannkraftprosjekter (8 prosent). Om infrastruktur sier NVE at avkastningskravet til hovednett for kraft settes til 6 prosent og for gassnett til 8 prosent. Til sammenligning tar staten utgangspunkt i et avkastningsnivå på 7 prosent som underlag for tariffing av Norled, dvs. den samlede gassinfrastrukturen på kontinentalsokkelen. Her er imidlertid investeringene i stor grad sikret ved langsiktige avtaler for salg av gass, dvs. også avtaler for utnyttelse av kapasiteten i rørsystemet. Dersom man oppnår tilsvarende lange leveringsavtaler til brukerne i Grenland, vil det være et argument for å redusere avkastningskravet til 7 prosent. En reduksjon av avkastningskravet til 6 prosent vil gi en prosjektøkonomisk nåverdi på om lag -1750 MNOK (en forbedring på om lag 350 MNOK), mens en økning til 12 prosent vil redusere nåverdien med om lag 500 MNOK, til om lag -2600 MNOK.

- *Økonomisk levetid.* Et gassrør til Grenland baserer seg på industrivirkosomhet i begge ender av røret. Det hefter usikkerhet ved om det finnes interesserte gasskjøpere i Grenlandsområdet og om Kårstø kan levere de ønskede mengder av etan og LPG i en tidshorisont på over 20 år fra oppstartstidspunktet til et gassrør. Selv om et gassrør vil kunne ha en lengre teknisk levetid, styrker dette bruken av 20 års økonomisk levetid i lønnsomhetsberegningene. Økonomisk levetid på 30 år for kombirøret gir en nåverdi på om lag -1790 MNOK (en forbedring på om lag 310 MNOK), det vil si at rørets lønnsomhet i begrenset grad avhenger av den økonomiske levetiden som legges til grunn. Økning av den økonomiske levetiden alene kan ikke gi et lønnsomt prosjekt.
- *Kapasitetsutnyttelse.* Transporterte volumer i basisalternativet utnytter bare 22–23 prosent av tørrgasskapasiteten i kombirøret (samtidig som rørdimensjonen og dermed investeringskostnaden er nødvendig for å opprettholde våtgasskapasiteten i røret). Dette er en hovedårsak til den manglende lønnsomheten. Dersom en antar at det fases inn et gassforbruk tilsvarende et 800 MW gasskraftverk (om lag 1100 MSm³) 5 år etter oppstart av kombirøret, og rørets økonomiske levetid dermed forlenges til totalt 25 år, vil det bedre lønnsomheten betydelig (det fordrer imidlertid at også gasskraftprodusenten betaler 25 øre/Sm³ for gasstransporten). Beregnet nåverdi vil i dette tilfellet forbedres med om lag 2210 MNOK, til om lag 110 MNOK, dvs. at kombirøret så vidt blir lønnsomt. Til sammen vil industrien og gasskraft da utnytte om lag 66 prosent av tørrgasskapasiteten. Kombirøret vil altså fortsatt kunne stille transportkapasitet til rådighet for andre store brukere, både i Grenland og i prinsippet til resten av østlandsregionen. Dersom gasskraftverket bare betaler 15 øre/Sm³ for transport, vil et forbruk tilsvarende 800 MW etter 5 år likevel bedre gassrørets nåverdi til om lag -700 MNOK, en forbedring på 1400 MNOK.

Diskusjonen over viser at det kun er betydelige økninger i omsatt gassvolum som kan bringe prosjektøkonomien for kombirøret opp på et lønnsomt nivå.

6.1.4 Lønnsomhetsvurderinger av tørrgassløsninger

Når man vurderer tørrgassløsninger, er det innledningsvis verd å minne om at slike løsninger ikke er

et transportalternativ for våtgass, noe som innebærer at skipstrafikken med våtgass til Grenland vil opprettholdes.

Tørrgassrør

Industriens tørrgassbehov kan dekkes ved hjelp av et 16" tørrgassrør fra Kårstø. I følge Aker Kværner representerer dette et investeringsbehov på om lag 2750 MNOK. Med en maksimal kapasitet på 2350 MSm³ årlig vil et slikt rør også kunne betjene gasskraftverk og/eller forlenges til andre deler av Østlandet.

For et samlet gassvolum på 560 MSm³ betyr dette en transportkostnad på om lag 59 øre/Sm³. Denne kostnaden er langt høyere enn industriens forventede betalingsvillighet for transport av gass.

Gitt en betalingsvillighet på 25 øre/Sm³ for transporten i røret og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et tørrgassrør om lag -1800 MNOK. Tørrgassvolumene som industrien kan tenkes å forbruke på kort sikt, er med andre ord langt fra tilstrekkelige til å skape lønnsomhet i et tørrgassrør.

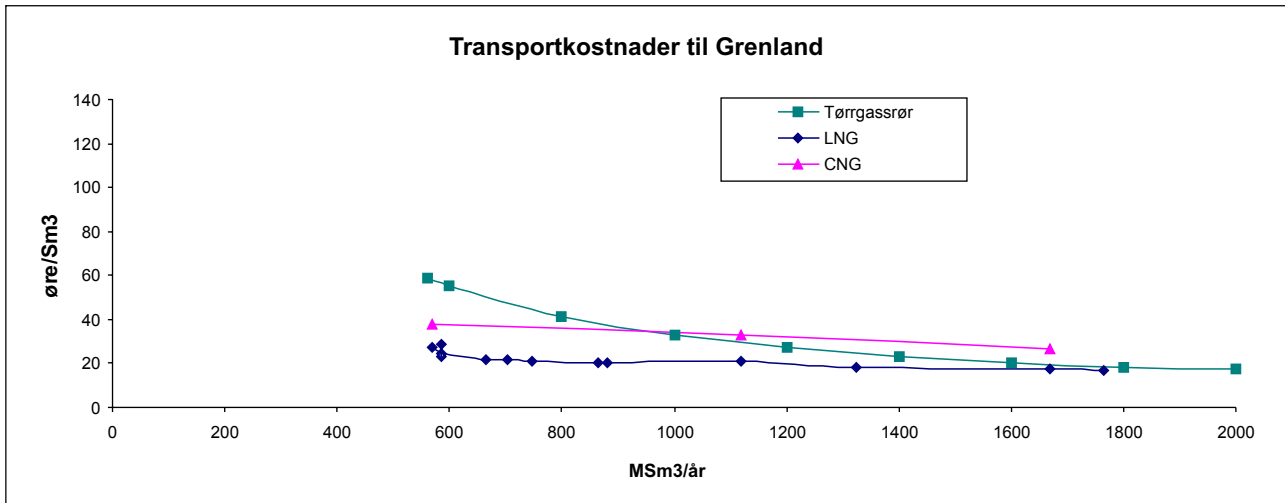
LNG

LNG er også en mulig løsning for å dekke tørrgassbehovet i Grenland. Investeringsbehovet vil variere mye med den maksimale kapasiteten man ønsker. En LNG-løsning tilpasset basisvolumet på 560 MSm³/år krever investeringer på om lag 860 MNOK, mens en løsning med maksimalkapasitet på 1760 MSm³/år vil kreve om lag 1500 MNOK. Transportkostnadene for en LNG-løsning med et årsvolum på 560 MSm³ vil ligge på om lag 28 øre/Sm³.

Betalingsvillighet for LNG-transporten vil kun være om lag 2,5 øre/Sm³, som følge av at prisen på LNG fra Zeebrugge er høyere enn prisen på rørgass fra Kårstø. Gitt en betalingsvillighet på 2,5 øre/Sm³ for transporten og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et LNG-prosjekt om lag -1400 MNOK. En slik beregning tar ikke hensyn til fleksibiliteten og mulighetene for en gradvis oppbygging av markedet i et LNG-opplegg, men er kun ment å være et sammenligningsgrunnlag i forhold til et tørrgassrør.

CNG

For forsyning av Grenland med CNG er det tatt utgangspunkt i et rørlager i Grenland og bøyelasting fra båten, med rørføring inn til rørlageret. Utstyring av en CNG-terminal i Gismarvik inngår i kostnadsanslaget. Transportkostnad for et basisvo-



Figur 2.9 Transportkostnader for tørrgassrør, LNG og CNG til Grenland

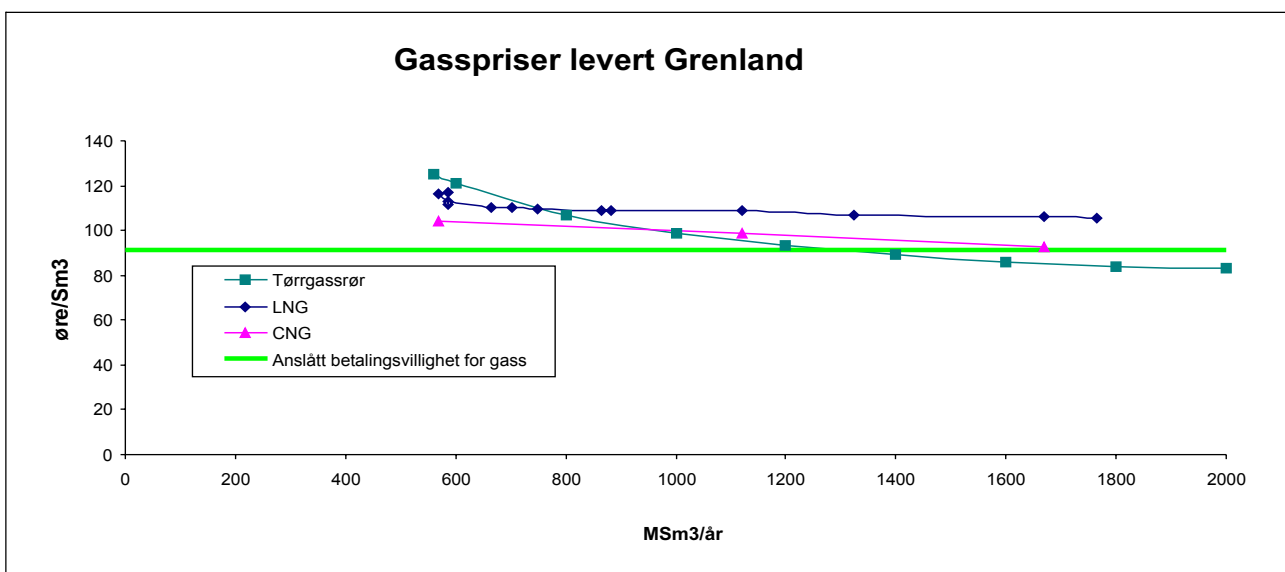
lum på 560 MSm³ er estimert til om lag 38 øre/Sm³, mens det ved et økt gassavtak tilsvarende et gasskraftverk på 400 eller 800 MW vil oppnå transportkostnader estimert til henholdsvis om lag 33 og om lag 27 øre/Sm³.

Gitt en betalingsvillighet på 25 øre/Sm³ for transporten og forutsetninger for øvrig som beskrevet i Kap. 6.1.2, blir nåverdien for et CNG-prosjekt om lag -800 MNOK. En slik beregning tar ikke hensyn til fleksibiliteten og mulighetene for en gradvis oppbygging av markedet i et CNG-oppbygg, men er kun ment å være et sammenligningsgrunnlag i forhold til et tørrgassrør.

Tørrgasspris levert Grenland

Transportkostnadskurvene for de tre alternativene er vist i Figur 2.9. Kostnadskurven for tørrgassrøret viser et kontinuerlig fall i kostnader for økende gassvolum, mens kostnadskurven for LNG har et flattere forløp. Det studerte CNG-alternativet viser jevnt synkende kostnader innenfor det undersøkte volumintervallet.

Transportkostnadene alene gir imidlertid ikke et godt bilde av hva som vil være det mest fornuftige transportalternativet for gass til Grenland. For en gassbruker i Grenland er det gassprisen ved levering som er viktig, dvs. innkjøp av gass pluss transport. Som det går frem av Kap. 5, vil gass kjøpt fra Kårstø være billigere enn LNG innkjøpt i Zeebrugge (Zeebrugge er den mest aktuelle LNG-



Figur 2.10 Gasspriser levert Grenland

kilde for brukere i Sør-Norge). Dette betyr at tørrgassrør og CNG fra Kårstø i utgangspunktet har en konkurransefordel i forhold til LNG.

Kurver for gasspris levert Grenland for de tre alternativene er plottet i Figur 2.10, sammen med antatt betalingsvillighet. Figuren gir et godt grunnlag for å diskutere de tre transportløsningene opp mot hverandre.

Faktorer som påvirker lønnsomheten

Sensitivitetene i lønnsomheten for et tørrgassrør vil være i størrelsesorden de samme som sensitivitetene for et kombirør (se Figur 2.8). Følgende vurderinger er videre gjort av lønnsomheten for de forskjellige transportløsningene for tørrgass:

- *Beste transportløsning.* Som det fremgår av figuren, er CNG gunstigst opp til årsvolumer på om lag 1000 MSm³. For høyere volumer enn dette ser en rørløsning ut til å være gunstigst. LNG har marginalt lavere gasspris levert bruker for volumer i området 5–600 MSm³/år enn et tørrgassrør. Dersom volumene øker opp mot 800 MSm³/år, vil et tørrgassrør tilby lavere gasspris enn LNG. På grunn av relativt flat kostnadskurve vil ikke LNG, uansett volum, kunne tilby en pris som tilsvarer den anslåtte betalingsvilligheten.
- *Lønnsomhet.* Analysen finner ikke noe prosjektøkonomisk lønnsomt alternativ for å forsyne Grenland med dagens tørrgasspotensial (560 MSm³). Et tørrgassrør gir en nåverdi på om lag -1800 MNOK i basisalternativet. Ved en økonomisk levetid på 30 år bedres nåverdien til om lag -1680 MNOK. Et alternativ basert på CNG synes å være bedre ved dette volumet, men vil fortsatt ikke være lønnsomt.
- *Betalingsvillighet for transport.* Både tørrgassrør, CNG- og LNG-løsninger vil i prinsippet kunne dekke industriens behov for tørrgass. Men industrien vil ikke kunne betale nok til å dekke den høye transportkostnaden som oppstår på grunn av det lave transporterte volumet i basisalternativet.
- *Kapasitetsutnyttelse.* Gitt en transportpris på 25 øre/Sm³ synes om lag 1300 MSm³ å være en nedre grense for en prosjektøkonomisk lønnsom tørrgasstransport, og gassrør vil være den beste teknologien. Basisvolum pluss et tilleggs volum tilsvarende gassforbruket i et 800 MW gasskraftverk vil således kunne gi et lønnsomt prosjekt (det fordrer imidlertid at også gasskraftprodusenten betaler 25 øre/Sm³ for gasstransporten). Til sammen vil industrien og gasskraft da utnytte om lag 71 prosent av tørr-

gasskapasiteten, og tørrgassrøret vil altså fortsatt kunne stille transportkapasitet til rådighet for andre store brukere, både i Grenland og i prinsippet til resten av østlandsregionen.

- *Investeringskostnad.* I forhold til rørløsninger representerer LNG og CNG et lavere investeringsbehov. I motsetning til rør har elementene i slike ruter (skip og tankanlegg) også alternativ verdi i annenhåndsmarkedet. Investeringsbehovene for LNG/CNG er i størrelsesorden 1000–2000 MNOK lavere enn for et tørrgassrør. Dette beløpet kan betraktes som en opsjonspremie man betaler for fremtidig transportkapasitet knyttet til tørrgassrør (utover 560 MSm³ årlig). Både alternativverdi og redusert investeringsbehov gir LNG-/CNG-løsningene en lavere risikoprofil enn investeringer i gassrør.
- *Usikkerhet.* Aker Kværners kostnadsanslag hviler på erfaringer fra en rekke gjennomførte rørrprosjekter. Marinteks anslag er i større grad satt sammen av bransjemessige erfaringstall. LNG-ruter av en slik størrelse og karakter som Marintek beskriver, er hittil bare bygget i beskjedent omfang. Det er derfor naturlig å anta at det knytter seg større usikkerhet til datagrunnlaget for LNG enn det gjør for rør. CNG-transport som beskrevet over, er ikke utprøvd tidligere og representerer derfor større kostnadmessig usikkerhet enn de alternative teknologiene. Aktører har også vurdert CNG-løsninger til Grenland med retur av CO₂ for deponering. Slike tekniske løsninger innebærer en rekke utfordringer som ikke har blitt vurdert gjennom NVEs arbeid.

6.1.5 Vurdering av tørrgassrør vs kombirør

Kombirøret og tørrgassrøret har flere felles kostnadskomponenter, i første rekke knyttet til leggekostnadene og landfallskostnader. I hovedsak er det kostnadene knyttet til fraksjonering på Rafnes, modifikasjonskostnader på Kårstø og økningen fra 16" til 18" rørdiameter som utgjør merkostnaden, til sammen om lag 1400 MNOK, for et kombirør.

Gjennom betalingen for transport bør våtgasskundene i Grenland kunne forrente denne merinvesteringen. Alternativkostnaden for sjøtransport av 820 000 tonn våtgass med en transportkostnad på 165 kr/tonn (samme tall som forutsatt i basisalternativet) er om lag 135 MNOK/år. Dette innebærer at våtgasskundene forrenter investeringene knyttet til rørtransport av våtgass med om lag 7,3 prosent, gitt en levetid på 20 år. Dette tilfredsstiller i utgangspunktet ikke avkastningskravet på 8 pro-

sent, men det er markert bedre enn lønnsomheten for et tørrgassrør alene.

En annen måte å betrakte dette på, er å se valget mellom rørene fra perspektivet til en tørrgasskunde. Ved valg av et tørrgassrør vil betalingen for transport som må til for å oppnå lønnsomhet, være om lag 59 øre/Sm³, mens den ved valg av et kombirør vil være 64 øre/Sm³. Gitt den benyttede våtgasstariffen på 165 kr/tonn vil altså et kombirør gi en noe dyrere tørrgass til Grenland.

Kombirøret vil forventningsvis føre til bedre regularitet, bortfall eller reduksjon i kostnader knyttet til mottak og lagring av våtgass og tilførsel av metan som brenngass. Slike faktorer kan tyde på at betalingsvilligheten for våtgasstransport i kombirøret kan være noe høyere enn forutsetningen som er gjort. Videre tilfører et kombirør industrien i Grenland større muligheter enn et tørrgassrør og innebærer større miljøgevinster.

Dersom en bestemmer seg for å investere i et gassrør til Grenland, har en akseptert å investere i et prosjekt som viser dårlig lønnsomhet. Et kombirør tilbyr en tilleggstjeneste for transport av våtgass i forhold til tørrgassrøret, en tjeneste som viser markert bedre prosjektøkonomisk lønnsomhet (7,3 prosent) enn et tørrgassrør alene, og som i tillegg gir miljøgevinster og fordeler for industrien. Gitt at et gassrør til Grenland blir besluttet, er det således gode grunner for at dette bør være et kombirør.

6.1.6 Gassrør Gøteborg – Grenland

En alternativ forsyningsmulighet for Grenland/Østlandet er et gassrør som strekker seg fra Danmark til Gøteborgområdet. Å hente gass fra det svenske gassnettet via et gassrør fra Gøteborg til Grenland kan ses i et nordisk forsyningsperspektiv, der norske energibrukere i første omgang forsynes med gass via Sverige, mens man lengre frem i tid kan koble sammen en rørforbindelse Kårstø – Grenland – Gøteborg for gasseksport fra Norge. Dette kan bli aktuelt dersom etterspørselen etter gass i Sverige øker. Det vil også kunne aktualisere et rør mellom Gøteborg og Stockholm.

Gassrøret mellom Danmark og Gøteborg er designet for et årsvolum på 3000 MSm³ gass, hvorav om lag en tredjedel utnyttes i dag. Skal designkapasiteten utnyttes fullt ut, trengs imidlertid tilleggsinvesteringer i ny kompressorkapasitet i Malmøområdet.

Et rør Gøteborg – Grenland vil være om lag 255 km langt (mens avstanden Kårstø – Grenland er om lag 462 km). Kostnader knyttet til landfall vil være forholdsvis store i begge endene av røret. For

å illustrere kostnadsforskjeller kan man ta utgangspunkt i erfaringstall fra Aker Kværner. For et 16" rør vil forskjell i rørdistanse innebære et investeringsanslag for Gøteborg-alternativet på i størrelsesorden 1700 MNOK, noe som kan gi en prosjektøkonomisk transportpris for røret på i størrelsesorden 33 øre/Sm³. Disse tallene er bare ment som en indikasjon, kompliserte bunnforhold, krysninger og kommersielle forhold kan skape betydelige avvik.

Å beregne en gasspris levert Grenland krever en vurdering av sannsynlige gasspriser levert fra Danmark, betaling for transport av gassen gjennom Danmark og Sverige, samt kostnader for gassrør Gøteborg – Grenland. En grov vurdering basert på levering av 560 MSm³ til Grenland, er at det kan være mulig å oppnå en kostnad ned mot om lag 11 øre/Sm³ for transport gjennom Sverige til Gøteborg samt om lag 33 øre/Sm³ for transport i et nytt gassrør mellom Gøteborg og Grenland, til sammen om lag 44 øre/Sm³. Gitt at det kan oppnås såpass gode betingelser i eksisterende og nytt rør, samt at en kan oppnå en gasspris i Danmark som kan konkurrere med gasspris ut fra Kårstø, så kan gassforsyning til Grenland fra Gøteborgområdet være et alternativ til tørrgassrør og CNG-/LNG-alternativene beskrevet i Kap. 6.1.4. Det er imidlertid lite som tyder på at et slikt rør (fra Gøteborg til Grenland) vil kunne være prosjektøkonomisk lønnsomt, det vil kreve urealistisk billig gasstransport og lav gasspris.

Forsyningsløsningen med rør fra Gøteborg henger nært sammen med fremtidig norsk gasseksport og utvikling av gass- og elektrisitetsforsyningen i Norden. En slik løsning har interessante perspektiv, men en realisering er avhengig av mange forhold som pr. i dag er usikre.

6.1.7 Grenrør til brukere rundt Oslofjorden

Et gassrør til Grenland gjør det mulig å frakte tørrgass videre til andre områder med energibruk av en viss størrelse. Her er studert mulighetene for videre rørtransport av tørrgass til Kristiansand, Østfold, Vestfold, Drammen og Oslo.

Resonnementet er gjort med følgende forutsetninger:

- Volumene representerer brukere som realistisk kan konvertere til bruk av rørgass på litt sikt, dvs. at en i realiteten vil måtte regne med lavere volumer i en oppstartsfase
- Ekstra volum som selges gjennom grenrørene vil redusere transportkostnadene (det gir et større volum å fordele total kostnadene på) også i røret til Grenland. Transportkostnadene for

Tabell 2.14 Hoveddata for mulige endepunkter for et grenrør

	Betalingsvillighet (øre/Sm ³)	Lengde grenrør (km)	Utgangspunkt	Volum (MSm ³)
Kristiansand	150	10	Hovedrør	50
Østfold	149	100	Grenland	92
Vestfold	204	40	Østfold	29
Drammen	204	60	Vestfold	23
Oslo	204	75	Vestfold	45
<i>SUM</i>				239

kombirør med grenrør er beregnet til 55 øre/Sm³ ved maksimalt volum solgt gjennom grenrør (240 MSm³, se Tabell 2.14). Dette estimatet brukes for enkelthets skyld for alle grenrørene (transportkostnaden vil ligge i intervallet 55–64 øre/Sm³)

- Samlet pris for gass levert fra Grenlandsrøret blir derfor 121 øre/Sm³ (66 øre/Sm³ fra Kårstø, se Kap. 5.3)
- Bunnforhold i rørtraséene ligger til rette for legging av grenrør
- Lave landfallskostnader

Hoveddata for mulige endepunkter for et grenrør fra Grenlandsrøret er samlet i Tabell 2.14. Tallene i kolonnen «Betalingsvillighet» varierer med hva slags energibærere gassen vil konkurrere med og i hvilken grad disse har avgiftsfritak. Kolonnen «Utgangspunkt» angir hvor det aktuelle grenrøret starter.

Et grenrør fra et kombirør til Kristiansand kan være problematisk, fordi våtgassandelen kan skape problemer med utfelling og ansamling av væske i grenrør og hos kjøpere av gassen.

Figur 2.3 benyttes for å beregne transportkostnadene for de forskjellige grenrørene. Tabell 2.15

beregner kostnad for gass levert ved landfall i endepunktet (dvs. eksklusive lokal distribusjon) for de forskjellige forsyningsmulighetene og sammenligner denne med estimert betalingsvillighet for gass i endepunktet.

Sammenligner en den skisserte betalingsvilligheten i endepunktet med kostnaden for gass levert i endepunktet (de to siste kolonnene i Tabell 2.15), ser en at grenrør videre fra Grenlandsrøret ikke vil stå seg økonomisk (med et mulig unntak for Kristiansand), og ikke vil kunne bidra til å bedre totaløkonomien i et gassrør mellom Kårstø og Grenland. Dersom transportkostnaden i røret Kårstø – Grenland kommer ned mot 25 øre/Sm³ (for eksempel som følge av økt transportert volum), viser denne beregningen at det da kan lønne seg å legge grenrør til Østfold og Kristiansand.

Denne konklusjonen vurderes å gjelde både for kombirør og tørrgassrør, da differansen i prosjektøkonomisk transportkostnad i basisalternativet bare er 5 øre/Sm³.

6.1.8 Muligheter for vekst i behovet for naturgass

For nær sagt alle forsyningsalternativene til Grenland gjelder at transportvolumet som kreves for å

Tabell 2.15 Kostnad og betalingsvillighet for levering av gass ved endepunkt for grenrør

	Volum (MSm ³)	Gasspris levert fra Grenlandsrør (øre/Sm ³)	Transportkostnad grenrør (øre/Sm ³)	Kostnad for levering av gass (øre/Sm ³)	Betalingsvillighet i endepunkt (øre/Sm ³)
Østfold	92	121	60	181	149
Østfold/Vestfold	121	121	165	286	204
Østfold/Vestfold/Drammen	144	121	245	366	204
Østfold/Vestfold/Oslo	166	121	165	286	204
Østfold/Vestfold/Drammen/Oslo	189	121	354	475	204
Kristiansand	50	121	30	151	150

oppnå lønnsomhet, er langt høye enn det markedet kan ta unna på kort sikt. Dersom markedspotensialet på årsbasis kan økes med 500–1000 MSm³, til aktører med en akseptabel betalingsvillighet, ville forsyningen av gass kunne bli lønnsom. Nedenfor er det beskrevet noen muligheter for en slik økning i volum.

Eventuelle grenrør videre fra Grenland vil representere en økning i transportert volum, men som det fremgår av Kap. 6.1.7, viser en del av disse svak lønnsomhet. Potensialet for volumøkning fra grenrør vurderes å begrense seg til Kristiansand og Østfold, dvs. en økning på opptil 150 MSm³/år.

Av nye kategorier gassbrukere er bioproteinproduksjon nevnt. Slik produksjon har funnet sted på Tjeldbergødden i flere år, dog i forholdsvis liten skala, siden det hittil har dreid seg om forsøksproduksjon. Hvor raskt bioprotein kan komme, hvor mye gass den vil etterspørre (tall på 150 MSm³ har vært antydnet) og hvilken betalingsvillighet den eventuelt kan vise til, er usikkert.

Gasskraft synes å være den mest åpenbare gassbruker i tillegg til eksisterende industri. Gasskraftaktørene (aktører med konsesjon) peker på dårlig lønnsomhet og usikre rammebetingelser på miljøsidan som begrunnelse for ikke å investere i verkene på Kårstø og Kollsnes så langt. Grenland har en ulempe i forhold til gasskraft på Kårstø/Kollsnes, i og med at gassen må transporteres lenger, til en høyere kostnad, og det foreligger ingen konsesjon for gasskraftverk i Grenland.

6.2 Ruter for LNG og CNG

Lønnsomheten for LNG- og CNG-ruter henger nært sammen med hvor raskt man makter å bygge opp marked/avtak av gassvolumer. Jo raskere man får utnyttet kapasiteten det er investert i, desto raskere kan transportkostnadene komme ned på gunstige nivåer. I tillegg til dette er det viktig å velge et ruteopplegg der kombinasjonen av utnyttelse (store gassvolum), antall leveringssteder (færrest mulig) og betalingsvillighet (høyest mulig) er god.

Opprettelse av ruter innebærer store utfordringer knyttet til samtidighet i beslutningsprosesser. Litt forenklet kan man si at initiativtaker/investor/eier av en rute må ha langsiktige avtaler om gasskjøp og gassleveranser, gjort avtaler om mottaksanlegg og eventuell videredistribusjon, kontrahere skip, ha på plass finansiering, organisasjon mm. innenfor et relativt begrenset tidsvindu. Rutenes langsiktige karakter og bruk av utradisjonelle teknologiske løsninger, i tillegg til et krevende energimarked, innebærer betydelig risiko. Til tross for at

lønnsomheten for en rute kan se positiv ut på papiret, finnes det derfor viktige barrierer.

Operasjon av LNG-ruter vil være basert på avtaler med en viss tidshorisont mellom selger og kjøper av gass og mellom eier og befrakter av skip. Det vanlige er å inngå langsiktige kontrakter, såkalte tidscertepartier, i forbindelse med utbygging av nye gassprosjekter, slik som Snøhvit. Som del av kontrakten kontraheres det normalt dedikert tonnasje til å utføre transporten. Kontraktperioden er typisk 15–20 år, tilsvarende avskrivningstiden på prosessutstyr og skip.

Dersom det først er etablert ruter, vil det være lettere å utvikle omfanget av dem. Først og fremst vil dette gjelde inntil eksisterende kapasitet er fullt utnyttet, og man står overfor en beslutning om kjøp av flere skip.

Litt avhengig av distanse og antall leveringssteder kan et LNG-fartøy på 6000 m³ levere gassvolum på 180–220 MSm³ årlig, hvilket er tilstrekkelig, i hvert fall i en oppbyggingsperiode, til å betjene flere av de aktuelle rutealternativene i Norge. Tilsvarende vil CNG-skipet beskrevet i Kap. 4.4 kunne levere et volum på om lag 300 MSm³ til Oslofjorden. Men med bare ett enkelt fartøy oppstår en usikkerhet med hensyn til regularitet og forsyningssikkerhet. Dersom det ikke finnes annen tonnasje å spille på i en periode med avbrudd, f.eks. ved dokking eller mindre uhell, vil potensielle kunder kunne velge bort alternativer basert på båttransport. Dersom man kan utløse flere ruter med skip av samme type, f.eks. Sørlig og Nordlig rute, vil denne problemstillingen kunne løses.

Så langt er det gasselskapene som enten eier eller kontrollerer LNG-kjedene i Norge. Dette er også hovedbildet internasjonalt. Selskapene produserer gjerne LNG i egne anlegg, transporterer med innleid skips- eller tankvognkapasitet og distribuerer fra egne tankanlegg som gjerne befinner seg på kundens grunn. Utover det å stille grunn, evt. kai til disposisjon, er ikke kundene involvert i gasshåndteringen. Langt på vei opplever kundene gassleveransene som om de kom fra et rørnett. Årsakene til dette mønsteret er i første rekke at LNG-håndtering av sikkerhetshensyn krever spesialkompetanse og at gasselskapene selv vil beholde ansvar og kontroll. Videre ligger et engasjement i gassterminaler utenfor kundenes kjernevirksomhet. I tillegg vil et nytt terminalanlegg representere nye markedsmuligheter i tillegg til den primære kunden, og disse nye mulighetene er det primært gasselskapet som er interessert i.

Sesongvariasjoner i energibruken hos mottakere av gass byr også på utfordringer. Brukere av gass til fiskeolje/fiskemel og fjernvarmeproduk-

sjon kan være eksempler. En løsning vil være om det finnes gasskunder som sesongmessig utfyller hverandre. Alternativt må det bygges inn ekstra kapasitet i skip/lageranlegg, eller avtales bruk av alternative energibærere i perioder der kapasitetsgrensene i ruten overskrides.

Ruter planlegges på tvers av landegrensene. For eksempel finnes det potensielle gasskunder på strekningen Strømstad – Malmø som i sum er større enn markedet i Sør-Norge. Derfor kan man raskt ende opp i en situasjon der et svensk marked danner grunnlag for LNG- eller CNG-forsyning til store eller mindre deler av markedet i Sør-Norge. Å se mulighetene for forsyning i et nasjonalt perspektiv alene gir ikke et godt bilde av mulighetene. Derfor er det viktig at myndighetene samarbeider over landegrensene slik at forutsetninger for effektive gassforsyningssystemer etableres.

6.2.1 Aktører i det norske gassmarkedet

Det finnes allerede en rekke aktører med interesse for et innenlands gassmarked.

Statoil er største gassselger fra den norske kontinentalokkelen. Selskapet har også tilgang på naturgass på alle behandlingsterminaler i Norge, inkludert LNG-anlegget på Melkøya. Statoil har tidligere vært sentral i forsyning av gasselskapene på både Haugalandet og i Bergen, men i de siste par årene har Shell inngått de fleste nye kontraktene med norske distribusjonsselskap, i første rekke Gasnor, Naturgass Vest og Lyse Gass. Statoil synes å være det mest aktive av oljeselskapene på eiersiden i de regionale gassdistribusjonsselskapene, og med etableringen av selskapet LNG Norge kan Statoil bli en naturgassleverandør til industri og andre kunder langs norskekysten.

Gasnor, Naturgass Vest og Lyse Gass har i varierende grad, og med ulike tekniske løsninger (inkludert LNG), bygget lokal og regional gassinfrastruktur. Naturgass Trøndelag har i flere år arbeidet med distribusjonsløsninger for gass i Trondheim, først og fremst med utgangspunkt i et gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn, men også med LNG-løsninger.

Utover disse selskapene er det i løpet av de senere år blitt etablert en rekke gasselskap med lokal og regional forankring. I denne gruppen finner en Naturgass Grenland, Naturgass Sør, Sogn og Fjordane Energi Gass, Naturgass Møre, Naturgass Øst, Haugaland Gass og Gasspartner. Det finnes også tegn på at en viss omstrukturering vil skje, f.eks. har det pågått forhandlinger om sammenslåing av Gasnor og Naturgass Vest.

LPG-selskapene er også viktige aktører. I det norske markedet finner en primært Statoil, Hydro-Texaco, Shell og AGA. Der gass, både naturgass og LPG, har prosessstekniske fortrinn for brukeren, f.eks. til tørkeprosesser, har bruken av LPG økt i de senere årene. Kunder med slike behov vil være attraktive for selgere av begge gasstyper.

Integrerte olje- og gasselskaper har flere hensyn å ta når det gjelder sine roller i det norske gass- og energimarkedet. Det er f.eks. viktig for selskapene å sørge for at satsingen på gass bygger opp under selskapenes markedsposisjon som energileverandør for øvrig. Dermed er det naturlig å legge til grunn at satsing på gass vil skje så lenge det leder til forbedret markedsposisjon. En kan ikke forvente at en kommersiell aktør vil investere for å konkurrere ut sine eksisterende energileveranser.

Som et nytt alternativ vil gass bidra til en skjerpet konkurranse blant energileverandørene. Skal selgere av naturgass lykkes med å få solgt store volum, innebærer dette sannsynligvis et visst press på prisene på alternative energibærere, og dermed på betalingsvilligheten for gassen. F.eks. vil leverandører av LPG sannsynligvis presse ned sine priser for å beholde kunder som får tilbud om å kjøpe naturgass, slik drivhusbransjen på øyene i Boknafjorden nå opplever. På Jæren vil gassbrukere kunne velge mellom rørbåren gass fra Lyse eller LNG levert av Gasnor. Dette er det første eksemplet på gass-gass konkurranse i Norge

6.2.2 utfordringer ved kjøp av LNG til LNG-ruter

I Kap. 5 ble priser på rørgass, LNG og CNG diskutert. Større volum LNG må hentes ved store LNG-terminaler. Melkøya, Zeebrugge og Isle of Grain antas som nevnt å være de mest aktuelle.

Fra ulike hold, bl.a. Statoil i forbindelse med LNG Norge, har man foreslått Snøhvit som utgangspunkt for distribusjon av LNG langs kysten. I denne sammenhengen er det viktig å minne om at dersom salg av LNG til LNG-rutene skal være interessant for eiere av Snøhvitgass, bør følgende forutsetninger være oppfylt:

- Gassprisene bør gi gasseier like stor fortjeneste som ved salg til de alternative markedene i USA og på Kontinentet
- Fleksibiliteten som er oppnådd gjennom investeringen i LNG må opprettholdes, slik at det ikke oppstår operasjonelle begrensninger som hindrer at den til enhver tid høyeste pris kan oppnås
- Små LNG-skip som eventuelt skal laste på Melkøya, operasjonelt kan planlegges inn i pro-

grammet uten at dette skaper logistikkproblemer for lasting av store LNG-skip

Mesteparten av Snøhvitgassen (5700 MSm³/år) er allerede solgt til amerikanske og spanske kjøpere. Man forventer imidlertid en noe høyere produksjon (5 – 10 prosent) etter at anlegget er innkjørt. Slik marginalproduksjon kan imidlertid ikke selges før man har fått tilstrekkelig driftserfaring, noe som kan ta flere år etter oppstart annet halvår 2006. De store LNG-tankskipene som skal eksportere gassen fra Snøhvit, har kapasitet utover 5700 MSm³/år, og eksisterende kunder har opsjoner på kjøp av gass utover dette volumet.

Markedsforhold, kontraktmessige forhold og logistiske utfordringer knyttet til Snøhvit LNG kan skape betydelige hindringer for et norsk kystgasskonsept. I kontrast til dette har Statoil etablert LNG Norge med et uttalt mål om å vurdere mulighetene til å markedsføre LNG fra Snøhvit i Norge.

Fra Zeebrugge, eventuelt Isle of Grain, synes det realistisk å få til avtaler om LNG-leveranser. Det kan skje gjennom kommersielle bytteforretninger (LNG leveres i bytte med innmating av gass i et avtalt punkt på Kontinentet) eller rene kjøp av LNG ved terminalene. Man antar videre at mindre LNG-skip kan benytte samme kai og kaiutrustning som store LNG-tankere, og dermed unngå behov for spesielle terminalinvesteringer.

6.2.3 *Utfordringer ved salg av LNG i LNG-ruter*

For en potensiell investor i en LNG-rute er det forhold som vil være spesielt viktige; den relativt store og mangeartede risikoen knyttet til investeringen, samt vanskeligheten med å oppnå en gasspris opp mot den enkelte gasskjøpers maksimale betalingsvillighet.

De enkelte risiki er beskrevet i de foregående kapitlene, men vil kort oppsummeres her:

- Ny teknologi, LNG-ruter av den størrelsesorden som vurderes her finnes ikke i dag
- Behovet for samtidighet i beslutninger (investeringer, kontrakter, finansiering, organisasjon)
- Lange kontraktsperioder på kostnadssiden (innleie av skip, engroskjøp gass), kortere kontrakter på inntektssiden (gassalg)
- Behov for back-up kapasitet (forsyningssikkerhet) ved for eksempel havari eller problemer ved gassterminal
- Mulighet for priskonkurransen mot eksisterende energibærere
- Mulighet for endringer i rammebetingelser, som miljøavgifter eller kvoteplikt for naturgass

Ruter for LNG har et særpreg når det gjelder prisdannelsen for gass til sluttbrukere, som skyldes at volum pr. leveringssted er viktig for å oppnå lønnsomhet i den totale LNG-ruten. Den enkelte gasskjøper vil kun vurdere om sin egen situasjon vil forbedres ved å konvertere til gass, mens operatøren av LNG-ruten vil måtte vurdere lønnsomheten på hvert anløpssted (om produktet av volum og priser for anløpsstedet som helhet forsvarer at LNG-skipet leverer på dette stedet). Denne asymmetrien kompliserer vurderingene av hvilken pris det vil være mulig å oppnå for gassen, og det er ikke gjort forsøk på å studere dette nærmere her. Det vurderes imidlertid som utfordrende å prisdifferensiere i stor grad mellom de enkelte sluttbrukerne av gass på et anløpssted (for å realisere deres maksimale betalingsvillighet), enten dette gjøres av operatøren av LNG-ruten eller gjennom et lokalt distribusjonsselskap ved anløpsstedet. Den oppnåelige fortjenesten i en LNG-rute vurderes således å måtte være betydelig lavere enn det den maksimale betalingsvilligheten hos hver enkelt kunde skulle tilsi.

6.2.4 *LNG – Sørlig rute (Egersund – Oslo)*

Som redegjort for i Kap. 3, peker flere brukere eller områder langs Oslofjorden og i Skagerak seg ut som aktuelle for mottak av LNG. Disse har utkrysallisert seg på grunnlag av studier av teknisk potensial samt undersøkelser som NVE har utført angående betalingsvillighet hos nøkkelbrukere.

For Grenland er vurderingen at man her enten får en løsning som dekker industriens gassbehov med forholdsvis store volumer, eller så vil LNG benyttes til konvertering av elektrisitets- og oljeforbruk etter samme mønster som de øvrige mottaksstedene. Dersom en LNG-løsning velges for transport av tørrgass til industrien i Grenland, vil en slik løsning innebære et eget mønster med liten grad av integrasjon med det som her er kalt Sørlig rute, fordi båtene blir av en størrelse som ikke gir god økonomi ved mange og små anløp. Tabell 2.16 viser steder, oppbyggingstakt og gassvolumer som er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene.

Marintek har kostnadsberegnet en rekke rutealternativer basert på forutsetningene over. LNG hentes i Zeebrugge. Kostnadstallene inkluderer lagerkostnader på mottakssted, men ikke kostnader for videre distribusjon. For investeringer i skip og mottaksanlegg er det lagt til grunn 8 prosent kalkulasjonsrente og 20 års økonomisk levetid.

For et årsvolum på 150 MSm³ er transportkostnaden anslått til 45 – 55 øre/Sm³, mens den for et

Tabell 2.16 LNG-volumer for Sørlig rute

LNG volumer	Ved oppstart (MSm ³)	5 år etter oppstart (MSm ³)
Østfold	85	92
Oslo	0	45
Drammen	0	23
Vestfold	5	29
Lista	10	10
Egersund	10	16
Kristiansand	20	50
<i>Sum basis volumer</i>	<i>130</i>	<i>265</i>
Grenland uten Kom-birør	20	50
<i>Sum Sør Norge</i>	<i>150</i>	<i>315</i>

årsvolum på 315 MSm³ er anslått til 35–50 øre/Sm³.

For å vurdere lønnsomheten for slike ruter, er det tatt utgangspunkt i estimert maksimal betalingsvillighet for LNG-transporten hos de potensielle kundene. Betalingsvilligheten er beregnet som beskrevet i Figur 2.1. For Sørlig LNG-rute vurderes den maksimale betalingsvilligheten for gass-transport på de enkelte anløpsstedene å variere mellom 65–115 øre/Sm³ for gass levert mottaksanlegg. Årsaken til den store spredningen i betalingsvillighet er at de enkelte sluttbrukerne av energi i dag benytter forskjellige energibærere og i forskjellig grad har fritak for avgifter på fyringsolje, samt noe variasjon i lokale distribusjonskostnader.

Ettersom den maksimale betalingsvilligheten hos kundene gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene, er mulighetene for lønnsomhet tilstede. Hvorvidt risikoen i et slikt opplegg er akseptabel og hvilke gasspriser levert anløpssted en investor i en LNG-rute evner å realisere er imidlertid ikke forsøkt besvart her.

6.2.5 LNG – Nordlig rute (Trondheimsfjorden – Nordland)

Som redegjort for i Kap. 3, peker flere brukere eller områder fra Trondheimsfjorden, langs Helgelandskysten til Narvik seg ut som aktuelle mottakere av LNG. I likhet med for Sørlig rute har disse utkrystallisert seg på grunnlag av undersøkelser som NVE har utført angående energibruk og betalingsvillighet hos nøkkelbrukere.

For gassbrukere i området rundt Trondheimsfjorden er det lagt til grunn en utvikling uten gassrør mellom Tjeldbergodden og Skogn. Videre er det antatt at gassbrukere utenom Fosen og Trondheim forsynes mest kostnadseffektivt fra andre kilder enn LNG fra en Nordlig rute.

Nordlig rute kunne også ha inkludert gassbrukere på kysten av Møre og Romsdal, og ville med det sannsynligvis kunne vise høyere volumer og lavere transportkostnader. Disse er ikke inkludert fordi det allerede foregår LNG-utbygging med eksisterende kommersielle avtaler mellom Hydro Aluminium på Sunndalsøra og Naturgass Vest og fordi man ikke har oversikt over hvilke regionale forsyningsperspektiver som ligger i utbyggingen av Ormen Lange med ilandføring av gass til Aukra.

I Bodø finnes et visst marked for gass, i første rekke til bruk innen fiskeforedling. På grunn av forholdsvis store sesongsvingninger og lav betalingsvillighet fordi slik industri ikke betaler fulle miljøavgifter på dagens energibruk, er dette markedet ikke tatt med.

I Narvik finnes også et visst gassmarked lokalt. De mest interessante utviklingsmulighetene her ligger imidlertid i gasseksport til brukere i Sverige. LKAB på Malmberget tenker seg å utnytte jernbaneforbindelsen som i dag brukes til malmtransport og utskipning fra Narvik til transport av LNG. I LKABs virksomhet gir gass prosessstekniske fordeleler, som sammen med høye gassvolum (om lag 20 MSm³/år) og effektiv LNG transport kan gi interessante forretningsmuligheter. Det finnes også andre aktuelle industribrukere i Nord-Sverige og Finland som kan være interessante, med et anslag for totalmarkedet på sikt på om lag 100 MSm³/år.

Tabell 2.17 viser steder, oppbyggingstakt og gassvolumer som er lagt til grunn for lønnsomhetsberegningene.

Marintek har kostnadsberegnet en rekke rutealternativer basert på forutsetningene over. LNG er i beregningene forutsatt hentet på Melkøya, selv

Tabell 2.17 LNG-volumer for Nordlig rute

LNG volumer	Ved oppstart (MSm ³)	5 år etter oppstart (MSm ³)
Trondheim	15	15
Fosen	15	15
Rana	23	25
Mosjøen	10	10
Narvik	25	70
<i>Sum basisvolumer</i>	<i>88</i>	<i>135</i>

om Zeebrugge kan være et mulig alternativ. Kostnadstallene inkluderer lagerkostnader på mottakssted, men ikke kostnader for videre distribusjon.

For et årsvolum på 88 MSm³ er transportkostnaden anslått til 70–80 øre/Sm³, mens den for et årsvolum på 135 MSm³ er anslått til 55–65 øre/Sm³.

For å vurdere lønnsomheten i disse rutene, er det tatt utgangspunkt i maksimal betalingsvillighet for LNG-transporten hos de potensielle kundene. Betalingsvilligheten er beregnet som beskrevet i Figur 2.1. For Nordlig LNG-rute vurderes den maksimale betalingsvilligheten for gasstransport til å variere mellom 90–115 øre/Sm³ gass levert mottaksanlegg på de enkelte anløpsstedene. Årsaken til at betalingsvilligheten vurderes å være høyere for Nordlig enn for Sørlig rute, er i hovedsak at Nordlig rute ikke inkluderer treforedlings- eller fiskemelindustri som begge har relativt lav betalingsvillighet (på grunn av fritak for avgift på fyringsoljer).

Ettersom den maksimale betalingsvilligheten hos kundene gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene, er mulighetene for lønnsomhet tilstede. Hvorvidt risikoen i et slikt opplegg er akseptabel og hvilke gasspriser levert anløpssted en investor i en LNG-rute evner å realisere er imidlertid ikke forsøkt besvart her.

6.2.6 Konklusjon LNG – ruter

LNG-rutene i denne utredningen skisserer to mulige distribusjonsopplegg for LNG, ikke konkrete prosjekter slik tilfellet er for et gassrør mellom Kårstø og Grenland. Videre er det en større spredning i betalingsvillighet hos de enkelte kundene, og gasspris for den enkelte kunde vil være et resultat av konkrete prisforhandlinger som er vanskelige å spå utfallet av. Å legge frem lønnsomhetsvurderinger i form av nåverdiberegninger er på denne bakgrunn ikke like hensiktsmessig.

NVEs analyser viser at den maksimale betalingsvilligheten for transport av LNG i både Nordlig og Sørlig rute gjennomgående ser ut til å ligge høyere enn transportkostnadene. Dermed er mulighetene for å skape lønnsomme LNG-ruter i utgangspunktet tilstede.

Det er usikkert i hvilken grad slike prosjekter vil kunne møte krav til kapitalavkastning og et akseptabelt risikonivå hos en privat aktør. I praksis vil det bare være aktører som selv undersøker forretningsmuligheter som kan avgjøre om det er et akseptabelt forhold mellom risiko og lønnsomhet i LNG-rutene. Det finnes flere aktører som vurderer deltakelse i slike prosjekter.

Fra flere hold har man pekt på Snøhvit LNG som utgangspunkt for gassleveranser til norske kjøpere. NVEs analyser viser at det finnes flere hindringer mot dette, bl.a. at norske gasskjøpere mest sannsynlig må kunne tilby priser som gjen speiler et relativt høyt amerikansk prisnivå.

Trolig vil LNG-ruter i både Nord- og Sør-Norge inkludere utenlandske brukere, i første rekke i Sverige. Dermed vil det svenske gassvolumet bidra til å redusere transportkostnadene for gass levert i Norge.

6.2.7 CNG – ruter

CNG kan representere et forsyningsalternativ til LNG. Aker Kværner har beregnet transportkostnader for et CNG-konsept, med Gismarvik i Rogaland som forsyningsterminal. Kun forsyning av Sør-Norge med CNG er vurdert her.

I likhet med LNG-rutene er det vanskelig å anslå kostnader uten å ha konkretisert forsyningsrutene. Som et utgangspunkt antas det at man med ett skip og tre leveringspunkter i Sørlig rute kan komme ned i transportpris på om lag 54 øre/Sm³. Det er neppe sannsynlig at man vil vurdere CNG-ruter for gassvolum mindre enn 150 MSm³/år.

De laveste transportkostnadene vil kunne oppnås dersom Østfold kommer som et tillegg til større leveranser i Grenland, jf. Kap. 6.1.4. En kombinasjon av Grenland og Østfold med samlede gassvolumer i størrelsesorden 600 – 1000 MSm³ vil kunne muliggjøre transportpriser i området 35 – 40 øre/Sm³.

I likhet med LNG-rutene vil markedet i Sør-Sverige være aktuelt for en CNG-rute.

6.3 Andre gassrørløsninger

I Kap. 6.1 ble gassrør til Grenland vurdert for å illustrere muligheten for gasstransport av store volumer over relativt lange avstander. I dette kapitlet vurderes fremføring av gass i rør til større byer med beliggenhet nær de norske gassterminalene, det vil si rørtransport av mindre volumer over relativt begrensede avstander. I denne sammenhengen er det valgt å se på noen konkrete prosjekter i Hordaland og i Sør-Trøndelag. Vurderingene er basert på Econs beregninger av teknisk potensial for gassbruk, samt Aker Kværners kostnadsmatrise for gassrør. Gassprosjektene er tidligere vurdert og kostnadsberegnet av kommersielle aktører. NVEs vurderinger representerer nye overslag for kostnadstall og markedsgrunnlag, og de tidligere beregningene brukes som sammenligningsgrunnlag.

6.3.1 Gassrør for forsyning av Bergensområdet

I 1998/99 gjennomførte Naturgass Vest, med støtte av OED/NVE, en studie knyttet til muligheten for å forbinde Kollsnes og Bergen med et gassrør, også omtalt som «Bergensrøret». Sammendragsrapporten fra denne studien er tilgjengelig på internettssidene til Naturgass Vest (www.naturgass.no).

For å vurdere lønnsomheten i et slikt rør, må rørkostnadene ses i sammenheng med hvilke gassvolumer som potensielt skal fraktes i røret. Fra Naturgass Vests markedsstudie angis et oppstartvolum på 15 MSm³ og et totalmarked på 36,5 MSm³. Dette er noe lavere enn Econs vurdering av det tekniske potensialet i Bergensområdet, men Econs vurdering inneholder områder som ikke vil nås med et Bergensrør (Vaksdal, Os, Austevoll med flere). NVE har derfor i den videre vurderingen valgt å bruke Naturgass Vests markedspotensieller, noe som leder til valg av et 6" gassrør inn til Bergen.

NVE har gjort en vurdering av investeringskostnader for 42 km med 6" høytrykksrør fra Kollsnes til Laksevåg etter den ruten som Naturgass Vest har valgt i sitt prosjekt. Investeringskostnadene for røret er beregnet til om lag 215 MNOK

(omtrent på linje med Naturgass Vest, som i sin utredning konkluderte med om lag 235 MNOK (1998-kroner)). I NVEs vurdering er det antatt at landfallskostnader på Kollsnes vil være om lag 50 MNOK og at tilsvarende landfallskostnader i Bergen vil være 20 MNOK.

Transportkostnadene i et 6" rør er beregnet gitt kalkulasjonsrente på 8 prosent og økonomisk levetid på 20 år. Ved et volum i området 15 – 20 MSm³ vil transportkostnaden ligge i området rundt 150 øre/Sm³. Øker volumet opp til om lag 36 MSm³, vil transportkostnaden synke til om lag 70 øre/Sm³.

Betalingsvilligheten for transport av naturgass i Bergen er anslått til å ligge i området 60 – 110 øre/Sm³ avhengig av energibærerne som skal konverteres. Med et oppstartvolum i Bergen på om lag 15 MSm³ vil det ikke være lønnsomhet i prosjektet. Volumet må økes vesentlig ut over det som i dag er lagt inn i som et realistisk markedspotensial for området, for å sikre lønnsomhet i et gassrør fra Kollsnes til Bergen.

På bakgrunn av vurderingen over bekrefter dette konklusjonen i Naturgass Vests utredning fra 1998/99 om at lønnsomheten i et rør fra Kollsnes til Bergen med de potensielle gassvolumene som er avdekket, blir for dårlig uten at store brukere kommer med og sikrer høyt volum.



Figur 2.11 Gassrør fra Kollsnes til Bergen

6.3.2 Gassrør Tjeldbergodden – Trondheim

Gass fra Tjeldbergodden kan betraktes som en mulig kandidat for gassforsyning til Trondheim via et dedikert gassrør. Det realiserbare volumet i Trondheim på relativt kort sikt er anslått til 15 MSm³ (et tilsvarende potensial regnes realiserbart på Fosen). Et slikt gassrør vil ha en lav kapasitet, ha en lengde på anslagsvis 100 km og vil måtte legges på vanddyp ned til 450 m. NVE anslår at dette vil gi en transportkostnad for et rør som langt overstiger 100 øre/Sm³. Videre må det også betales for transport i Haltenpipe (gassrøret mellom Heidrun-plattformen og Tjeldbergodden) samt en gasspris som reflekterer alternativ anvendelse på Tjeldbergodden, Heidrun-feltet eller eksport til Kontinentet. Til sammen vurderes dette til ikke å kunne konkurrere med eksisterende forsyning av energibærere til Trondheimsområdet. Det vil heller ikke å kunne konkurrere med den småskala LNG-forsyning fra Tjeldbergodden til Trondheim som eksisterer pr. i dag eller en eventuell Nordlig LNG-rute. Gassforsyning via rør til Trondheim vil først kunne bli økonomisk forsvarlig dersom det kan legges et grenrør fra et større gassrør til et gasskraftverk på Skogn.

6.3.3 Gassrør Kollsnes – Mongstad

Statoil og eierne av Troll-feltet vurderer et mulig kraftvarmeanlegg i forbindelse med raffineriet på Mongstad. Hensikten med anlegget er å levere damp og varme til raffineriet og elektrisitet til Troll-anleggene, der kraftbehovet vil øke i fremtiden.

I følge Hordaland Olje og Gassenter (HOG) planlegges anlegget med kapasiteter på 250 MW elektrisitet og 350 MW varme. Anlegget vil forbruke om lag 700 MSm³ naturgass årlig, og forventes å få en totalvirkningsgrad på 70–80 prosent.

For å drive kraftvarmeanlegget trengs tilførsel av tørrgass fra Kollsnes gjennom et nytt rør. Siden et slikt rør i prinsippet også kan forsyne andre brukere både på og i nærheten av Mongstad, vurderer HOG kapasiteter og rørdiametre utover behovet kraftvarmeverket har alene, for at virksomheter i omlandet til Mongstad også skal få dra nytte av et

slikt gassrør. Alternative rørstørrelser er beskrevet i Tabell 2.18.

Kraftvarmeverket er omtalt som «Energiverk Mongstad», og man forventer et beslutningsunderlag ferdig i løpet av våren 2005.

Ut fra Econs potensialberegninger er det maksimale fremtidige gassforbruket i Nordhordland-/Hafs-området om lag 23 MSm³. Dette omfatter først og fremst nye mulige anvendelser på Mongstad og eventuelt Hydros anlegg i Høyanger. Distribusjon videre til Høyanger eller andre industribedrifter i området vil øke investeringene betydelig.

Investeringene i fremføring av 10" rør med landfall vil ligge i området 330 – 610 MNOK, avhengig av landfallskostnadene og eventuelle investeringer i kompresjonskapasitet på Kollsnes. Dette gir en kapasitet på om lag 700 MSm³. Dersom ønsket økning i gassleveransen kun er 23 MSm³, bør sannsynligvis en trykkøkning i røret velges fremfor en økning i rørdimensjonen, noe som i liten grad vil endre transportkostnadene.

For å forsvare investeringen i å øke diameteren i et eventuelt gassrør til Mongstad, bør markedsgrunnlaget i området rundt Mongstad-anlegget være betydelig høyere enn de 23 MSm³ som NVE har identifisert.

7 Samfunnsøkonomi

I de foregående kapitlene er det regnet prosjektøkonomisk på de ulike transportprosjektene og tatt utgangspunkt i de kostnader og inntekter en investor i infrastruktur vil oppleve. I dette kapitlet vil de aktuelle alternativene for transportløsninger for naturgass analyseres ut fra et samfunnsøkonomisk synspunkt.

7.1 Metode

En samfunnsøkonomisk nytte-/kostnadsanalyse skiller seg fra en prosjektøkonomisk analyse ved at den inkluderer virkninger som ikke er relevante fra et prosjektøkonomisk ståsted, men som er relevante for samfunnet. I en samfunnsøkonomisk analyse vil man for eksempel ta med miljøkostnadene

Tabell 2.18 Hoveddata for gassrør fra Kollsnes til Mongstad

Diameter/trykk	Kapasitet (MSm ³ /år)	Kostnad (MNOK)
10"/75 bar	700	500
12"/75–130 bar	1300–2300	600

Tabell 2.19 Miljøkostnader for utslipp til luft fra stasjonære kilder

	CO ₂ (kr/tonn)	Partikler (PM ₁₀) (kr/kg)	SO ₂ (kr/kg)	NO _x (kr/kg)
Oslo	45	2.420	14	34
Bergen	45	1.270	14	23
Trondheim	45	780	14	22
Drammen	45	910	14	20
Stavanger	45	910	14	15
Øvrige tettsteder >15.000 innbyggere	45	230	14	15
Tettsteder < 15.000 innbyggere	45	0	14	15
<i>Veid landsgjennomsnitt</i>	<i>45</i>	<i>590</i>	<i>14</i>	<i>18</i>

Kilde: Econ Analyse

i den grad disse er mulig å anslå. Ofte vil man også benytte andre kalkulasjonspriser enn i en prosjektøkonomisk vurdering, hovedsaklig fordi avgifter og risiko behandles ulikt sett fra samfunnets og bedriftenes ståsted. De største avvikene fra den prosjektøkonomiske analysen av innenlands bruk av gass og de viktigste forutsetningene for den samfunnsøkonomiske analysen drøftes kort under.

7.1.1 Avgifter på energibærere

Den samfunnsøkonomiske analysen skal benytte priser som reflekterer realøkonomiske kostnader ved å benytte ressurser i prosjektene, det vil si alternativverdien. I den prosjektøkonomiske kalkylen foran er det lagt til grunn markedspris inklusiv særavgifter. Dette omfatter bl.a. miljøavgifter på lett og tung fyringsolje. I den samfunnsøkonomiske analysen skal disse avgiftene holdes utenom og erstattes med anslag for samfunnsmessige miljøkostnader.

7.1.2 Miljøkostnader

Reduserte utslipp til luft som følge av en overgang fra andre energivarer til naturgass gir stort sett en miljøgevinst, mens økte utslipp som følge av ny eller økt aktivitet basert på gass kan medføre en økt miljøbelastning for samfunnet. ECON har verdsett miljøkostnadene knyttet til utslipp av forskjellige stoffer, som vist i Tabell 2.19. CO₂-anslaget baserer seg på internasjonal CO₂-kvotepris, tiltak i Norge vil normalt ha betydelig høyere kostnader.

Ved bruk av veid landsgjennomsnitt fra Tabell 2.19 blir miljøkostnadene ved forbrenning pr. enhet tilført energi som vist i Figur 2.12.

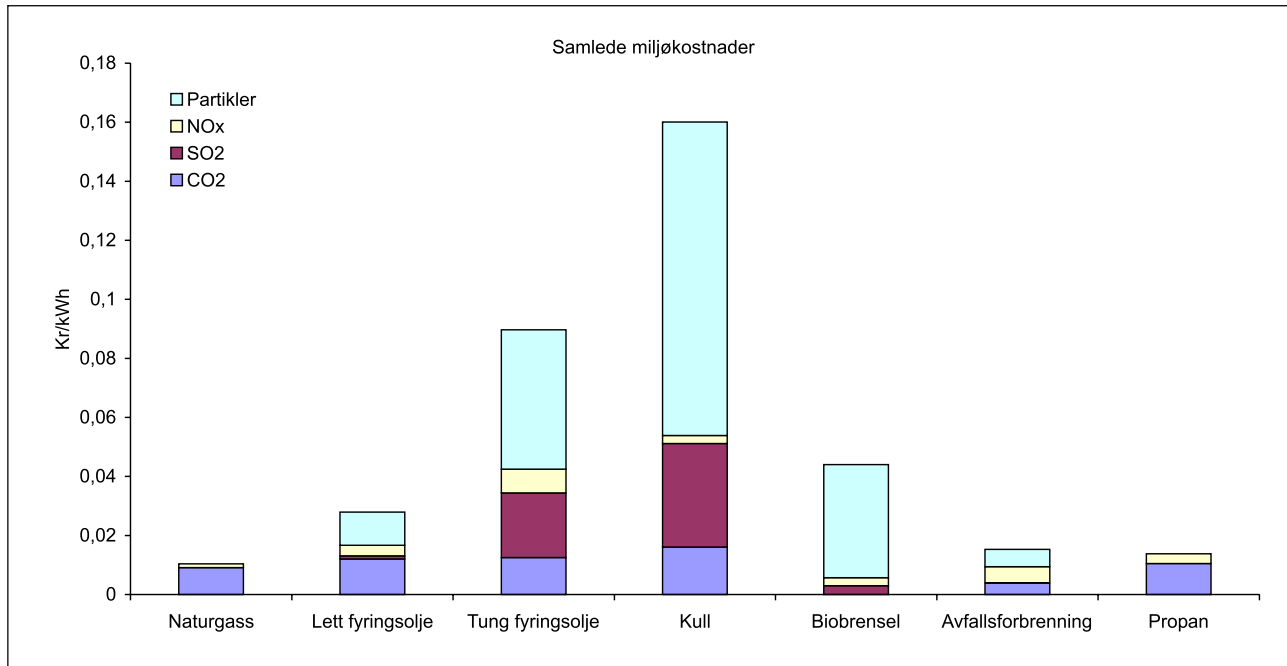
7.1.3 Utslipp forbundet med transport

Siden miljøkostnader spiller en stor rolle i den samfunnsøkonomiske analysen av innenlandsk bruk av gass, kan det argumenteres for at de relativt store utslippene knyttet til sjøtransport av energibærere (LNG, LPG, fyringsoljer, kull) bør inkluderes i analysen. Størrelsen på denne effekten må imidlertid ses i forhold til at de energibærerne som fortrennes av rørgass, vil finne veien fram til alternative markeder. Dersom hensikten med bruk av gass er å redusere innenriks bruk av fyringsolje, kan utslipp forbundet med transport av brenselet faktisk øke sett i forhold til dagens situasjon, dersom de alternative markedene er på Kontinentet.

I de samfunnsøkonomiske vurderingene av innenlands bruk av gass er netto miljøgevinst knyttet til redusert båttransport av våtgass som følge av et gassrør til Grenland tatt med i beregningene. I beregningene av konkurransedyktighet for LNG er det ikke regnet med noen besparelser i utslipp fra transport av de forskjellige energibærerne, fordi skipstransport stort sett nyttes i begge tilfeller.

7.1.4 Kalkulasjonsrente

Finansdepartementets Rundskriv R-14/99 (2000) anbefaler at det i større prosjekter gjøres egne estimater for å fastlegge kalkulasjonsrente basert på data fra aksjemarkedet. Dette har ikke vært mulig innen dette prosjektets rammer, og kalkulasjonsrenten for investeringer i gassrør og LNG er derfor



Figur 2.12 Samlede miljøkostnader ved forbrenning av utvalgte energibærere

Kilde: Econ

fastlagt direkte med bakgrunn i risikogrupper fra Finansdepartementets Rundskriv.

Med utgangspunkt i at LNG-båter har vesentlig mindre faste kostnader (og et alternativt bruksområde som i verste fall kan gi en skrapverdi) og er mer fleksible i forhold til geografisk endring av gassleveranser, kan det argumenteres for at investering i et gassrør har en høyere risiko enn i en LNG-rute. Ettersom det ikke er utarbeidet egne estimer for kalkulasjonsrente i prosjektet, har en imidlertid valgt å benytte 8 prosent kalkulasjonsrente for både gassrør og LNG. Bakgrunnen for å plassere prosjektet i høyeste risikogruppe er at de faste kostnadene utgjør en altoverveiende del av prosjektets kostnader, og at lønnsomheten i prosjekt er konjunkturutsatt.

Uansett er det grunn til å gjennomføre en sensitivitsanalyse i prosjektet med hensyn på kalkulasjonsrente. Det er derfor gjennomført en beregning med 6 % kalkulasjonsrente, men 8 % fremholdes som hovedalternativ.

7.1.5 Økonomisk levetid og restverdi

For LNG-rutene regnes det med en økonomisk levetid på 20 år. For rørinvesteringer kan det imidlertid argumenteres for at levetiden overstiger 20 år. For eksempel opereres det gasstransportrør på norsk sokkel som har prosjektert levetid på 30–50 år. Det er imidlertid usikkert om det finnes interes-

serte gasskjøpere, og om Kårstø kan levere de ønskede mengder og komposisjoner i en slik tids-horisont. Det er derfor valgt å bruke 20 års beregningshorisont for investering i både rør og LNG.

En eventuell gevinst av at gassrøret fortsatt er i drift og har en positiv inntektsstrøm etter 20 år, illustreres gjennom en restverdi for prosjektet basert på en teknisk levetid på 40 år. Denne fastsettes ved å ta utgangspunkt i en antagelse om at den opprinnelige investeringen er et uttrykk for verdien av hele prosjektet. Investeringen nedskrives lineært over 40 år, slik at en i år 20 står igjen med 2/4-deler av verdien. Denne restverdien neddiskonteres fra år 20 til investeringstidspunktet, for å finne nåverdien. Restverdien er således et konservativt anslag på en mulig, men usikker inntektsstrøm etter beregningsperioden.

7.2 Andre forhold

I prinsippet skal en samfunnsøkonomisk analyse ta hensyn til alle eksterne effekter av betydning for samfunnet som de aktuelle tiltakene medfører. Større, ny infrastruktur for naturgass kan bl.a. ha innvirkning på forsyningssikkerhet for energi, på behov for forsterking av kraftnettet, på utvikling i verdiskaping og på endring i sysselsettingen. Slike forhold er imidlertid vanskelig å tallfeste slik at de kan inngå i et økonomisk anslag. Faktorene kan

likevel være viktig for den totale vurdering av prosjektene.

7.2.1 Forsyningssikkerhet og nettkostnader

Direkte bruk av naturgass vil i første omgang hovedsakelig erstatte eksisterende petroleumsprodukter og vil dermed ha liten innvirkning på forsyningssikkerheten for elektrisk kraft. I den grad gassbasert varme etter hvert også supplerer og erstatter elektrisk oppvarming, kan nye infrastrukturprosjekt for gass ha en viss positiv effekt på kraftbalansen og dermed på forsyningssikkerheten.

Betydelig positiv innvirkning på forsyningssikkerheten for kraft kan likevel først oppnås om tilgang på gass i et nytt område utnyttes til produksjon av elektrisk kraft. Dette forutsetter imidlertid at slike prosjekter finnes lønnsomme og oppnår nødvendig aksept. Tilgang på gass i nye regioner vil også tilrettelegge for gassturbiner for midlertidig kraftproduksjon i tørrår og kan også på denne måten bidra til bedre forsyningssikkerhet.

Lokalisering av gasskraft til regioner med vekst i kraftetterspørselen kan gi besparelser i kraftnettet sammenlignet med tilsvarende økt kraftproduksjon andre steder. Ved større nærhet mellom produksjon og forbruk av kraft kan en dels oppnå redusert vekst i de framtidige nettinvesteringene, dels kan kostnader knyttet til tap i nettet reduseres. Litt forenklet kan man si at investeringer i rør/LNG/CNG kan være et alternativ til kapasitetsøkninger i sentralnettet.

Dersom anleggene av denne årsaken bidrar til å unngå eller utsette investeringsbehov i sentralnettet, er det relevant å inkludere en verdi eller inntekt som oppstår som konsekvens av investeringene i gassinfrastrukturen i en samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering.

NVE har tidligere undersøkt hva som oppnås ved innmating av gasskraft i Grenland. NVE mener det kan finnes systemmessige gevinster som hittil ikke er kvantifisert, men som i prinsippet bør kunne inntektsføres et infrastrukturprosjekt for gass.

I forbindelse med denne utredningen har Statnett levert et innspill med vurdering av nytteverdi av gasskraftproduksjon i Grenland. Statnett konkluderer med at det er nettmessige fordeler ved å lokalisere ny elektrisitetsproduksjon på Østlandet. Den største fordelene knytter seg til forsyningssikkerhet og redusert sårbarhet. Statnett uttaler at det historisk ikke har vært vanlig å tallfeste verdien av økt forsyningssikkerhet i samfunnsøkonomisk analyse. Men selv om man mangler tallmateriale,

påpeker Statnett at hensynet til forsyningssikkerhet bør tas med i vurderinger knyttet til gassrør til Grenland.

Statnett har også analysert nettmessige gevinster i form av reduserte tap og reduserte flaskehalskostnader. Til grunn for analysene er det simulert gasskraftkapasitet (400–1200 MW) i Stavanger, Grenland og Østfold. Analysene viser gevinstmuligheter, men at disse ikke er betydelige for de effektmengdene som er studert. Årsaken er at det er effektknapphet også i områder på Vestlandet slik at ny produksjonskapasitet også er gunstig her. Videre viser analysene at nettets overføringskapasitet fra Vest- til Østlandet er god i en normal-situasjon, men at økt produksjon på Østlandet vil forbedre spenningsforholdene i nettet ved høy Oslo-last.

Dersom det etableres vesentlig mer kraftproduksjon på Vestlandet, mener Statnett at det vil komme til et punkt der det får store nettmessige konsekvenser å transportere kraft fra Vestlandet til Østlandet. Det blir da nødvendig med betydelige investeringer som kunne vært unngått dersom produksjonen ble lagt til Østlandet. Statnett arbeider for tiden med å klarlegge hvor denne kapasitetsgrensen ligger.

I denne utredningen er ikke ny gasskraft lagt til grunn for de estimerte gassvolumene i basialternativet. Virkningen på kraftnettet av ny gasskraft er avhengig av en rekke usikre forhold knyttet til framtidig endring i produksjon og etterspørsel av kraft i ulike regioner. Foreløpig har en ikke kvantifisert verdien av nettvirkningene, og det er dermed ikke mulig å inkludere anslag for dette i de samfunnsøkonomiske beregningene.

7.2.2 Industriutvikling og sysselsetting

Etablering av ny infrastruktur for gass i eksisterende industriområder vil sannsynligvis bidra til økt industriutvikling og sysselsetting sammenlignet med utviklingen uten slik infrastruktur. Dels vil eksisterende produksjon i større grad kunne videreføres og utvides, dels vil en kunne få etablert ny virksomhet basert på tilstedeværende naturgass og kompetanse. Langsiktige mottaksavtaler for gass vil for eksempel i seg selv kunne bidra til stabilisering av eksisterende virksomhet.

Det er imidlertid vanskelig å gi anslag for denne virkningen i Grenland, Østfold eller andre steder, og virkning på industriutviklingen er dermed ikke tatt med i beregningene. Slike forhold bør inngå i en skjønsmessig vurdering i tillegg til beregningene.

7.2.3 Økt aktivitet som følge av introduksjon av gass

Ny aktivitet som avtar økte mengder gass, fører til at investeringer i infrastruktur for gass får bedret sin samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Slike prosjekter har imidlertid egne utslipp som må tas med i vurderingen. Selv om ny industri ikke nødvendigvis endrer etterspørselen på verdensmarkedet og dermed gir økte globale utslipp, vil utslippene kunne gi kostnader for å oppfylle norske utslippsforpliktelser, og disse kostnadene bør således inngå i en samfunnsøkonomisk beregning.

Ny industri har imidlertid også andre samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadseffekter som ikke er tatt med i betraktningen, slik at belastning av gassinfrastrukturen med disse miljøkostnadene ikke blir riktig. Dersom en anser ny industri som nødvendig for å realisere en gasstransportløsning, bør en søke å vurdere de totale samfunnsøkonomiske virkningene av prosjektene, dvs. både infrastruktur og ny industri. Det er derfor ikke gjort samfunnsøkonomiske beregninger av evt. økt aktivitet.

7.2.4 Et eksempel: Infrastruktur for gass i Danmark

Ved riktige avgifter og øvrige rammer for de ulike energibærere, kunne man tenke seg å overlata valg av energiløsninger til markedet. Energivalg som krever etablering av større, ny infrastruktur, kan imidlertid være vanskelig å få til, selv om dette vurderes som hensiktsmessig for samfunnet.

I Danmark rundt 1980 var kraftforsyningen basert på kull og varmforsyningen basert på olje, samtidig som dansk gass var ilandført. For å komme bort fra en energiforsyning totalt avhengig av import, ble det gjort et politisk valg om energiomlegging i retning av stor utbygging av infrastruktur for gass. Beslutningen ble fulgt opp ved sterke virkemidler i form av forbud, påbud, planvedtak, avgifter og utbyggingskrav. Dette politiske infrastrukturprosjektet ble fulgt aktivt opp over en 15 års periode, og miljøvirkninger ved overgang fra kull og olje ble etter hvert en viktig begrunnelse for å videreføre omleggingen. I dag er omfattende infrastruktur for gass etablert og videre utvikling overlates i større grad til markedet.

Begrunnelsen for en større politisk styrt energiomlegging i retning gass i Norge synes ikke like åpenbar som i Danmark. Kraftforsyningen og store deler av varmforsyningen er hos oss basert på innenlandske og fornybare energikilder. Muligheten for omlegging fra olje med påfølgende redu-

serte utslipp er imidlertid til stede i visse sektorer og regioner.

7.3 Gassforsyning til Grenland

Forskjellen mellom en samfunnsøkonomisk og en prosjektøkonomisk vurdering av et gassrør til Grenland (Kap. 6) består i miljøkostnader, bortfall av avgifter og forbedringer for industrien i Grenland som ikke kommer gasstransportør til gode (men tilfaller bedriftene).

I hovedsak vil gassvolumet i et rør til Grenland fortrenge bruk av våtgass som pr. i dag ikke er avgiftsbelagt. Det er kun de 50 MSm³ som på lang sikt er forutsatt levert til mindre industrielle brukere som delvis vil fortrenge avgiftsbelagte brenslere. Denne effekten vil i liten grad påvirke den samfunnsøkonomiske nåverdien, og er således utelatt fra den samfunnsøkonomiske analysen av gassrør.

Miljøgevinsten utgjøres av årlige utslippsreduksjoner fra eksisterende prosessanlegg og reduserte utslipp fra dagens sjøtransport av våtgass.

Et gassrør til Grenland vil ha positive effekter for industrien. Betalingsvilligheten for gasstransport som er lagt til grunn for den prosjektøkonomiske lønnsomhetsberegningen gir sannsynligvis lavere råvarekostnader enn det industrien har pr. i dag, i tillegg er det et potensial for forbedringer i produksjonsprosessen som følge av tilgang på tørrgass. Videre legger industrien vekt på at et gassrør til Grenland kan bety økte muligheter for å hindre nedbygging av eksisterende industri og for å videreutvikle denne, samt for etablering av ny virksomhet.

Beregningene nedenfor er gjort med de samme forutsetningene om årlig gassvolum og betalingsvillighet for gass som den prosjektøkonomiske analysen (se Kap. 6.1.2).

Beregnete utslipp og utslippsreduksjoner for å bygge og ta i bruk et nytt gassrør fra Kårstø til Grenlandsregionen er vist i Tabell 2.20. Utslippsbesparelsen for kombirør er større enn for tørrgassrør, blant annet på grunn av redusert båttransport.

Basert på miljøkostnadene i Tabell 2.19, 20 års levetid og kalkulasjonsrente på 8 prosent er nåverdien av utslippsbesparelsene beregnet til om lag

Tabell 2.20 Endringer i utslipp som følge av utbyggingsalternativer (tonn/år)

	CO ₂	SO _x	NO _x
Kombirør	-258.000	-1340	-2170
Tørrgassrør	-217.000	-689	-1127

Tabell 2.21 Samfunnsøkonomisk nåverdi for gassrør til Grenland (MNOK)

	Prosjekt- økonomisk	Nåverdi miljøeffekt	Samfunns- økonomisk
Kombirør	-2100	+ 618	-1482
Tørrgass- rør	-1822	+ 357	-1465

618 MNOK for kombirør og om lag 357 MNOK for et tørrgassrør. Den beregnede samfunnsøkonomiske nåverdien av gasstransport for kombirør og tørrgassrør blir dermed som vist i Tabell 2.21.

Tabell 2.21 viser at ingen av røralternativene er funnet å være samfunnsøkonomisk lønnsomme i et 20 års perspektiv med kalkulasjonsrente på 8 prosent. Følgende vurderinger er gjort av de enkelte elementenes innvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten:

- *Kalkulasjonsrente.* Dersom en benytter en kalkulasjonsrente på 6 prosent, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bedres til om lag -1028 MNOK og om lag -1244 MNOK for henholdsvis kombirør og tørrgassrør.
- *Restverdi.* En restverdi basert på 40 års levetid vil bedre lønnsomheten for kombirøret med om lag 350 MNOK ved 8 prosent kalkulasjonsrente og 540 MNOK ved 6 prosent kalkulasjonsrente. Tilsvarende vil et tørrgassrør få bedret sin nåverdi med 230 MNOK ved 8 prosent kalkulasjonsrente og 360 MNOK ved 6 prosent kalkulasjonsrente. Ingen av alternativene gir en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi.
- *Gevinster for industrien.* Det er også gjort en litt annen beregning av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av gassrør til Grenland, der en søker å estimere gevinstene industrien oppnår. Beregningen anslår industrien sin gevinst til 500–700 MNOK, en gevinst som ikke kommer et rørprosjekt til gode, men som det bør tas hensyn til i de samfunnsøkonomiske vurderingene.
- *Økt gassavsetning.* Det er i Kap. 6.1.3 gjennomført en beregning som inkluderer et 800 MW gasskraftverk i Grenland som fases inn etter 5 års drift av kombirøret og som øker den økonomiske levetiden for kombirøret med 5 år. Prosjektøkonomisk nåverdi for kombirøret er med denne forutsetningen forbedret fra om lag -2100 MNOK til om lag 110 MNOK (dvs. et marginalt lønnsomt gassrør). Dersom gassrørprosjektet belastes med utslippskostnader for

et gasskraftverk vil dette svekke lønnsomheten i prosjektet med om lag 1000 MNOK. Som diskutert i Kap. 7.2.3 blir det imidlertid ikke korrekt å ensidig belaste gassrørprosjektet med disse miljøkostnadene uten også å ta med andre samfunnsøkonomiske effekter av et eventuelt gasskraftverk. Mulige utvidelser av crackeren på Rafnes som vil gi økt forbruk av våtgass og en mulig bioproteinfabrikk, er eksempler på andre tiltak som kan gi økt avtak av gass. Slike prosjekt er imidlertid ikke vedtatt realisert, og den samfunnsøkonomiske verdien av disse må inkludere deres utslippskostnader og andre effekter. Tiltakene gir dermed ikke nødvendigvis forbedring av samfunnsøkonomien i rørinvesteringen.

- *LNG og CNG som alternativ til tørrgassrør.* Kap. 6.1.4 analyserer disse alternativene prosjektøkonomisk. En samfunnsøkonomisk vurdering av CNG og LNG i forhold til tørrgassrør vil følge vurderingen av tørrgassrør over, med det unntak at miljøgevinstene ved CNG og LNG vil være noe mindre fordi de ikke i samme grad vil erstatte dagens båttransport til Grenland. Nåverdien av denne differansen i miljøgevinsten anslås til om lag -100 MNOK i basisalternativet (560 MSm³/år). CNG og LNG vil således ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomme løsninger for gass til Grenland. Som i den prosjektøkonomiske analysen fremstår CNG som det samfunnsøkonomisk mest attraktive alternativet for transport av 560 MSm³ tørrgass til Grenland, men for årsvolum nærmere 1000 MSm³ og oppover vil et tørrgassrør fremstå som best.

7.4 LNG-ruter

I forhold til den prosjektøkonomiske analysen av Nordlig rute og Sørlig rute for LNG er det i hovedsak én forskjell som vil endre lønnsomheten i en samfunnsøkonomisk vurdering, nemlig at miljøavgifter erstattes av beregnede miljøkostnader. Som illustrert i Tabell 2.22 slår disse effektene forskjellig ut for de enkelte energibærerne. Miljøgevinstene ved substitusjon til LNG er beregnet i form av en spesifikk gevinst pr. Sm³ LNG. Dette er vist i den første kolonnen i Tabell 2.22. I den neste kolonnen vises differansen i pris for en energibærer forårsaket av bortfall av avgifter, mens den siste kolonnen viser nettoeffekten av de to faktorene.

Det er altså kun brukere av propan og av tungolje som i dag har fritak for miljøavgifter som vil gi en høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn

Tabell 2.22 Samfunnsøkonomisk effekt av miljøgevinster og bortfall av miljøavgifter

Total samfunnsøkonomisk effekt	Miljøgevinst (øre/Sm ³)	Bortfall avgift (øre/Sm ³)	Total effekt (øre/Sm ³)
Propan	4	0	4
Lett fyringsolje	29	103	-74
Lett fyringsolje, treforedling etc.	29	29	0
Tungolje	98	124	-26
Tungolje, treforedling etc.	98	56	42
Elektrisitet*	-12	0	-12

* Det er forutsatt at det ikke er knyttet utslipp til bruk av elektrisitet som energibærer

den prosjektøkonomiske (jf. den siste kolonnen i Tabell 2.22).

7.4.1 Sørlig rute

I Kap. 6.2.4 ble det beregnet at transportkostnadene for LNG i Sørlig rute ved oppstart ville bli 45–55 øre/Sm³, mens betalingsvilligheten for transport ville ligge i intervallet 65–115 øre/Sm³. Betalingsvilligheten for transport oversteg transportkostnaden og en Sørlig LNG-rute ble vurdert å kunne være lønnsom. En betraktning basert på effektene i Tabell 2.22 viser at betalingsvilligheten for transport øker med i gjennomsnitt om lag 15 øre/Sm³ med et samfunnsøkonomisk perspektiv, sammenlignet med det prosjektøkonomiske anslaget. Årsaken til denne endringen er at en på denne ruten i stor grad substituerer tung fyringsolje som i dag har avgiftsfritak (og større utslipp). Det gir relativt høy miljøgevinst og lav effekt av å regne uten avgifter.

Analysen viser således at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere en Sørlig rute for LNG, da den samfunnsøkonomiske beregningen styrker en allerede positiv prosjektøkonomisk beregning.

7.4.2 Nordlig rute

I Kap. 6.2.5 ble det beregnet at transportkostnadene for LNG i Nordlig rute ved oppstart ville bli om lag 70–80 øre/Sm³, mens de på lengre sikt er anslått til 55–65 øre/Sm³. Betalingsvilligheten for transport ligger i intervallet 90–115 øre/Sm³. Betalingsvilligheten for transport oversteg i begge tilfeller transportkostnaden, og en Nordlig LNG-rute ble vurdert å kunne være lønnsom. En betraktning basert på effektene i Tabell 2.22 viser at betalingsvilligheten for transport vil reduseres med i gjennomsnitt om lag 50 øre/Sm³ med et samfunnsøkonomisk per-

spektiv, sammenlignet med det prosjektøkonomiske. Årsaken til denne endringen er at en på denne ruten i stor grad substituerer lett fyringsolje som i liten grad har avgiftsfritak. Dette gir relativt lav miljøgevinst og høy effekt av å regne uten avgifter.

Analysen antyder således at det ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å etablere en Nordlig rute for LNG, da den samfunnsøkonomiske beregningen svekker en marginalt positiv prosjektøkonomisk beregning betydelig. Etter en periode med oppbygging av solgt volum kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bli marginalt lønnsom.

Referanser

1. «Kostnader ved transport av naturgass LNG vs. rør»
Aker Kværner Technology AS, desember 2003
2. «Kostnader ved transport av naturgass»
Aker Kværner Technology AS, februar 2004
3. «Kostnader ved LNG-transport»
Marintek AS, januar 2004
4. «Vurdering av markedspriser for energiprodukter og gass til norske industribrukere»
Eclipse Energy Group AS, desember 2003
5. «Salgsmuligheter og vurdering av kommersielle alternativer for selgere av LNG til Norge»
Eclipse Energy Group AS, desember 2003
6. «Spørreundersøkelse av utenlandske LNG aktører og interessenter»
Eclipse Energy Group AS, desember 2003
7. «Restverdi infrastruktur, vurdering av LNG skip og mottaksanlegg»
Eclipse Energy Group AS, desember 2003
8. «Markedspotensialet for bruk av naturgass i Norge»
Econ Analyse, februar 2004
9. «Bruk av naturgass i Norge – Samfunnsøkonomiske vurderinger»
Econ Analyse, februar 2004

Definisjoner og data			
<i>Naturgass</i>	Naturgass består hovedsakelig av metan (CH ₄). Naturgass er den mest anvendelige energibæreren som er tilgjengelig i dag, og kan brukes til nær sagt alle tenkelige energiformål. Naturgass kan transporteres i rør, som LNG (flytende naturgass) eller som CNG (komprimert naturgass).	<i>LPG</i>	Liquified Petroleum Gases betegner gassene propan og butan, eller blandinger av disse, når de er i flytende form på grunn av nedkjøling og/eller trykk.
<i>Rikgass</i>	Betegnelse på gassen som kommer fra Nordsjøen, og er en blanding av «våtgass» og «tørrgass».	<i>CNG</i>	Compressed Natural Gas er en betegnelse på naturgass lagret under trykk i en tank. Gassen er komprimert til over 150 bar trykk.
<i>Tørrgass</i> (<i>Naturgass</i>)	Det er denne gassen en i daglig tale kjenner som naturgass. Etter at rikgassen fra Nordsjøen er behandlet er de tyngre komponentene som utgjør våtgassen tatt ut. Den tørre naturgassen består i all hovedsak av metan, og transporteres vanligvis gjennom gassrør.	<i>LNG</i>	Liquified Natural Gas er en betegnelse for flytende, nedkjølt naturgass. Gassen må normalt kjøles ned til om lag -162 °C for å holde seg flytende ved normalt trykk.
<i>Våtgass</i>	Våtgass består i utgangspunktet av gassene etan, propan, butan, samt nafta. Disse gassene fraktes vanligvis til kundene i tank. I denne rapporten brukes begrepet våtgass om Etan og LPG.	<i>Sm³</i>	Standard kubikkmeter – olje og gassmengder oppgis i Sm ³ og refereres til 1 atmosfære trykk (1013 mbar) og en temperatur på 15 °C. 1 Sm ³ naturgass inneholder omtrent like mye energi som 1 liter fyringsolje. MSm ³ = Millioner (Mega) Sm ³ , GSm ³ = Milliarder (Giga) Sm ³
		<i>FOB</i>	«Free On Board», en salgsbetingelse der prisen reflekterer at varen leveres om bord i en båt.

Tabell 2.23 Konverteringstabell for energi:

	MJ	kWh	Sm ³ Naturgass
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,025
1 kWh, kilowatttime	3,6	1	0,09
1 Sm ³ naturgass (øvre brennverdi, standardgass)	40	11,11	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Tabell 2.24 Konverteringstabell for mengde LNG:

	Tonn LNG	Sm ³ LNG	Sm ³ Gass
1 tonn LNG		2,22	1360
1 m ³ LNG	0,450		615
1 Sm ³ gass	0,735*10 ⁻³	1,63*10 ⁻³	

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Valutakurser

Oljepriser noteres som regel i amerikanske dollar, mens gasspriser referert UK oppgis i britiske pund. For å uttrykke energipriser i norske kroner

er det nødvendig å velge vekslingskurser mellom norske kroner og aktuelle utenlandske valutaer. Tabellen under viser hvilke vekslingskurser som ligger til grunn for NVEs beregninger.

Tabell 2.25

Valutakurser	Amerikanske Dollar	Euro	Britiske Pund
Norske kroner	7,5	8	12