

■ www.sintef.no ■

**SINTEF Energiforskning AS**

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

Ilandføring av gass fra Norskehavet til Midt-Norge

SAKSBEARBEIDER(E)

Hanne M. Kvamsdal

OPPDRAAGSGIVER(E)

Fylkeskommunen i Møre og Romsdal

TR NR.	DATO	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF.	PROSJEKTNR.
TR A5637	2002-04-25	Trond S. Kristiansen	17X238
ELEKTRONISK ARKIVKODE \\KONDOR\en_kol_fort\PROSJEKT\8440\17X308 Gass til Møre\Arbeid\Rapport.doc		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) Hanne M. Kvamsdal	GRADERING Åpen
ISBN NR.	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) Inge R. Gran 	OPPLAG SIDER 42
AVDELING Termisk energi		BESØKSADRESSE Kolbjørn Hejes v. 1a	LOKAL TELEFAKS 73 59 28 89

RESULTAT (sammendrag)

I denne utredningen er det gitt en oversikt over hvilke muligheter et gassknutepunkt på Mørkysten kan ha for en eventuell ilandføring av gass fra Norskehavet sett i lys av en forventet energiknapphet og økt fokus på miljøvennlig utvikling.

Det anbefales et sterkt fokus på virksomhet som innebærer miljøvennlig utnyttelse. Utbygging av Ormen Lange feltet medfører en økning i CO₂-utslipp på bortimot 10 % i petroleumssektoren eller ca. 2,5 % av de totale utslippene i Norge ved bruk av gass som kraftkilde. Elektrifisering vha. kraft fra elektrisitetsnettet er tenkt som en mulig løsning for å redusere disse utslippene. Fordi Norge allerede er netto kraftimportør i år med normale nedbør- og temperaturforhold må denne ekstra kraften importeres. Denne kraften er mest sannsynlig produsert i gasskraftverk slik at de globale utslippene vil øke selv om de norske ikke vil gjøre det. Andre moment er tap i forbindelse med overføring over lengre avstander og stor usikkerhet knyttet til videre utbygging av vannkraften i Norge samt muligheten for nye overføringsløsninger fra utlandet iallfall de neste 5-10 årene. For at Ormen Lange feltet og nye feltutbygginger etter dette skal få en mer miljøvennlig profil anbefales det derfor at gassknutepunktet også innbefatter et gasskraftverk med CO₂-innfangning, komprimering og transport for deponering av CO₂ i tomme brønner eller kull-lagre 70 km utenfor kysten. I takt med utbyggingen av Ormen Lange feltet bør det bygges et 400 MW anlegg for drifting av undervannsanleggene på feltet, fraksjoneringsanlegget på gassknutepunktet samt eksport av tørrgassen til markedet. Kapasiteten bygges ut etter hvert med videre feltutbygging samt muligheter for leveranse til elektrisitetsnettet. Videre vil gassknutepunktet være viktig for utvikling av følgende miljøvennlige virksomheter når etterspørselen i markedet tilsier det:

- Regional distribusjon av gass i form av LNG for bruk som energibærer enten i mobile enheter som erstatning for bensin og diesel eller i næringsvirksomhet og bygningsmasse som erstatning for oljebasert oppvarming.
- Produksjon av hydrogen samt eventuelt behandling for lagring og distribusjon.

I tillegg bør det etableres en "demo-site" for testing av ny teknologi innen gasskraftverk med CO₂-innfangning samt lagring og sluttbruk av hydrogen. Mer "konvensjonelle" opsjoner bør også vurderes som for eksempel: produksjon av metanol og andre kjemikalier, produksjon av bioproteiner for dyre- og fiskefôr og utnyttelse av kjølevann fra anleggene i fiskeoppdrettsanlegg.

Merkostnadene ved CO₂-innfangning (uten deponering) er grovt beregnet til 15 øre/kWh for et 400 MW anlegg med bruk av dagens tilgjengelig teknologi. I tillegg kommer økte investeringskostnader på ca. 1.7 mrd NOK. Det er videre ikke foretatt noen fullstendig økonomisk analyse av de forskjellige opsjonene, men vurderingene som er lagt til grunn er basert på faktaopplysninger i tilgjengelig litteratur, geografiske forhold rundt gassknutepunktet samt kunnskap om teknologisk utvikling innen miljøvennlig gasskraft og hydrogen som energibærer.

STIKKORD

EGENVALGTE	Gassknutepunkt	Miljøvennlig gasskraft
	Hydrogen	Teknologiutvikling

INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1 INNLEDNING	4
1.1 BAKGRUNN	4
1.1.1 Gass situasjonen i Norge	4
1.1.2 Prosjektet ”Ormen til Møre”	6
1.2 PROSJEKTBEKRIVELSE	7
1.3 RAPPORTINNHOLD	8
2 LITTERATURSØK	9
3 MILJØASPEKTET	11
3.1 BAKGRUNN	11
3.1.1 Naturgassen som miljøvennlig energibærer	11
3.1.2 Globalt	11
3.1.3 Norge	14
3.2 GASSKRAFTPRODUKSJON MED CO ₂ -INNFANGING	15
3.2.1 Teknologiske aspekter knyttet til CO ₂ innfangning	15
3.2.2 Teknologiske aspekter knyttet til elektrifisering	19
3.2.3 Gasskraft som en del av et gassknutepunkt på Mørkysten	19
3.3 HYDROGENSAMFUNNET	22
3.3.1 Hydrogen som energibærer	22
3.3.2 Teknologiske aspekter knyttet til lagring	24
3.3.3 Teknologiske aspekter knyttet til brenselceller	25
4 MULIGHETER VED GASSKNUTEPUNKT	27
4.1 GASSPRODUKSJON OG GASSHÅNDTERING	27
4.2 GASSKNUTEPUNKT	28
4.3 TOTALLØSNING FOR GASSEN	29
4.3.1 Generelle muligheter	29
4.3.2 Produkter for framtidens markeder	30
4.3.3 Transport av produkter fra et gassknutepunkt	31
4.4 ANBEFALT PRODUKSJON OG TRANSPORTLØSNINGER VED GASSKNUTEPUNKTET PÅ MØREKYSTEN	32
4.4.1 Minimumsløsning	32
4.4.2 Gass til innenlands forbruk	32
4.4.3 Elektrisitet	33
4.4.4 LPG	33
4.4.5 Metanol	33
4.4.6 Olefiner/polyolefiner	33
4.4.7 Hydrogen	33

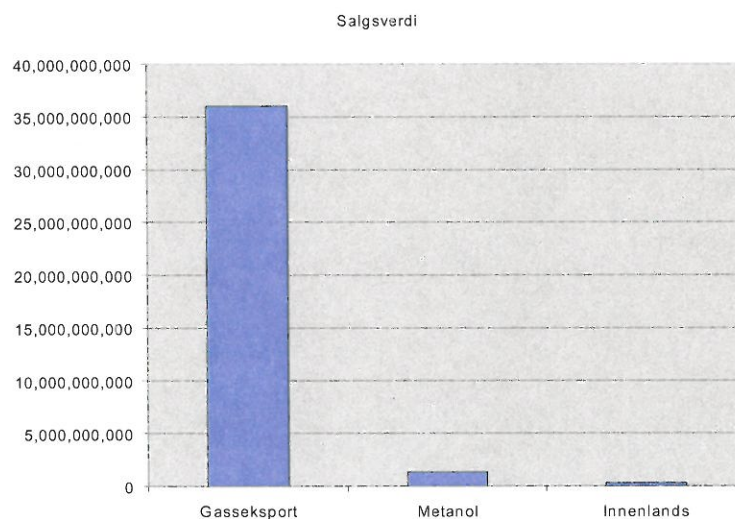
4.4.8	Bioproteiner	34
4.4.9	Fiskeoppdrett	34
4.4.10	"Demo-site"	34
4.4.11	GTL.....	34
4.5	HØYTEKNOLOGISKE LØSNINGER	34
5	SCENARIEBESKRIVELSER	37
5.1	HYDROGENMARKEDET UTVIKLET INNEN 2010 – 2025	37
5.2	HYDROGENMARKEDET UTVIKLET ETTER 2025	37
6	OPPSUMMERING OG ANBEFALINGER.....	38
7	SYMBOLLISTE	40
7.1	AKRONYMER OG BEGREPER	40
7.2	KJEMISKE FORMLER	40
8	REFERANSER	41

1 INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

1.1.1 Gass situasjonen i Norge

Gass vil i tiden framover spille en stadig viktigere rolle i den samlede norske petroleumsvirksomheten. Rundt 2020 forventes det at det vil bli solgt mer gass enn olje, målt i oljeekvivalenter (OD, Forvaltning av gassressursene). Imidlertid eksporteres mesteparten av denne gassen (se Figur 1) direkte til kontinentet. Under 2% av tørrgassen (se 7.1 for definisjon) anvendes direkte i Norge i dag og kun 0.2% til energiformål. Norge er dermed et råvareproduserende land som ikke utnytter gassen selv til å bygge opp kompetanse og et industrielt miljø for økt verdiskaping. Med gassreserver som tilsvarer produksjon i minst 100 år til, anses det som direkte skadelig for norsk produktivitet på sikt hvis Norge unnlater å utnytte synergier (kompetanse, teknologiutvikling, teknologiekspert) som en gassbasert industriell virksomhet kan innebære.



Figur 1: Salgsverdi for gassrelatert virksomhet i Norge (i NOK)

”Gass på land” er på ingen måte noe nytt tema, og utallige utredninger har blitt utført i forkant av nye feltutbygninger de siste 20-30 årene uten at det har fått nevneverdige konsekvenser for landbasert næring. En oppsummering av status er vist i figur 2.

- 3 Gassterminaler i Norge:
 - Kårstø**
 - Gassbehandling
 - LPG fraksjonering
 - Kollsnes**
 - Gassbehandling
 - Tjeldbergodden**
 - Metanolproduksjon
 - Luftseparasjon
 - LIN/LNG
 - Bioprotein
 - Oppdrettsanlegg
- Rørbasert gass-distribusjon på Karmøy (Gasnor)
- LNG basert gassdistribusjon i Sør-Trøndelag



Figur 2: Status for Norsk gass (kilde: Geir Owren, NTNU og Statoil)

Det er imidlertid noen aspekter, som er mer gjeldene nå i vurderingene som legges til grunn i utredningene:

- **Miljøfokus**

Det er mye større fokus på konsekvenser av menneskeskapte utslipp av klimagasser som følge av et nærmest eksponensielt økende forbruket av fossile brensler, kull, olje og naturgass. I tillegg kommer problemer med lokal forurensning og frykt for energiknapphet. Derfor vil fornybare energikilder globalt sett spille en mye større rolle.

- **Energiknapphet**

Energiforbruket i Norge har økt raskere enn utbygging i vannkraft kapasiteten de siste 10 årene. Norge har derfor gått fra å være netto krafteksportør til å bli netto kraftimportør i år med selv normale nedbør- og temperaturforhold. Siden nye utbyggingsmuligheter for vannkraft er begrenset og fordi muligheten for nye overføringsforbindelser til andre land er usikker, er Norge i ferd med å bli mer sårbar overfor svikt i vannkraftproduksjonen. Det er derfor mer fokus på bruk av gass i tillegg til vannkraft for å sikre energiforsyningen i Norge i framtiden.

- **Nasjonal verdiskaping**

En av hovedkonklusjonene til OG21 strategien (/1/) gikk på viktigheten av å utnytte teknologien som er utviklet og vil kunne utvikles i petroleumssektoren. Norge har ikke vært flinke nok til å utnytte kompetansen som er bygd opp siden aktivitetene startet på norsk sokkel og en felles kraftanstrengelse må nå iverksettes for å snu denne trenden. Det er et betydelig økt eksportpotensial i videreutvikling av teknologi der Norge i dag er langt framme og ved utvikling av ny teknologi. Dette gjelder også gassiden av sektoren. Et

gassknutepunkt med fokus på verdiskaping utover ren gassbehandling før gasseksport, vil kunne gi ytterligere synergimuligheter.

- **Liberalisering av gassmarkedet**

En liberalisering av det Europeiske gassmarkedet vil føre til større prisfluktuasjoner i framtiden. Dette vil være influert av politiske beslutninger, men basert på erfaringer fra tilsvarende liberaliseringer i elektrisitetsmarkedet, forventes det først en reduksjon i prisene på 20-30% før 2010, deretter en økning. Uansett vil inntekten fra salg av gass bli mindre forutsigbar og derfor bør det legges opp til en mer fleksibel gasshåndtering i framtiden. Dette innbefatter markeder, gasstransportløsninger og ev. viderebehandling av gassen i framtiden. I forhold til kull og olje, vil naturgassløsninger innebære betydelig reduksjon i klimaødeleggende utslipp og dermed vil naturgassen få stor betydning i en overgangsfase både som direkte energikilde og som bærer av hydrogen.

Det er lite trolig at verdens energiforbruk vil reduseres med det første, snarere tvert imot. Men energisystemene vil bli mer mangfoldig og forhåpentligvis vil det skje en mer bærekraftig utvikling. Selv om det er vanskelig å spå om fremtiden, er det svært viktig å tenke helhetlig og framtidsrettet i forbindelse med nye utbygginger på norsk sokkel. Utbygningsløsninger vil i sterkere grad enn før være avhengig av et fluktuerende marked, nye markeder og stadig økende avstand til markedene, miljøfokus, teknologiutvikling og avstanden til andre felt.

Regjeringen nedsatte et gassteknologiutvalg i oktober 2001 med følgende mandat: "Utvalget skal vurdere hvordan forskning og utvikling kan brukes til å stimulere utprøving, kommersialisering og introduksjon av *nye miljøvennlige naturgassanvendelser* i Norge, herunder hydrogen og CO₂-fri gasskraft". Resultatet fra denne utredningen foreligger nå i form av rapporten "Gassteknologi, miljø og verdiskaping" (/2/) som skal danne en basis for Gassmeldingen som kommer i juni. Dette initiativet viser at det nå er en større politisk vilje til en helhetlig nasjonal satsning for å sikre en teknologi- og industriutvikling basert på miljøvennlig utnyttelse av naturgassressursene på land i Norge.

1.1.2 Prosjektet "Ormen til Møre"

Prosjektet "Ormen til Møre" har til hensikt å få etablert et gassknutepunkt på Mørkekysten for behandling og videreprosessering av naturgass i første omgang fra Ormen Lange feltet samt 2 nærliggende felt med mengder som angitt i Tabell 1. En ilandføring av gassen fra Ormen Lange feltet medfører en merkostnad på 5-8 mrd NOK (oppgitt av oppdragsgiver) i forhold til en offshoreløsning med direkte transport av gassen til markedene i Europa. Dette innebærer at prosjektet må kunne argumentere for at denne gassen medfører en verdistigning som mer enn overstiger kostnadene ved ilandføring. Prosjektets hovedargumenter er basert på:

- Langsiktighet. Gassen fra framtidige gass- og assosiert gassfelt i Norskehavet vil også kunne ilandføres til et slikt gassknutepunkt.
- Velferd. Et gassknutepunkt i Midt-Norge vil være et nasjonalt tiltak for å øke sysselsetting, utvikle kompetanse og styrke den industrielle virksomheten i landet.

- Miljø. Det er et ønske å knytte prosjektet opp mot en del miljøaspekter. Det gjelder bl.a. direkte bruk av gass som erstatning for olje i Midtnorsk industri, men også kraftproduksjon med CO₂ innfangning og deponering, elektrifisering av installasjonene i Norskehavet og muligheter for hydrogenproduksjon er fokusområder i dette prosjektet.

Disse tre stikkordene er samsvarende med Norsk petroleumspolitikkk som angitt i en oppsummering i Stortingsmelding nr. 46 (1997-1998).

Denne rapporten omhandler først og fremst miljøaspektet ved "Ormen til Møre" prosjektet. Fordi dette innebærer løsninger for morgendagens energisystemer, er også langsiktighetsaspektet til en viss grad behandlet her.

Tabell 1: Ilandføring av gass, noen nøkkeltall for Ormen Lange feltet og mulige nye gassfelt i Norskehavet (kilde: Norsk Hydro)

	Ormen Lange	Ny mager gass fra 3. part	Ny rikgass fra 3. part
Oppstart	2007	2007-2009	2008-2011
Import rørledninger (antall og størrelser)	2x30"	2x30"+ 2x30"	2x30"+ 2x30"+1x36"
Eksport rørledninger	1x42"+1x20"*	1x42"+1x20"*	1x42"+1x20"*+1x42"
Produktvolumer			
Salgsgass (MSm ³ /d)	50-70**	70**	110-140**
Kondensat (Sm ³ /d)	5000-7500	7500	10 000-20 000
LPG (tonn/d)	1500-2000	2000	5500-8500

* Mulig 3. parts rør fra landanlegg til annet sted på Møre

**Kapasitet styrt av kapasitet eksportrør for salgsgass

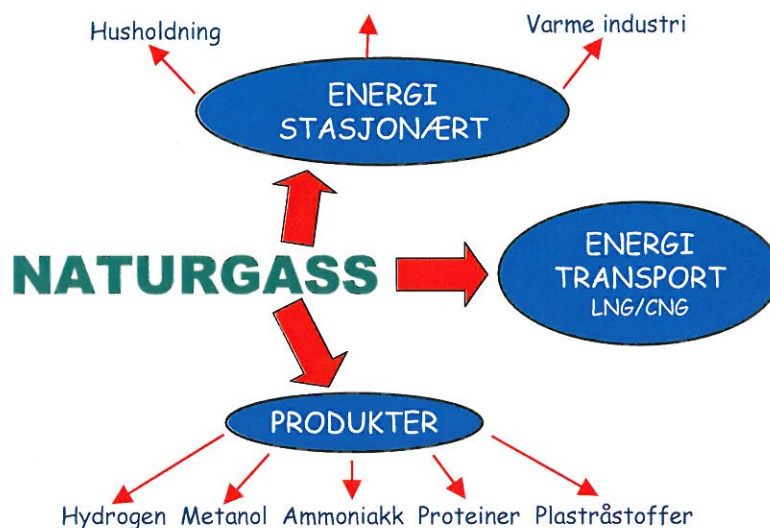
1.2 PROSJEKTBESKRIVELSE

Prosjektets målsetting er å kartlegge de langsiktige og miljømessige mulighetene/konsekvensene en ilandføring av gass fra Norskehavet til Mørkysten innebærer.

Som nevnt innledningsvis er det nå en politisk målsetting å øke innenlands verdiskaping på grunnlag av naturgass. Utredningen vil peke på hvordan dette, i et miljøvennlig og langsiktig perspektiv, kan oppnås ved vha. ilandføring av gass fra Norskehavet til Mørkysten. Naturgass kan brukes både som energikilde, som råstoff til industrien og i transportsektoren. Det er i "Ormen til Møre" prosjektet lagt opp til en miljøvennlig utnyttelse av gassen som bl.a. vil kunne innebære produksjon av hydrogen for bruk som energibærer samt kraftproduksjon med CO₂-innfangning. Se en mulig skisse som vist i Figur 3.

Hydrogen som energibærer er imidlertid et relativt nytt begrep. Man bør derfor ha nøkterne forhåpninger til utviklingen av markedet for hydrogen og hydrogenteknologier de neste 10–15 årene. Hydrogenmarkedet vil i stor grad være avhengig av fremtidige lokale og globale miljøkrav. Dette gjelder også kraftproduksjon med CO₂-innfangning. Historien viser at det tar tid før slike miljøkrav trer i kraft, men at når de først gjør det så går utviklingen raskt. Det er viktig

at Norge som nasjon er klar til å møte de nye utfordringene som vil komme når strengere miljøkrav en gang trer i kraft. Derfor er det i rapporten lagt vekt på miljøtiltak allerede fra dag 1, men også hvilke grep som bør gjøres for å nå målene om en bærekraftig utvikling på lang sikt.



Figur 3: Mulig utnyttelse av naturgass, distribusjon for bruk andre steder, produksjon av elektrisitet/varme og produksjon av naturgassbaserte produkter (kilde: Foredrag i Miljøforum september 2001, Olav Bolland, NTNU)

I rapporten er det lagt opp til 2 ulike scenarier ut fra ulike rammebetingelser og markeder man kan se for seg i framtiden. Videreforedling av naturgassen til andre produkter vil også bli belyst i rapporten ut fra markedsmessige så vel som prosessmessige "muligheter". Lønnsomheten i videreprosessering er klart avhengig av tilgangen på rimelig gass. Det er imidlertid ikke foretatt noen fullstendige lønnsomhetsanalyser i denne utredningen. Der det er hensiktsmessig, er det kun brukt kvalitative sammenligningsgrunnlag. Videre inneholder rapporten noe om muligheter og begrensninger knyttet til transport av de ulike produktene samt CO₂ deponering.

I utgangspunktet forutsettes det at et gassknutepunkt onshore vil bli etablert. Selvom det ikke er fokus her i denne rapporten, bør man likevel ikke utelukke at en viss grad av videreprosessering offshore kan bli økonomisk realiserbart en gang i framtiden, men lite sannsynlig de neste 10-15 årene.

1.3 RAPPORTINNHold

En oversikt som viser den litteraturen som er brukt som basis for denne utredningen er gitt i kapittel 2. I kapittel 3 omhandles miljøaspektet med fokus først og fremst på hydrogenteknologi og kraftproduksjon med CO₂-løsninger. De generelle mulighetene ved et gassknutepunkt er beskrevet i kapittel 4, mens 2 ulike scenarier for mulige løsninger sett i sammenheng med utviklingen av hydrogenteknologi er beskrevet nærmere i kapittel 5. En oppsummering samt anbefalinger er gitt i kapittel 6.

2 LITTERATURSØK

I det følgende er det gitt en kort oversikt over litteratur og materiale som ligger til grunn for utredningen:

Rapporten samt arbeidet i prosjektet "OG21- Nasjonal teknologistrategi for verdiskaping og økt konkurransekraft i olje- og gassnæringen" /1/ danner basis for mye av det som er skrevet om gass både innledningsvis i kapittel 1 og i kapittel 4.

Det er også i kapittel 4 samt kapittel 3 brukt en del av det som står i rapporten "Gassteknologi, miljø og verdiskaping" /2/. Men fordi den var tilgjengelig først etter at prosjektet var startet opp, er denne antagelig ikke har vært utnyttet optimalt.

Bakgrunnen for det som står om energiforbruk og klimasituasjonen samt hydrogen i kapittel 3 er hentet fra faktaheftet "Nye fornybare energikilder" /3/. En del av det som står om hydrogen både i kapittel 3 og 5 er hentet fra rapporten samt arbeidet med prosjektet "Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie" /4/.

Faktaopplysninger om gassproduksjonen på norsk sokkel er hentet fra oljedirektoratets årsberetning for 1999 /5/.

Noe av det som står om metanol og olefinproduksjon er hentet fra presentasjonen "Gassutnyttelse" /6/ på et Hydro seminar.

Planene for ilandføring av gass til Grenland er hentet fra brosjyren "Gass til Grenland" /7/ som er utgitt av Telemark Gassforum.

Forfatterens egen forskningsaktivitet innen miljøvennlig gasskraftproduksjon danner mye av bakgrunnen for det som står om teknologiske aspekter i kapittel 3. Det er her valgt å referere til artiklene "Removal of CO₂ from natural gas fired combined cycle plants" /8/ og "Gas turbine combined cycle with CO₂-capture using auto-thermal reforming of natural gas" /9/.

Mye av faktagrunnlaget for beregning av CO₂ utslipp er hentet fra heftet "Utslipp av klimagasser i Norge" /10/ samt den før nevnte rapporten fra Gassutvalget /2/ samt en SINTEF rapport fra 2000.

Gemini er et nyhetsblad som presenterer forskningsnyheter fra SINTEF og NTNU. På bakgrunn av en tverrfaglig satsning innen hydrogen som energibærer ble det i fjor skrevet artikkelen "Jakten på det nye gullet" /12/ som omhandler hvordan miljøet ser på utviklingen av dette området. Faktaopplysningene om hydrogen og brenselceller er hovedsakelig hentet fra denne artikkelen.

I tillegg kommer litteratur som ble gjort tilgjengelig av oppdragsgiver. Dette gjelder først og fremst generell informasjon om "Ormen til Møre" prosjektet.

Enkeltreferanser som figurer hentet fra presentasjoner samt faktaopplysninger fra fortrolig kildemateriell er referert kun lokalt.

3 MILJØASPEKTET

3.1 BAKGRUNN

3.1.1 Naturgassen som miljøvennlig energibærer

Fossile brensler, kull, olje og naturgass utgjør 90% av verdens energiforbruk. Dessverre medfører all forbrenning av fossile brensler, utslipp av CO₂ og NO_x samt NH₃, CO, sot, nanopartikler etc. Naturgass betraktes imidlertid som et mye renere brensel sammenlignet med kull og olje. Dette skyldes bl.a. at utslipp av CO₂ og NO_x ved forbrenning er betydelig lavere og den inneholder svært lite forurensende komponenter som tungmetaller og svovel. Miljøforbedringen er størst der gass erstattes av kull, men er også betydelig ved overgang fra oljeprodukter til oppvarming og i ulike industrielle anvendelser. I forhold til kull medfører bruk av naturgass at utslippene av CO₂ halveres per produsert kWh. Videre er energieffektiviteten høyere ved utnyttelse til kraft/varme og den medfører enklere vedlikehold av installasjoner.

I transportsektoren er det også mye å hente miljømessig hvis diesel og bensin erstattes med naturgass. Riktignok er det oppnådd noe reduksjon i NO_x utslipp ved innføring av katalysatorer i bilparken, men en mer merkbar reduksjon kan oppnås for de tyngre kjøretøyene i byer samtidig som at svovel og partikkel utslipp elimineres. I tillegg til reduksjon av NO_x utslipp, vil naturgass anvendt i ferger og kystnær skipstrafikk også medføre noe reduksjon (merkbar) i de nasjonale CO₂ utslippene.

3.1.2 Globalt

Utvikling og velstand hos mennesker og nasjoner har stor sammenheng med sikker tilgjengelighet og akseptable priser på energi. Mens etterspørselen etter energi generelt er 10 doblet siden begynnelsen av forrige århundre er forbruket av fossile brensler 20 doblet i samme periode (/3/). Det siste har vært mulig gjennom nærmest ubegrenset tilgjengelighet og svært gunstige priser. Til tross for fokus på energieffektivisering og energisparing i den vestlige verden de siste 30 årene, vil det på verdensbasis bli en formidabel økning i etterspørsel (i 2050 vil forbruket være et sted mellom 5.1 og 12.4 Gtoe) som følge av økt forbruksvekst i utviklingsland og mellominntektsland som for eksempel i den gamle øst-blokken. En slik forventet økning vil føre til at de samlede utnyttbare olje- og gassressurser vil være oppbrukt de nærmeste 50-100 årene. Prisene vil dermed øke og mange spår fullstendig kollaps i energiforsyningen som California til dels har fått føle. Den globale bekymringen for klimaforandringer samt økende fokus på lokal og global forurensing ser imidlertid ut til å framtvinge en dreining mot andre energiformer mer enn som følge av en bekymring for tomme gass- og olje reservoarer.

Allerede i 1990 konkluderte FN's klimapanel med at de menneskeskapte utslippene av klimagassene (hovedsakelig CO₂) må reduseres med minst 60% dersom det skal unngås alvorlige klimatiske problemer i fremtiden. Når vi vet at 94% av disse CO₂ utslippene skyldes forbruk av fossilt brensel, innebærer dette krav om dramatiske endringer i det globale energisystemet. Mange

industriland har undertegnet Kyoto-protokollen som innebærer en forpliktelse om å redusere utslipp av klimagasser med 5% (i snitt) i forhold til 1990-nivå. Dessverre har svært få land hittil ratifisert avtalen og for de fleste vil det bli svært vanskelig å nå disse målene. Se Tabell 2 for utviklingen for noen land.

Tabell 2: Kyotoforpliktelser og utvikling i CO₂ utslipp for EU, USA, Japan og Norge
(kilde: Presentasjon på SINTEF seminar 1999, Olav Bolland, NTNU)

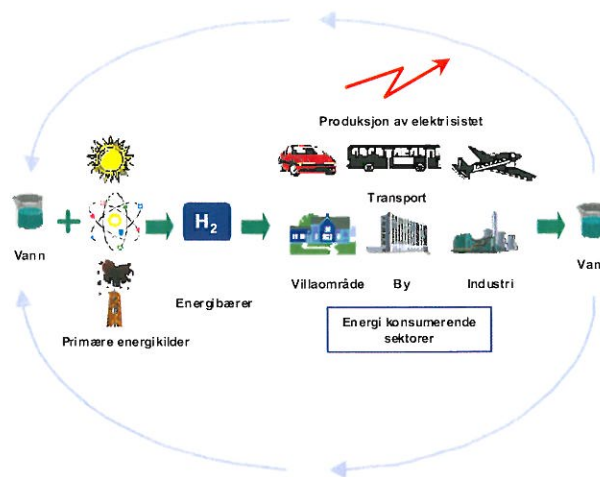
	Kyoto forpliktelser (1990-2010)	Utvikling (1990-1996)	Nødvendig utvikling for å nå Kyotomål (1996-2010)
EU	-8%	+4.6%	-12%
USA	0%	+9.1%	-8.4%
Japan	-6%	+12.3%	-16.3%
Norge	+1%	+7.5%	-6%

I mange land vil en reduksjon i CO₂ utslipp innebære en overgang fra kullbasert til gassbasert kraftproduksjon. I tillegg, er mange av de eksisterende anleggene over 30 år gamle. I denne perioden har det skjedd en teknologisk forbedring som innebærer at den elektriske virkningsgraden har økt fra 45% til 58%. Installasjon av ny teknologi vil dermed også gi en positiv bieffekt i form av reduksjon i CO₂ utslipp.

Gøteborgprotokollen pålegger mange land å redusere NO_x utslipp. For Norge sin del tilsvarer dette en reduksjon på 22% eller 38000 tonn pr. år innen 2010 i forhold til 1990 nivå (kilde: SFT tiltaksanalyse 1999).

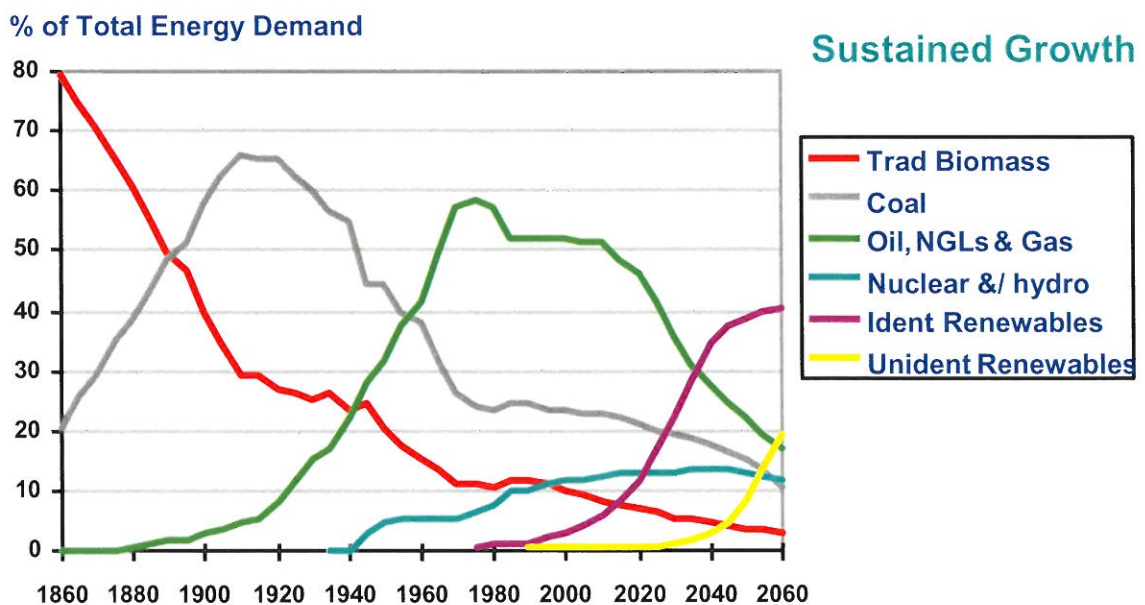
Mange mener likevel at den ultimate løsningen på problemene med utslipp av klimagasser og lokal og global forurensning er innføringen av et hydrogensamfunn. Med det menes et samfunn hvor hydrogen som bærer av nødvendig energi produseres fra fornybare energikilder som sol, vind, bølger og vannkraft og som sammen med elektrisitet (som også er en energibærer) forbrukes til de samme energiformål som i dag (se Figur 4 som viser en skisse av hydrogenets livssyklus).

Om vi ikke får et fullstendig hydrogenbasert energisamfunn i framtiden, er det grunn til å tro at hydrogen vil spille en sentral rolle. Det er imidlertid vanskeligere å anslå når hydrogen vil kunne få betydning da det er avhengig av flere faktorer som økonomi (pris på konkurrerende energibærere, infrastruktur, kostnader ved bruk etc.), teknologiutvikling, energiknapphet (hydrogen fikk økt interesse etter 1973 også), sikkerhet og sluttbrukeraksept (skjer det en ulykke tilsvarende Hindenburg vil det fort få samme konsekvenser som for kjernekraft etter Tsjernobyl). Shell har som vist i Figur 5 anslått en betydelig økning i bruk av fornybare energikilder i tiden framover og at markedsandelen totalt vil være ca. 60% i 2060. En slik utvikling synes å være vel optimistisk globalt sett, men vil kanskje være gyldig for enkelte land hvor økonomi og ressurser ligger til rette. For eksempel Island med sine geotermiske fortrinn.



Figur 4: Hydrogenets livssyklus (kilde: <http://www.iahe.org/>)

Uansett utviklingstakt, så vil det skje en gradvis overgang til bruk av mer fornybare energikilder. I denne fasen vil det være mest hensiktsmessig å produsere hydrogen fra naturgass da produksjonskostnadene er den samme som for tilsvarende mengde energi i avgiftsfri bensin (/4/). CO₂-innfanging øker imidlertid disse kostnadene med 25-30% (/3/). Hydrogen produsert på denne måten kan således få en raskere markedsintroduksjon, men dette vil være avhengig av at det like raskt bygges ut infrastruktur for distribusjon av hydrogen og kostnadene ved sluttbruk er tilsvarende som konkurrerende teknologi. Det er i seksjon 3.2 gjort noen vurderinger rundt dette.



Figur 5: Energimarkedsandeler 1860-2060 (kilde: *Shell International Petroleum*)

3.1.3 Norge

Norge står i en særstilling når det gjelder energiresurser og forbruk:

- Elektrisiteten er vannkraftbasert og utgjør ca. 50% av landets totale energibruk (227 TWh eksklusiv offshorevirksomheten og internasjonal skipsfart /3/).
- En tredjedel av elektrisiteten benyttes i den kraftkrevende industrien.
- En stor del av landets bygningsmasse varmes opp med elektriske panelovner.
- Norge er netto importør av kraft selv i år med normal nedbør (de 10 siste årene har Norge imidlertid vært netto eksportør, men nedbøren har vært mer enn det som defineres som normal nedbør).
- Norge produserer olje og gass som tilsvarer 11 ganger så mye energi som forbruket innenlands.
- Bare 0.2% av tørrgassen som produseres brukes for energiformål innenlands.
- 25% av Norges totale utslipp av CO₂ skyldes offshore virksomheten (ca. 10 mill. tonn/år).
- Norge har stor kystnær skips- og fergetrafikk som bidrar vesentlig til NO_x utslipp (ca. 75000 tonn pr. år).
- Norge har et veldig spredt bosettingsmønster og geografiske vanskelige forhold for transport av energi.

Dette innebærer bla. at Norge øker utslipp av CO₂ ved økende produksjon av naturgass og ved elektrisitetsproduksjon fra eventuelle gasskraftverk. Økende eksport av naturgass kan globalt sett føre til en reduksjon i CO₂ utslipp ved at gassen brukes som erstatning for kull. Skal gassen brukes nasjonalt i gasskraftverk uten økning i CO₂ utslipp, må det imidlertid sørges for CO₂-innfangning med etterfølgende CO₂ deponering.

På kort sikt vil det kunne oppnås en begrenset effekt i utslippsreduksjon ved å erstatte oljeprodukter med gass. Spesielt vil det i maritim sektor innebære en reduksjon på ca. 20-30% i CO₂ utslipp og nesten 90% i NO_x utslipp.

Når det gjelder bygningsmassen i Norge, så vil det være svært kostbart å skifte til andre energikilder enn elektrisitet etter som det vil kreve installasjon av et vann- eller luftbårent oppvarmingssystem. Det er derfor lite trolig at gass vil erstatte elektrisitet som oppvarmingskilde i eksisterende bygningsmasse. Imidlertid, vil det være gunstig i nybygg hvis infrastrukturen legges til rette for det.

Selv om fakling minimaliseres offshore, så brennes en del naturgass i forbindelse med kraftgenerering. 78% av CO₂ utslippene skyldes kraftgenerering offshore. Reduksjon av CO₂ utslipp fra norsk sokkel er svært kostbart (selv med dagens avgifter), men det er flere tiltak som er mulig. Et skritt i riktig retning vil være å øke virkningsgrad i gassturbinanlegg offshore:

- Nye mer effektive gassturbiner (5-15% reduksjon i CO₂-utslipp).
- Kombinerte anlegg med gassturbin og dampturbin (-25% i CO₂-utslipp).
- Mindre dellastkjøring gjennom elektrisk nett mellom plattformer.

- Større kombinerte anlegg som dekker flere plattformer med elektrisk nett mellom plattformer.

En annen løsning er elektrifisering, dvs. kraftbehovet offshore dekkes vha. elektriske kabler fra land. Dette kan være et godt alternativ for offshoreinstallasjoner som ikke ligger så langt unna kysten, men det er ennå kun funnet kommersielt forsvarlig for Troll-C plattformen (/2/). Hvis dette kraftbehovet skal dekkes fra elektrisitetsnettet på land, må det enten importeres kraft eller produseres mer i Norge. Dermed kan dette medføre i beste fall ingen endring eller mest sannsynlig en økning i CO₂ utslippene. Kan dette ses i sammenheng med ev. CO₂ redusert gasskraft produksjon onshore er det mulig å oppnå en storskalaeffekt både i elektrisitetsproduksjon og CO₂ innfangning og deponering. En stor grad av teknologisk utvikling knyttet til overføring av elektrisitet (AC/DC omforming), til innfangning av CO₂ i kraftverket og deponering av CO₂ samt bruk av en del politiske virkemidler er imidlertid nødvendig før dette kan bli økonomisk attraktivt. Disse aspektene er diskutert i neste delkapittel.

Fordi Norge har kommet så sent på banen med å ta i bruk naturgass selv, er det flere (miljøorganisasjoner som Bellona) som hevder at vi må hoppe bukk over "naturgass samfunnet" og kun basere energisystemet på fornybar energi. Som antydnet tidligere i dette delkapittelet, så vil naturgass måtte spille en betydelig rolle i en overgangsfase før forholdene kan legges til rette for et slikt hydrogensamfunn. Dette er beskrevet nærmere i delkapittel 3.3.

3.2 GASSKRAFTPRODUKSJON MED CO₂-INNFANGING

3.2.1 Teknologiske aspekter knyttet til CO₂ innfangning

Det finnes i dag 3 hovedprinsipper for innfangning av CO₂ i naturgass fyrte kombinert gass/damp turbin kraftverk (CC).

1. Eksosgassrensing

CO₂ fjernes fra eksosen fra et standard CC-anlegg vha. kjemisk absorpsjon med aminløsninger.

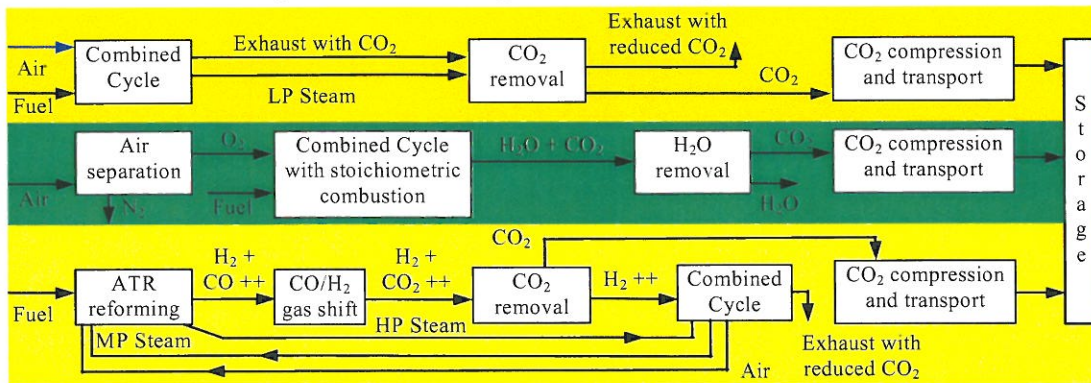
2. "Oxy-fuel"

Støkiometrisk eller nær støkiometrisk forbrenning med ren oksygen istedenfor luft. Forbrenningsproduktene er hovedsakelig CO₂ og vanndamp og CO₂ lar seg lett separere fra ved kondensering av vanndampen.

3. Avkarbonisering

Karbonet i naturgassen fjernes før forbrenning ved reformering og etterfølgende CO₂ separasjon.

En skisse av disse konseptene er vist i Figur 6. Mer detaljert beskrivelse finnes i bl.a. /2/ og /8/.



Figur 6: Tre hovedprinsipper for CO₂ innfanging fra gasskraftverk

Eksosgassrensing oppfattes som det prinsippet som inkluderer mest moden teknologi selv om aminseparasjonen ennå har forbedringspotensiale. I motsetning til både eksosgassrensing og avkarboneringsprinsippet, så innebærer støkiometrisk forbrenning mulighet for nærmest 100% fjerning av CO₂. I de to andre tilfellene vil dette omtrent ikke være mulig teknologisk sett. Iallfall vil 100% fjerning innebære store ekstrakostnader i forhold til ca. 90-95% som er mer sammenlignbart med kostnader en støkiometrisk forbrenning tilsvarer. Fordi brenselet i en støkiometrisk forbrenningsprosess er svært forskjellig fra vanlig gassturbinbrenslers så må det utvikles en helt ny gassturbin. Avkarbonisering innebærer også kjent teknologi i og med at reformeringsdelen er den samme som for syntesegassframstilling (mellomprodukt for metanol, ammoniakk etc.), men skal den konkurrere med avgassrensing så krever det at synergieffekter utnyttes ved høy grad av prosess integrasjon (/9/). Felles for disse teknologiene er at ingen er prøvd ut i større skala, eller i forbindelse med et gasskraftverk av den typen som bygges i dag.

Uansett metode for CO₂ håndtering (både innfanging og deponering), så medfører dette en ekstrakostnad som pr. i dag er beregnet til ca. 15 øre pr. kWh elektrisitet (/2/) som produseres. Følgende tiltak kan endre dette bildet noe:

- **Teknologiske forbedringer**

Selv med dagens beste gasskraftteknologi, så vil totalvirkningsgraden for et anlegg med CO₂ innfanging ligge på 1985 nivå for gassturbiner. Dette skyldes de store energitapene i prosessen knyttet til CO₂ separasjon.

- **Salg av teknologi og kompetanse**

Det ligger store muligheter i å kunne teste ut teknologi i nye anlegg (som ikke eksisterer på verdensbasis i dag) for så å eksportere kunnskap og denne teknologien til andre land. Dette krever imidlertid at andre også gjennomfører tilsvarende tiltak.

- **Salg av CO₂**

Hovedsakelig for trykkstøtte i oljereservoarer, men også som råstoff for andre produkter (meget begrenset).

- **Politiske virkemidler**

Spesielle krav til håndtering av utslipp ved nye utbygninger på norsk sokkel. Generelt

høye avgifter knyttet til utslipp, men støtte til drift og etablering av anlegg med CO₂ håndtering.

I og med at kun hovedprinsippet med avgassrensing er prøvd ut i praksis, er det svært vanskelig å kostnadsestimere og derved sammenligne de forskjellige konseptene. Derfor har forskning og utvikling de senere årene fokusert på forbedringer knyttet til enkeltkomponenter og delprosesser i alle de tre hovedprinsippene. Spesielt gjelder det materialvalg og utvikling samt kobling av enkeltkomponenter i systemer for optimal utnyttelse av energi samt kostnadsbesparelser. Det er også under utvikling nye metoder for CO₂ innfangning selv om disse på et vis kan sees på som variasjoner av de 3 hovedprinsippene. De mest fremtidsrettede konseptene ser ut til å være:

- **Integrert membranreaktor og gassturbin**

En membranreaktor menes i dette tilfelle en spesiell dampreformer hvor en av produktene CO₂ eller hydrogen fjernes kontinuerlig gjennom en membran (se Figur 7 for en prinsippsskisse). På den måten kan reaktoren med samme grad av omsetning, drives ved lavere temperatur og/eller høyere trykk i forhold til en autotermisk reformer som til nå har vært vurdert som teknologi i forbindelse med avkarboneringsprinsippet. Imidlertid, gjenstår det høy grad av forskning og utvikling før en slik membranreaktor kan anvendes.

- **Ioneledende membraner for produksjon av oksygen til forbrenningsprosesser**

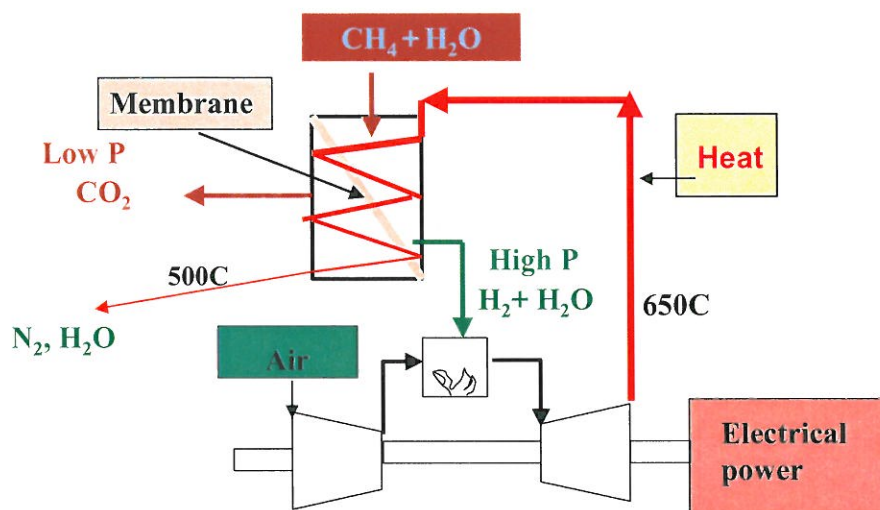
Denne teknologien er knyttet opp mot oksygenproduksjon for prinsippet om støkiometrisk forbrenning, men istedenfor separat oksygenproduksjon er membranen plassert integrert i selve brennkammeret på gassturbinen. Dette konseptet går under navnet AZEP – Advanced Zero Emission Power, og er et konsept utviklet i et samarbeid mellom Hydro og Alstom.

- **Høytemperatur brenselceller og gassturbiner**

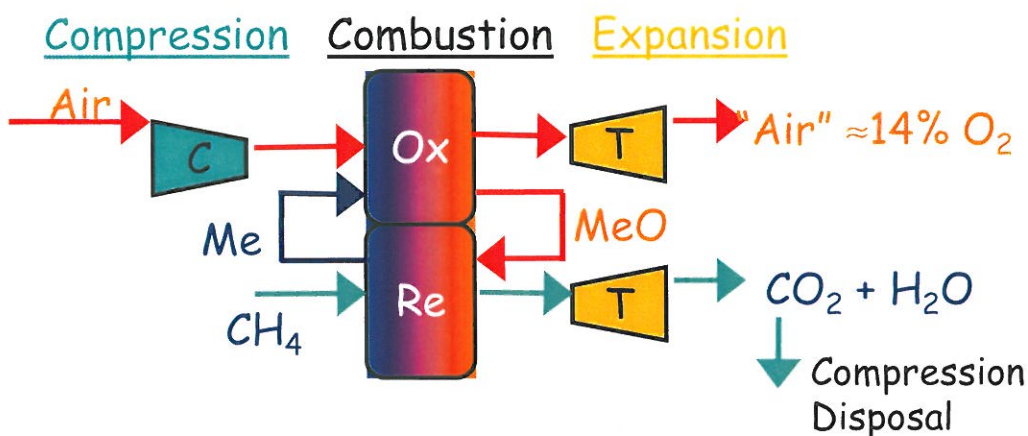
Ved å integrere en brenselcelle i en gassturbin syklus, så kan brenselcellen opereres under trykk og derved øke virkningsgraden. Videre kan det være mulig å separere vekk CO₂ med en kombinasjon av ioneledende membran og brenselcelle teknologi. Shell Technology Norway har planer om å teste ut et konsept (ZESOFCE) utarbeidet sammen med Siemens Westinghouse i et pilotanlegg på Kollsnes. Det er tenkt at CO₂ samt varme fra anlegget skal brukes i et oppdrettsanlegg for fisk.

- **Chemical looping combustion**

Forbrenningsreaksjonen foregår i to separate reaktorer. Brenselet oksideres av et metalloksid i en reaktor, mens metallet regenereres igjen vha. luft til metalloksid i den andre (se Figur 8 for en prinsippsskisse). På den måten oppnås en effekt tilsvarende støkiometrisk forbrenning. Ulempen er knyttet til sirkulasjon av fast stoff og det gjenstår høy grad av forskning og utvikling før et slikt konsept ev. kan realiseres.



Figur 7: Integrert membranreaktor og gassturbin. Her er det skissert med en høytemperatur CO₂-premeabel membran integrert i en dampreformer for reformering av naturgass (kilde: Rune Bredesen, SINTEF)



Figur 8: Prinsippskisse for "Chemical looping combustion" (kilde: Olav Bolland, NTNU)

Innenfor komponent og delsystemer gjelder følgende teknologiutfordringer (avhengig av valg av løsning for CO₂ innfangning) :

- Gassturbin/kombiløsninger
- Separasjon (aminer, membraner, ev. andre)
- Oksygenproduksjon (membraner, adsorpsjon, kryogen destillasjon etc.)
- Syntesegassframstilling (alternative konsepter, katalysatorutvikling, "metal dusting" bestandige materialer, etc.)
- Effektivisering av elektrisitetsoverføring (spesielt i forb. med subseaanlegg)
- Kompakt utstyr (hvis vekt og volum er viktig)
- Korrosjons bestandige materialer

3.2.2 Teknologiske aspekter knyttet til elektrifisering

Ved elektrifisering dekkes kraftbehovet ved overføring vha. elektriske kabler som strekkes langs havbunn fram til installasjonene. Teknologiske løsninger for kraftoverføring avhenger først og fremst av avstand og ytelsesbehov. Når ytelse og avstand øker, øker spenningsfall og elektriske tap, som er de parametrene som i første grad bestemmer teknologisk løsning. Normalt velges trefase vekselstrøm (AC), spenningsfall og tap reduseres ved å velge høyere spenning og/eller økt ledertverrsnitt i kablene. Når kombinasjonen av avstand og ytelse blir for høy vurderes likestrøm (DC) som et alternativt konsept. De siste årene har det vært en rivende utvikling innen kraftelektronikk som benyttes for omforming mellom AC/DC og DC/AC. Dette gjør at kostnadsforhold som er avgjørende for valg av AC eller DC endres i retning av mer bruk av DC der AC tidligere var opplagt alternativ. Hvis en stor del av belastningen kan dekkes med likestrøm forskyver også dette valget i retning av DC som overføringskonsept.

Ved avstander som er aktuelle ved kraftoverføring fra land ut til Ormen Lange feltet og andre aktuelle felt, må også praktiske forhold ved utlegging av kabel vurderes. Det er begrensninger for hvor lange kabellengder som kan håndteres, slik at bl a skjøteproblematikk må tas med i betraktning ved valg av overføringssystem.

I [Xergi nr 2-2001](http://www.energy.sintef.no/publ/xergi/2001/2/art-14.htm) (<http://www.energy.sintef.no/publ/xergi/2001/2/art-14.htm>) er det en artikkel som omtaler kraftoverføring over lange avstander, men den omhandler relativt lave ytelser, slik tilfellet er f. eks. for Snøhvit-utbyggingen, der all prosessering foregår på land.

Teknologiforbedringer er knyttet til:

- Materialvalg og ev. utvikling
- Isolasjon av kabler
- Omforming AC/DC DC/AC
- Kabelskjøting
- Konektorer subsea
- etc.

3.2.3 Gasskraft som en del av et gassknutepunkt på Mørekyten

Hvis all produksjon fra de tre feltene som angitt i Tabell 1 skal prosesseres offshore og transporteres direkte til markedet, er det vanlig å anta at ca. 2-3% må dekke energibehovet ved drifting av dette. Med et utgangspunkt på 120 mill. Sm^3/d eller 43.8 mrd $\text{Sm}^3/\text{år}$ vil det tilsvarende energibehovet offshore bli ca. 0.9 mrd $\text{Sm}^3/\text{år}$. Det produseres ca. 2 kg CO_2/Sm^3 gass, hvilket innebærer en årlig utslippsmengde på 1.8 mill. tonn CO_2 . Dette tilsvarer en økning i petroleumssektoren på 18% eller 4.5% i forhold til det totale utslippene i Norge i 1999 (/10/).

Elektrifisering vha. kraft fra elektrisitetsnettet er tenkt som en mulig løsning for å redusere disse utslippene. Fordi Norge allerede er netto kraftimportør i år med normale nedbør- og

temperaturforhold må denne ekstra kraften enten komme fra økt kraftproduksjon eller økt import. Det er stor usikkerhet knyttet til videre utbygging av vannkraft i Norge og kraft fra nye fornybare energikilder som f.eks. vind vil være begrenset og får liten innvirkning på den totale produksjonen. Det er også stor usikkerhet knyttet til muligheten for nye overføringsløsninger fra utlandet iallfall de neste 5-10 årene /2/. Et viktigere moment sett i et globalt miljøperspektiv, er at ev. importert kraft er mest sannsynlig produsert i gasskraftverk slik at de globale utslippene vil øke selv om de norske ikke vil gjøre det. Et annet viktig moment er tap i forbindelse med overføring over lengre avstander. Dermed bør kraftbehovet være dekket av produksjon så nær sluttbruk som mulig dvs. på ilandføringsstedet. Men det må imidlertid sørges for CO₂ innfanging og deponering av CO₂ for ikke å øke det nasjonale utslippet.

Med undervannsanlegg for transport via et gassknutepunkt på land er det trolig at energibehovet totalt sett vil øke pga. lengre transportetapper og overføringstap ved elektrifisering av installasjonene offshore. Men et landanlegg vil medføre bedre energiutnyttelse og det antas derfor at brenselbehovet vil være det samme, dvs. 0.9 mrd Sm³ NG/år.

Sett i forhold til kraftbehov og CO₂ utslipp, vil følgende aspekter for et gassknutepunkt på Mørkekysten være gjeldene:

- Kraftbehovet for drift av undervannsinstallasjoner, fraksjonering på land og transport må dekkes av et gasskraftverk
- For å minske overføringstap bør et slikt gasskraftverk lokaliseres på ilandføringsstedet for gassen.
- Undervannsanleggene driftes vha. elektriske kabler som legges i tilknytning til importledningene for gassen.
- Det totale brenselbehovet vil være det samme som ved en offshoreløsning, dvs. like mengder utslipp av CO₂.
- Skal CO₂ utslippene reduseres, må CO₂ fjernes fra gasskraftverket og deponeres.
- Det er muligheter for å deponere CO₂ ca. 70 km fra gassknutepunktet.

Et kraftverk som produserer både kraft og varme (kogenereringsanlegg) kan ha total virkningsgrad opp mot 90%. Det betinger imidlertid at det finnes en industriell virksomhet som kan utnytte denne varmen eller at det etableres et fjernvarmeanlegg med god utnyttelse gjennom hele året. Fordi det er et relativt spredt bosettingsmønster i landsdelen og varmetapet i fjernvarmeanlegg er store, er det ingen økonomi i et fjernvarmeanlegg i tilknytning til kraftverket. Da det heller ikke eksisterer industriell virksomhet som kan utnytte denne varmen, vil et moderne CC anlegg være mer hensiktsmessig. Det kan heller være mer økonomi i små distribuerte kogenereringsanlegg plassert rundt i regionen, men som er forsynt med gass fra gassknutepunktet (se kapittel 4 for nærmere beskrivelse av en slik gass distribusjon). Imidlertid må slik anlegg erstatte oljebaserte eller diesel anlegg for at CO₂ utslippene ikke skal øke.

Det er i det følgende foretatt et kostnadsoverslag for et gasskraftverk med CO₂-innfanging:

I 2007/2008 vil kun Ormen Lange feltet være utbygd, dvs. forventet brenselbehov vil være ca. halvparten av det som er anslått ovenfor ($0.45 \text{ mrd Sm}^3/\text{år}$). Med nedre brennverdi på 39.3 MJ/Sm^3 og effektiviteten på moderne CC anlegg uten CO_2 -innfanging på 58%, vil kraftbehovet være 314 MW. Hvis CO_2 fjernes for eksempel ved Avkarbonisering før forbrenning vil virkningsgraden reduseres til 48% (/2/), hvilket tilsier at brenselbehovet økes til $0.52 \text{ mrd Sm}^3/\text{år}$ for å møte kraftbehovet. I kostnadsoverslaget her antas at det bygges et 400 MW anlegg, og overskuddsenergi kan ev. tenkes brukt i kraftkrevende industri. Dermed vil brenselbehovet være ca. $0.6 \text{ mrd Sm}^3/\text{år}$. Ifølge /11/ er investeringskostnader 4.7 mrd NOK for et 400 MW anlegg. Til sammenligning koster et vanlig CC anlegg ca. 2 mrd NOK, dvs. under halvparten. Forbrenning av $0.6 \text{ mrd Sm}^3/\text{år}$ produserer 1.2 mill. tonn CO_2 . Hvis det antas at 90% fjernes, så har det en kostnad på 380 mill. NOK/år. Merkostnadene ved fjerning vil innebære en økning på ca. 12 øre/kWh. Disse kostnadsoverslagene er basert på dagens teknologi. Det forventes i følge /2/ en teknologiforbedring som gjør at det innen 2008 kan forventes en reduksjon på 33%, dvs. 8 øre/kWh.

Betraktningene ovenfor viser at denne løsningen kun kan motiveres ut fra ønsket om redusert utslipp av CO_2 (globalt sett) fra ny virksomhet på norsk sokkel. Dette medfører betydelig merkostnader og de nevnte tiltakene som går på teknologiske forbedringer og politiske virkemidler må vurderes nøye for å gjøre dette prosjektet mer økonomisk attraktivt. Når det gjelder salg av CO_2 for trykkstøtte, krever det nærhet til oljefelt eller ev. et godt utbygd infrastruktur for CO_2 deponering. Med infrastruktur her menes et eget rørsystem hvor CO_2 som fjernes samles opp og deponeres i tomme olje/gass lagre, ev. akviferer på norsk sokkel. Det er lite trolig at dette er på plass innen 2007 og med deponeringsmuligheter nær kysten (70 km) kan dette kanskje vise seg å være en mer lønnsom løsning og ev. et nasjonalt fortrinn. Politikere har forpliktet seg gjennom Kyotoprotokollen og sørge for at Norges samlede utslipp av CO_2 ikke øker. Samtidig forventes det en betydelig økning i petroleumssektoren. Derfor må det nasjonalt iverksettes tiltak for å motvirke den tilsvarende utslippsøkningen. Hva slike tiltak innebærer er vanskelig å fastslå for et enkelt gassknutepunkt da det må foretas en helhetsvurdering av den totale virksomheten i Norge. Kanskje blir kvotekjøp mer realistisk og kanskje blir Norge det eneste landet som satser på å utvikle teknologi for CO_2 innfanging og deponering (/2/)? I det siste tilfelle vil ikke en teknologiutvikling kunne forsvares ut fra muligheter for eksport av kompetanse og teknologi som testes ut i Norge.

Regnestykket er basert på prinsippet om CO_2 -innfanging før forbrenning. I følge /11/, så er denne løsningen investeringsmessig noe dyrere enn de andre alternativene, men dette er marginalt (mindre enn 5%) og innen for usikkerheten for beregningene som ligger til grunn. Som antydnet i forrige seksjon, så kan forbehandling konkurrere med etterbehandling ved høy grad av energetisk og prosessmessig interaksjon og driftsmessig utgjør dette ca. 20% i favør av forbehandling. Videre har dette alternativet et større potensiale teknologisk sett og som kan forbedres ytterligere hvis det kan sees i sammenheng med annen produksjon for eksempel hydrogen eller som råvare for videre produksjon til kjemikalier. Også prinsippet for støkiometrisk forbrenning kan være interessant både med tanke på den teknologiske utviklingen, men også i sammenheng med videreprosessering. Disse aspektene er beskrevet nærmere i de to neste kapitlene.

Med antagelsen om at det skal bygges gasskraftverk som skal sørge for kraftbehovet for drifting av undervannsanlegg samt eksport av tørrgass i eksportørledninger og som også kan brukes som tilskudd i kraftkrevende industri i regionen anbefales det en utbygging i flere etapper etapper. I første fase bygges et 400 MW anlegg med teknologi for CO₂ innfanging som er ferdig utviklet og tilgjengelig for drift i 2007. I tillegg til dette bør det vurderes å bygge et pilotanlegg for testing av ny teknologi som ev. kan implementeres i neste fase ca. 2012 hvor anlegget utvides til dobbelt kapasitet. Deretter vil det avhenge av framtidig gjennomstrømning i gassknutepunktet om kapasiteten skal utvides. Dette vil igjen avhenge av hvor raskt nye felt fases inn og utover det som er angitt i Tabell 1, så finnes ikke tilgjengelig materiell som beskriver den videre utviklingen.

3.3 HYDROGENSAMFUNNET

3.3.1 Hydrogen som energibærer

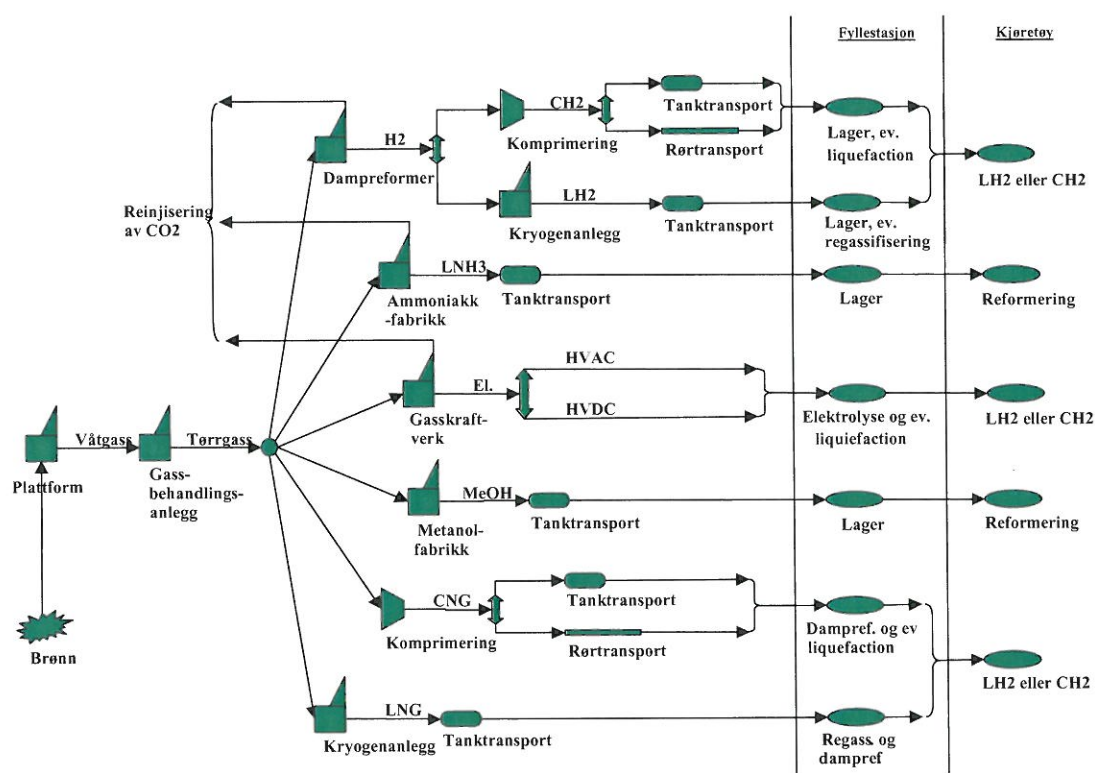
Grunnstoffet hydrogen har mange fordeler:

- Når hydrogen brenner sammen med oksygen, dannes kun rent vann og dermed ingen miljøfiendtlig utslipp.
- Energiinnholdet (pr. kg) er 2.5 ganger så høyt som i bensin og diesel.
- Hydrogen finnes i store mengder på jorden bundet til oksygen (vann).
- Hydrogen er fargeløs og uten lukt og smak.
- Hydrogen kan lett omdannes til elektrisitet i en brenselcelle og vice versa.
- I motsetning til elektrisitet kan hydrogen lagres over lengre tidsrom, men disse to energibærerne kan utfylle hverandre gjensidig.

Alle disse fordelene skulle tilsi at hydrogensamfunnet skulle tatt av allerede på begynnelsen av forrige århundre da hydrogen som energibærer hadde en utstrakt bruk i form av såkalt bygass (inneholder mer enn 50% hydrogen). Som kjent tvang oppdagelsen av olje- og gass forekomster hydrogen gradvis ut av dette markedet, og selv om miljøfokus nå tvinger fram mer bærekraftig bruk, så er det dessverre en del ulemper forbundet med hydrogen som gjør at hydrogen ennå ikke har fått en fullstendig renessanse:

- Hydrogen reagerer lett med andre stoffer slik at det ikke finnes fritt i naturen. Det må derfor fremstilles fra andre stoffer (f.eks. fra vann i form av vannelektrolyse eller ved spalting av hydrokarboner som naturgass).
- Hydrogen er det minste grunnstoffet som finnes, hvilket gjør at det lett diffunderer gjennom materialer. Derfor vil det være et strengere krav til materialvalg for å hindre lekkasje.
- Hydrogen er et lett stoff som gjør at energitettheten er svært lav i forhold til bensin (forholdet er ca. 1/3000 ved 15 °C og 1 atm).
- Hydrogen er meget brennbart og antennes lett, men det gjør også bensin og diesel.
- Hydrogen brukes mest effektivt i brenselceller, men disse er ennå svært kostbare.

Det produseres mer enn 500 mrd Nm³ hydrogen på verdensbasis i dag (/3/), men bare 1% brukes til energiformål og da hovedsakelig i romfart. Omtrent halvparten brukes til å produsere ammoniakk (NH₃) som råstoff for kunstgjødsel, 37% brukes i raffinerier og 8% til metanol. Naturgass brukes som kilde for 95% av dette hydrogenet. Metoden og teknologien forbundet med produksjon av hydrogen er med andre ord velprøvd. Norge har således et godt utgangspunkt for storskalaproduksjon av hydrogen ved at det både produseres ammoniakk og metanol og selvfølgelig ved at Norge besitter råstoffet selv. Derimot er flaskehalsen for mer omfattende bruk som energibærer knyttet til lagring og til dels sluttbruk som følge av de negative aspektene nevnt ovenfor. Selv om hydrogen som energibærere kan brukes i for eksempel brennere og forbrenningsmotorer, er det kombinasjon med brenselceller som regnes for den mest optimale utnyttelsen. Fordi teknologiutvikling rettet mot mer kostnadseffektive brenselceller skjer langsommere enn antatt, blir det heller ikke bygd ut en infrastruktur for distribusjon av hydrogen. Disse utfordringene har ført til at det vurderes mange alternativer for hele hydrogenkjeden fra produksjon via lagring/transport og til sluttbruk. I Figur 9, er det laget en skisse for noen tenkelig "veier" gjennom kjeden. Her antas produksjon fra naturgass og sluttbruk i kjøretøy, men som vist, kan det tenkes flere muligheter knyttet til hydrogenbærere, transport og distribusjon og lagring om bord i kjøretøyet.



Figur 9: Mulig totalløsning for hydrogen produsert fra naturgass og brukt som drivstoff i kjøretøy (akronymene er definert i 7.1). (Kilde: Diplomoppgave, Knut Ellevåg 1999)

Det enkleste er å lagre hydrogen i ren form, men som før nevnt må molekylene i gassen pakkes tettere sammen på et eller annet vis for at den kan utnyttes som brensel i et kjøretøy. Her er dette vist i form av komprimert hydrogen (CH₂) og hydrogen i væskeform (LH₂). Det finnes også flere

muligheter og dette er beskrevet nærmere i neste delkapittel. Istedenfor å transportere hydrogenet fra gassknutepunktet til sluttbruker kan det tenkes at hydrogenet brukes til å produsere elektrisitet til nettet. Elektrisiteten brukes så til å produsere hydrogen vha. elektrolyse lokalt på fyllestasjoner. Fordi væsker er lettere å transportere enn gasser, er ulike hydrogenbærere som ammoniakk (NH_3), metanol (CH_3OH) og LNG vurdert som mulig løsning på lagring/transport problematikken. Disse innebærer også mindre modifikasjoner av eksisterende infrastruktur. Komprimert naturgass (CNG) vurderes også som en løsning fordi dette er en lagring/transport form som brukes i dag. Ulempen med disse hydrogenbærerne er at de i de fleste tilfellene må reformeres til hydrogen igjen før sluttbruk og dette er heller ikke så miljøvennlige utnyttelse som "rent" hydrogen. Likevel vil utslippene av CO_2 og NO_x reduseres ved at de erstatter bensin og diesel og ved bruk av mer energieffektive brenselceller. Det første er imidlertid ikke alltid tilfelle avhengig av hva slags type sluttbruk det er snakk om.

Noen aspekter knyttet til teknologiutvikling er beskrevet nærmere i de to neste delkapitlene, mens transport og distribusjon er behandlet i kapittel 4. I kapittel 5 er det satt opp 2 scenarier knyttet til hvordan hydrogenmarkedet utvikler seg over tid.

3.3.2 Teknologiske aspekter knyttet til lagring

I tillegg til lagringsformer som er nevnt i forrige delkapittel, forskes det nå på lagring i form av metallhydrider og i ulike karbonstrukturer. For å sammenligne de 4 mest "rene" lagringsformene (CH_2 , LH_2 , metallhydrid og karbonstruktur) er det foretatt et tankeeksperiment med utgangspunkt i lagring av 50kg hydrogen om bord i en personbil. Grunnen til valg av 50 kg, er at dette tilsvarer bortimot 1 års forbruk og derfor minimaliserer problematikken knyttet til påfyll av drivstoff. Tabell 3 viser resultatet av vekt av lagringsmedium (eksklusiv lagringstank) og tilsvarende volum på lagringstanken. Volumet som 50 kg hydrogen utgjør ved 200 bar, er uforholdsmessig høy. Også lagring i flytende form og som metallhydrid viser et volum som er ca. 10 ganger høyere enn for vanlig bensintank. Men bensin i en slik tank varer normalt bare i ca. 14 dager. Metallhydrid har ulempen med høy vekt, mens konvertering til flytende form er en veldig energikrevende prosess (ca. 1/3 av energiinnholdet tapes i prosessen). Det er kun lagring i karbonmaterialer i form av nanofibre som kan vise til noenlunde tilfredsstillende resultater med tanke på både volum og vekt, men de store variasjonene som er angitt tyder på stor usikkerhet knyttet til dette. Faktisk er dette bare testet i lab skala og det har vist seg svært vanskelig å reproducere resultatene. Selv om resultatene er lovende, er dette en svært umoden teknologi som må sees på i et mer langsiktig perspektiv (20-50 år).

Tabell 3: Størrelse og vekt på en lagringstank som er tenkt for lagring av 50 kg hydrogen i en personbil

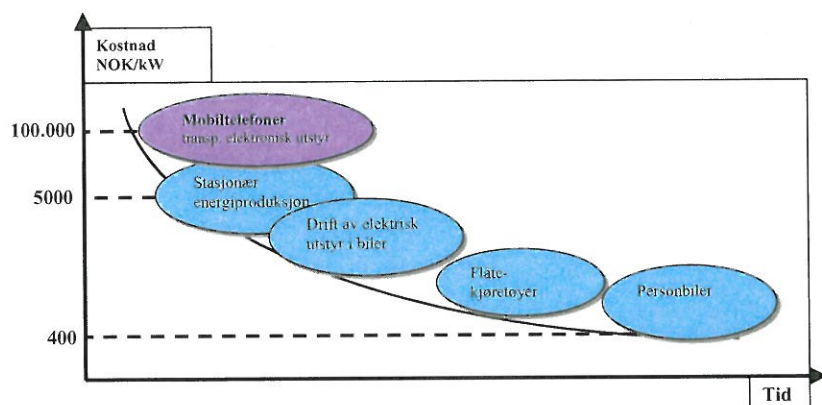
Lagringsform	Mengde i tanken (kg)	Volum av tanken (l)
GH_2 (200 bar)	50	3125
LH_2 (-253 °C)	50	705.5
Metallhydrid, LaNi_5H_6	6167	505
Nanofiber, (200 bar)	104-250	52-310

I et mer kortsiktig perspektiv er det nok flytende hydrogen eller andre flytende bærere som metanol som vil få størst oppmerksomhet. Flytende hydrogen brukes som lagringsmedium i romfart og godt isolerte lagringstanker er utviklet for dette formålet. Også enkelte bilfabrikater begynner å innse at dette vil være en løsning iallfall hvis brenselcellebiler skal kunne kommersialiseres i løpet av de neste 5-10 årene. Teknologisk er konverteringsprosessen heller moden, slik at forbedringspotensialet er begrenset. Likevel finnes noen muligheter og noe forskning pågår på dette området. Gode erfaringer fra tilsvarende forbedringer knyttet til LNG prosessen er utgangspunkt for forskning ved SINTEF/NTNU i Trondheim, mens det i Japan også forskes på andre kjøleteknikker som magnetisk kjøling i tillegg til de mer konvensjonelle teknikkene. For bulk transport og distribusjon og til dels sluttbruk, vil nok en kombinasjon av CH₂ og LH₂ tilsvarende CNG og LNG være en løsning som det satses på først.

3.3.3 Teknologiske aspekter knyttet til brenselceller

Det finnes flere typer brenselceller, men det ser ut til nå at forskningen konsentreres om "polymer membrane" (PEMFC) og "solid oxide" (SOFC) brenselceller. PEM brenselcellen, som er en lavtemperatur brenselcelle, har vist seg svært lovende for flere mulige applikasjoner først og fremst i mobile enheter, men også i mindre stasjonære enheter. Forskning og utvikling på denne typen brenselceller har kun pågått siden 1990 (/4/), men potensialet er ansatt som svært høyt. Forskning og utvikling innen SOFC teknologien har imidlertid pågått lenger og får ikke nå like stor oppmerksomhet. De teknologiske utfordringene anses som større og potensialet for anvendelse er mindre mangfoldig. Likevel er kombinasjonen av SOFC sammen med gassturbinsykler samt muligheter for relativt enkelt å fjerne CO₂ fra naturgassbaserte celler ansett som svært interessante konsepter (se 3.2.1).

Ulempen ved brenselceller er de høye kostnadene forbundet med produksjon og utviklingen i så måte ser ut til å gå saktere enn mange aktører i markedet skulle ønske. Selv om det er bilindustrien som ivrer mest for introduksjon av brenselcellebiler er det grunn til å tro at brenselceller får en markedsintroduksjon raskere i stasjonære anlegg, som bolighus og næringsbygg (/12/). Grunnen til dette er den lave prisen på forbrenningsmotoren som brenselceller konkurrerer mot. Et annet mulig anvendelsesområde er bærbar elektronikk. Kravet til overføringskapasitet, fargeskjerm og lenger driftstid vil sette fortgang i å erstatte dagens batterier med små brenselceller. Brenselceller, med metanol som drivstoff, vil for eksempel kunne gi mobiltelefonen 5-8 ganger lenger driftstid enn tradisjonelle batterier. Brenselceller innebærer heller ikke unødvendig tid til lading, kun etterfylling av drivstoff. Da batterier også er relativt dyre kan brenselceller vise seg å være konkurransedyktig i dette markedet langt tidligere enn de vil i forhold til forbrenningsmotoren. I figur 10 er det vist en skisse over teknologikostnad pr kW_e utnyttet som funksjon av markedsintroduksjon. Det er ikke antatt noen årstall når dette vil skje, men tendensen er ganske illustrativt for utviklingen av markedet for de ulike anvendelsesområdene.



Figur 10: Markedsintroduksjon av brenselceller i ulike applikasjoner

4 MULIGHETER VED GASSKNUTEPUNKT

4.1 GASSPRODUKSJON OG GASSHÅNDTERING

Som nevnt innledningsvis i kapittel 1 vil mer helhetlige gassløsninger være viktig i framtida. Prisen på gass vil etter all sannsynlighet gå ned i Europa som følge av liberalisering, og dermed verdien på gassen. Etterspørselen på gass i Europa vil stige, men konkurransen vil bli hardere. I Tabell 4 er det vist en prognose for gassituasjonen fram mot 2020 (/1/). I denne prognosen er det antatt at den norske andelen av gassmarkedet i Europa skal øke i denne perioden. Foreløpig er det bare ca. 75 mrd Sm³/år som er solgt i langsiktige kontrakter, slik at resten må selges i et åpent marked. Derfor vil det klart være viktig å finne alternative markeder for å kunne være mer fleksibel i forhold til variabel etterspørsel. I Tabell 4 er det lagt opp til en heller beskjeden økning i innenlands bruk i Norge, men det hersker stor usikkerhet bak disse tallene. Mye av den økte produksjonen går til økt reinjeksjon, men det forventes at mye av dette produseres på et senere tidspunkt.

Tabell 4: Forventet forbruk av tørrgass i Europa, norsk eksport, forbruk og produksjon (mrd Sm³) (/1/)

År	Europa	Norsk eksport	Norsk forbruk	Norsk produksjon
2000	490	65	1,5	90
2005	565	80	2,0	110
2010	630	100	3,0	140
2020	685	120	5,0	170

Når det gjelder transportløsninger for den økte eksporten, så kan transportkapasiteten økes noe i eksisterende rørledninger til Europa, men alternativer blir viktig. Rørledninger er mest gunstig der hvor avstanden til markedet ikke er for stort som for f.eks. mot Polen og de Baltiske landene, men over lengre strekninger vil LNG og syntetisk brensel (GTL) være mulige løsninger. En konvertering til GTL produkter vil være en ekstra verdiskaping i seg selv. Som dieselkomponent har den betegnelsen "miljødiesel" fordi den ikke inneholder svovel og tyngre komponenter som danner sot ved forbrenning.

Det vil være svært viktig at gassløsninger på sokkelen sees i sammenheng med landbasert gassanvendelse. Foreløpig vil det gjelde pilotprosjekter for uttesting av teknologi, men også ved at Norge etter hvert blir en større bruker av egen gass. Det siste gjelder videreprosessering til kjemikalier og direkte bruk av naturgass i form av LNG, samt kraftgenerering (med eller uten CO₂-innfangning). I et litt lengre perspektiv vil en mer bærekraftig konvertering til hydrogen bli mer aktuelt som følge av økt etterspørsel (se kapittel 3).

I det følgende er det pekt på mulighetene ved et gassknutepunkt for håndtering av store mengder gass fra Norskehavet. I tillegg til transportløsninger for direkte eksport, er det lagt vekt på

muligheter både for gassavsetning direkte, videreprosessering til verdifulle kjemikalier og energibærere (som også kan eksporteres) samt nødvendig egen utvikling av teknologi med stort eksportpotensiale. Som følge av dette kan Norge også bli attraktiv som uttestingsplass for teknologi utviklet av andre.

4.2 GASSKNUTEPOINT

Gass har vært ilandført i Norge siden Statpipe ble tatt i bruk i 1985 (/5/). En oppsummering a status er gitt i Figur 2. Mens både Kårstø og Kollsnes er hovedsakelig mellomstasjon (gassbehandling) før tørrgass eksporteres videre, er Tjeldbergodden et industrielt senter for utnyttelse av gassen fra Heidrun på land. Imidlertid, så er det nå i ferd med å etableres muligheter for direkte bruk av gassen på land i områdene rundt både Kårstø og Kollsnes. Distribusjonsselskapet Gasnor leverer gass fra Kårstø til industrikunder som tidligere brukte fyringsolje som energikilde. Naturgass Vest har startet utbyggingen av et distribusjonsnett rundt Kollsnes for leveranser både til industrikunder og transportselskaper som ønsker å ta i bruk gass som drivstoff i sine kjøretøyer (først og fremst busser). Det er også planer om bygging av gasskraft på begge disse ilandføringsstedene, men disse er foreløpig lagt på is i påvente av politiske beslutninger som følge av CO₂ debatten i Norge. Det er likevel planer om et demoanlegg for gasskraftverk med CO₂ innfangning på Kollsnes.

Telemark Gassforum (/7/) er etablert for bl.a. å sikre mer stabile råstoffleveranser til prosessindustrien i Grenland. I dag brukes hovedsakelig våtgass som fraktes på gasstankere fra ulike felt i Nordsjøen og fra Kårstø. Det er et ønske å ta i bruk tørrgass i ammoniakkproduksjonen for dermed å øke kapasiteten i petrokjemianleggene som er avhengig av våtgass. Telemark Gassforum arbeider derfor aktivt for å etablere et grenrør fra den planlagte rørledningen til Polen og opp til Grenland. Ved ilandføring av gass, ser man også her på muligheter for direkte bruk av gass som erstatning for fyringsolje i en svært utslippsbelastet region.

En del av de aspektene som er nevnt her for eksisterende gassknutepunkt (Grenlandsområdet går i denne sammenheng inn under denne kategorien) vil også være gjeldene for et tilsvarende knutepunkt på Mørkysten, men noe vil være forskjellig.

I første omgang er det snakk om ilandføring av Ormen Lange gassen til Mørkysten. Da denne gassen er relativt tørr, er det ikke så store behov for omfattende gassbehandling før denne kan sendes i eksportørledningene. Likevel inneholder den noe LPG og kondensat (se Tabell 1) som i et landbasert anlegg kan skilles ut og selges som produkt. Da Mørkysten er spredt og tynt befolket i forhold til lenger sør på Vestlandskysten er grunnlag for direkte bruk som energibærer heller ikke godt nok alene som argument for å ilandføre denne gassen.

Utbygging av olje- og gassfelt med henblikk på å utnytte gassen til videreforedling er risikofylt og innebærer kompliserte prosesser. I motsetning til Grenland, er det på Mørkysten svært liten gassbasert virksomhet fra før, bortsett fra på Tjeldbergodden. Skal man bygge ut et gassknutepunkt med tanke på videreprosessering må det sikres tilgang på råstoff fra andre felt på

lengre sikt enn normal drift for et spesifikt felt. Videre må det forventede markedet for produktene være av en slik karakter at verdiskapingen langt overstiger merkostnadene ved ilandføring.

En viktig fordel som ilandføringsstedene på Vestlandet har i forholdet til for eksempel Grenlandsområdet, er "nærhet" til olje- og gassfeltene. Det innebærer lavere transportkostnader for gassen, men et vel så viktig punkt i disse "CO₂-tider" er nærheten til deponier for CO₂ (se kapittel 3).

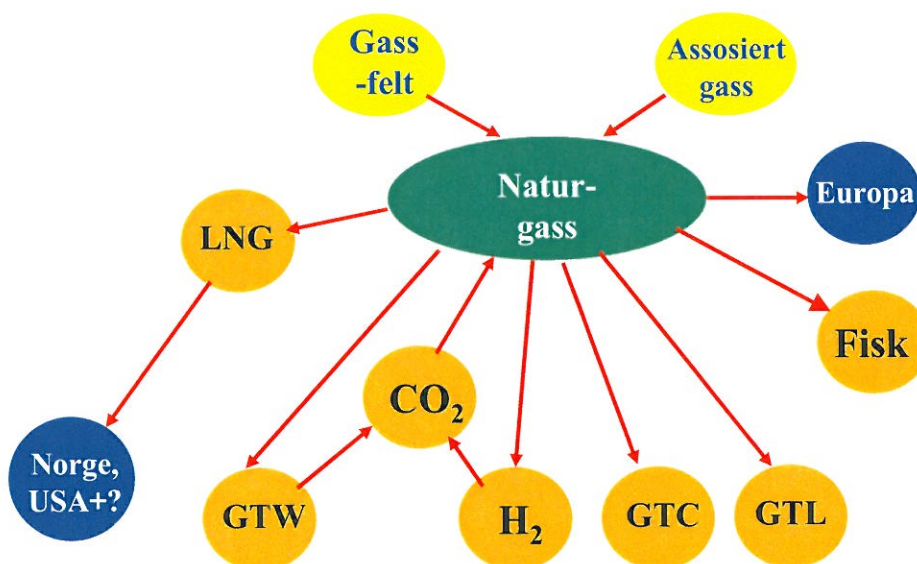
4.3 TOTALLØSNING FOR GASSEN

4.3.1 Generelle muligheter

Ubehandlet naturgass består av tørrgass og våtgass. Våtgasen skilles som regel fra tørrgassen i separasjonsanlegg før videre bruk. Tørrgassen, som hovedsakelig består av metan, blir ofte betegnet som naturgass og dette uttrykket blir brukt i det følgende. Våtgasen brukes som råstoff i petrokjemisk industri.

Naturgass kan anvendes direkte som energibærer i forbindelse med forbrenning, oppvarming, matlaging, smelting og i tørkeprosesser eller som drivstoff i transportsektoren (ferger, busser etc.). Den kan også benyttes som råstoff for videreforedling til for eksempel metanol, kunstgjødsel, ulike plastmaterialer, hydrogen og proteiner.

Figur 11 viser en mulig totalløsning for gassen som produseres (fyrgass, fakling og injeksjon er utelatt) med et gassknutepunkt i sentrum (mest sannsynlig "onshore", men kan tenkes "offshore"). GTW står for "gas to wire", dvs. direkte bruk av gassen eller for miljøvennlig produksjon av el./varme i gasskraftverk med reinjeksjon av CO₂. GTC står for "gas to chemicals", mens GTL står for "gas to liquid" eller syntetisk brensel.



Figur 11: Totalløsning for produsert naturgass (fyrgass, fakling og injeksjon er utelatt). GTW står for "gas to wire", GTC står for "gas to chemicals", mens GTL står for "gas to liquid" (kilde /1/)

4.3.2 Produkter for framtidens markeder

Det er i Tabell 5 listet opp en del naturgassbaserte produkter. I Tabell 6, er markedssituasjonen angitt for noen gassbaserte produkter. Med små marginer for GTL komponenter, menes at lønnsomheten i produksjonen av disse er mye mer avhengig av gassprisen enn for eksempel olefiner/polyolefiner (/6/).

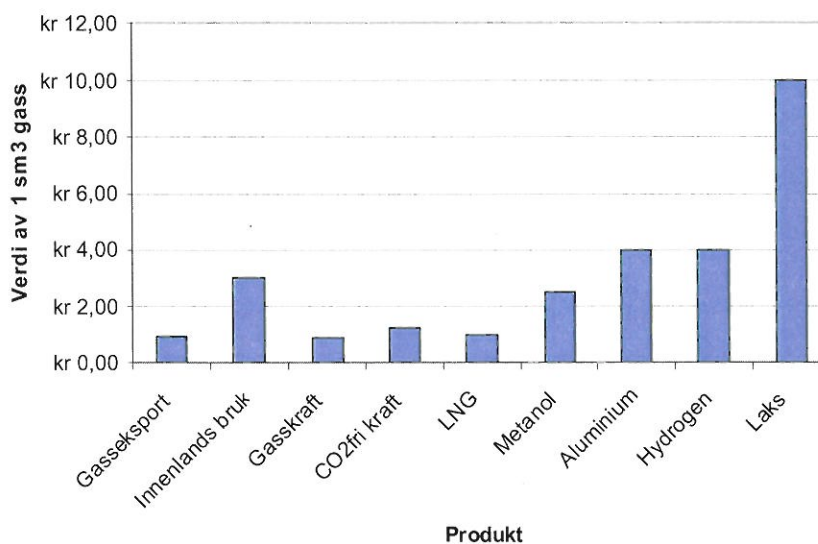
Tabell 5: Anvendelsesområder og produkter basert på naturgass

Energiformål	Maritim framdrift	Transportsektor	Kraft-varme	
Miljøvennlig energibærere	LNG	CH ₃ OH	Syntetisk olje (GTL)	Tilsatskomponenter
Elektrisitet	Konvensjonelle Gasskraftverk	Gasskraftverk med CO ₂ innfangning		
Kjemikalier	Olefiner	Dimetyleter (DME)		
Videreutvikling av kraftkrevende industri	Aluminium	Papir	Silisium	Kunstgjødning
Hydrogen/hydrogenbærere	CH ₃ OH	NH ₃	Hytan (25% H ₂ og rest CH ₄)	
Mat	Bioproteiner til fôr	Laks		

Tabell 6: Markedssituasjonen for noen gassbaserte produkter (/1/)

Etan	Ikke noe generelt marked i Europa, men økende etterspørsel som råstoff i petrokjemiindustrien hvis oppgradering av anlegg i Norge og Sverige
Propan	Vel utviklet og stabilt marked i Europa
Metanol	Økende marked som energibærer hvis bruk i brenselcelleapplikasjoner. Begrenset marked ellers. Mulig bruk i olefinkjeden gir bedre markedsutsikter, se olefiner/polyolefiner.
Hydrogen	Økende marked hvis bruk som energibærer og brenselkomponent
LNG	Økende marked (USA, Middelhavsland), 50-100 nye båter i bestilling, mangel på kostnadseffektive mottaksterminaler er begrensende faktor
GTL (fuelkomponenter)	Konvertering til oljekjeden, men små marginer
Olefiner/polyolefiner	Stort økende marked (ca. 3-5% pr. år) og gode marginer
Ammoniakk	Forventet økning på 1-2% pr. år
Aluminium	Forventet økning på 3% de neste 10 årene. I Europa tilsvarer økningen mer enn 10 ganger Norges nåværende produksjon
Fisk	Kan øke produksjonen årlig med 2.5 millioner tonn laks og 1 million tonn hvitfisk

Det er i Figur 12 vist bruttoverdiskaping for noen utvalgte gassbaserte produkter sammen med eksport og direkte bruk innenlands. Prisene er omtrentlige og innhentet i 1999/2000, men de gir et bilde av mulighetene for økt verdiskaping i forhold til gasseksport. Investerings- og driftskostnader er imidlertid ikke tatt med og det er nettopp dette som er flaskehalsen for gassbasert industri i Norge. Hvis det kan utnyttes synergier i samproduksjon av flere produkter og en langsiktig utbygging av virksomheten som ivaretar framtidens endrede energibehov vil det kunne være mulig å oppnå kostnadsreduksjoner. I neste delkapittel er det beskrevet nærmere de produkter som synes mest gunstige for et gassknutepunkt på Mørkekysten, men først litt generelt om transport av de ulike produktene.



Figur 12: Brutto verdiskapings potensial for noen gassbaserte produkter (kilde: Geir Owren, NTNU og Statoil)

4.3.3 Transport av produkter fra et gassknutepunkt

Mulige løsninger

Det mest vanlige er rørtransport av gass enten ved relativt høyt trykk (>70 bar) som i eksportrørledningene eller ved lave trykk (<4 bar) som i mer lokale rørledninger. Transport i form av CNG og LNG er mest vanlig over lengre avstander eller der det er uhensiktsmessig å transportere i rør. Betegnelsen CNG brukes om naturgass som er komprimert til 200-300 bar ved omgivelsestemperatur, mens LNG er "liquefied" natur gass med temperatur ca. -162 °C og atmosfærisk trykk.

Andre alternativer er i form av GTL produkter, hytan (ca. 25%hydrogen og 75% naturgass) eller hydrater. Det jobbes for at GTL kan være en løsning der feltene ligger langt unna eksisterende infrastruktur, men også som et alternativ til å bygge ut kapasiteten i eksport ledningene. Det er imidlertid mange utfordringer som må løses før dette blir en realitet og svært mange ser dette som en lite lønnsom utvikling. Hytan sendt i eksisterende eksportrørledninger vil gi mindre CO₂ utslipp, men krever noe konvertering. Det har i lengre tid vært undersøkt om naturgass i form av

hydrater kan være en mulig transportløsning. Dette krever imidlertid både lavere temperatur og høyere trykk og er ansett av mange som en utopi.

Tørrgass for eksport og CO₂ for deponering

Også i framtiden vil mesteparten av tørrgassen eksporteres i rørledninger. Det er anslått (/1/) at 90% av ikke-utbygde felt vil bli koblet opp via rørtransport. Det er de siste 15-20 årene bygd opp en ekspertise innen rørlegging samt drifting av rørnettverk for både våt- og tørrgass, men dette er svært lite utnyttet med tanke på eksport av teknologi og kompetanse. Videre teknologi- og kompetanseutvikling, også når det gjelder CO₂ rørtransport, rettet mot enklere og dermed rimeligere installasjoner og drift av disse, bør være et godt grunnlag for eksport av teknologi og kompetanse knyttet til totalløsninger for rørbasert gasstransport.

Det er enorm kapasitet for lagring av CO₂ i tomme akviferer og brønner på sokkelen og lagringsstabiliteten synes tilfredsstillende. Hovedproblemet er relatert til kostnader forbundet med kompresjon og transport fram til deponeringsstedene. Det er antatt at CO₂ fra et gassknutepunkt på Mørekyten kan deponeres i tomme brønner eller kull-lag ca. 50-70 km utenfor kysten (se kapittel 3).

LNG/CNG transport

LNG kan transporteres på containere, tankbil eller skip fram til sluttbruker. Hos sluttbruker må den flytende gassen fordampes før den kan anvendes. LNG kjeden medfører større energitap og som regel mer kostnadskrevende installasjoner enn om naturgassen kan føres direkte til sluttbruker. LNG er følgelig en mer kostbar løsning. Først når avstanden til markedet eller eksisterende rørinfrastruktur blir stor, samt i de tilfeller hvor det vil være uhensiktsmessig å legge rør, vil LNG bli en mer aktuell løsning.

CNG kan også fraktes i trykkbeholdere om bord i kjøretøy (trailere) fram til sluttbruker.

4.4 ANBEFALT PRODUKSJON OG TRANSPORTLØSNINGER VED GASSNUTEPUNKTET PÅ MØREKYSTEN

4.4.1 Minimumsløsning

Skal det være noen hensikt i ilandføring av produksjonen fra de 3 feltene som angitt i Tabell 1, må det bygges et gassbehandling/fraksjoneringsanlegg på gassknutepunktet som separerer fra LPG fraksjonen og kondensatet. Videre må det bygges et gasskraftverk for å kunne dekke kraftbehovet for drifting av undervannsinstallasjonene, fraksjoneringsanlegget og eksportrørledningen(e) (se kapittel 3).

4.4.2 Gass til innenlands forbruk

Bruk av naturgass for energiformål vil først og fremst være attraktiv i nye bygninger/boliger og nye transportenheter. Pga. spredt bosettingsmønster i regionen vil det ikke være hensiktsmessig å bygge ut et rørbasert gassdistribusjonsnett, men distribusjon av LNG, som i dag foregår fra Tjeldbergodden, er den mest realistiske distribusjonsmetoden. Kapasiteten bør bygges ut med økende etterspørsel. LNG til maritim sektor vil også være aktuelt og spesielt i ferger. Videre vil det være aktuelt i de tilfeller hvor oljefyrte systemer i næringsbygg lett kan erstattes med naturgassbaserte systemer. LNG i større kvanta for eksport til fjerntliggende områder kan tenkes på lang sikt.

4.4.3 Elektrisitet

Elektrisitet fra gasskraftverk med CO₂ innfanging er beskrevet nærmere i kapittel 3 og anses som kjernen i virksomheten på det aktuelle gassknutepunktet. I tillegg til å dekke kraftbehovet knyttet til undervannsanlegg, fraksjonering og eksport av tørrgass, vil overskuddselektrisiteten kunne brukes som tilskudd til kraftkrevende energi i regionen og til drifting av andre anlegg som ev. etableres i tilknytning til gassknutepunktet.

4.4.4 LPG

LPG innholdet i gassen som importeres bør definitivt fraksjoneres ut og selges som råstoff for produksjon av kjemikalier eller for energiformål.

4.4.5 Metanol

Metanol har flere anvendelsesområder både som råstoff for andre kjemikalier og som hydrogenbærer for bruk i brenselceller. Selv om markedet for metanol er noe usikkert så er det trolig rom for å øke kapasiteten ytterligere i forhold til det som produseres på Tjeldbergodden i dag. Det kan for eksempel tenkes at metanol kan brukes som råstoff for petrokjemiindustrien i Grenland eller andre steder i verden.

4.4.6 Olefiner/polyolefiner

Olefin er et samlebegrep for eten, propen og buten. Disse stoffene kan produseres fra metanol og videreprosesserer til polyolefiner som for eksempel plast. Markedet ser lovende ut, men det kan hende at det økonomisk vil være mer gunstig å produsere metanol på Mørekyten for så å sende denne videre på skip andre steder (se beskrivelsen for metanol) eller til andre land som tar seg av videreprosesseringen.

4.4.7 Hydrogen

Det er som nevnt i kapittel 3, svært vanskelig å spå når hydrogen vil få et stort nok marked til at dette ev. kan produseres økonomisk på Mørekyten. Men hvis forholdene legges til rette ved at det miljøvennlige gasskraftverket baseres på Avkarbonisering før forbrenning og at kapasiteten

kan utvides etter hvert, eller ved at man velger den løsningen i neste fase (2012) så vil det være enklere å forberede behovene i et kommende hydrogensamfunn.

Som nevnt tidligere vil det antagelig være mest hensiktsmessig å transportere hydrogen til sluttbruker som LH2 på samme vis som for LNG. Dermed må det på sikt bygges ut et anlegg for nedkjøling av gassen. I første omgang anbefales et mindre anlegg for uttesting av teknologi og for å møte den forventede økte etterspørselen i markedet.

4.4.8 Bioproteiner

Bioprotein kan bl. a. brukes som fôr i fiskeoppdrettsanlegg og det produseres i dag på Tjeldbergodden. Selv om fabrikken på Tjeldbergodden hadde en del innkjøringsproblemer, ser det nå ut til å drives tilfredsstillende. Hvis det er marked for dette, vil det på sikt kanskje være økonomisk gunstig å øke kapasiteten.

4.4.9 Fiskeoppdrett

Overskuddsvarme fra den industrielle virksomheten på gassknutepunktet bør kunne utnyttes i et fiskeoppdrettsanlegg.

4.4.10 "Demo-site"

Som antydnet tidligere, trenger både miljøvennlig gasskraftverk og hydrogensamfunnet ny eller forbedret teknologi for å kunne konkurrere mot eksisterende energisystemer. Derfor bør det også legges til rette for uttesting av teknologi som utvikles. Dette vil kunne ha et fortrinn i forhold til å kunne eksportere kompetanse og teknologi, men også ved at anleggene vil få internasjonal oppmerksomhet og trekke til seg interessenter.

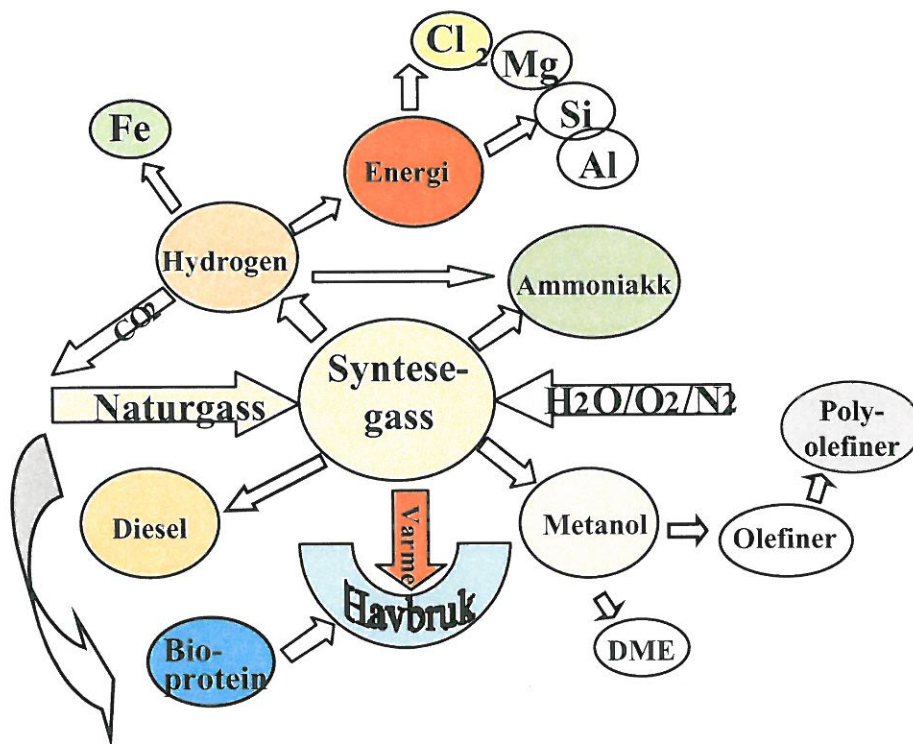
4.4.11 GTL

Hvis det skal legges opp til en miljøvennlig profilering av gassknutepunktet på Mørkekysten er det ikke å anbefale en satsing på produksjon av drivstoffkomponenter. Produksjonen er en kostbar prosess og teknologien regnes ikke for særlig moden selv om det eksisterer et stort anlegg i Sør-Afrika (SASOL) og det planlegges bygging av anlegg i Nigeria, Venezuela og Qatar samt noen demoanlegg i nærmeste framtid.

4.5 HØYTEKNOLOGISKE LØSNINGER

Det er i kapittel 3 og tidligere i kapittel 4 anbefalt å satse på en kombinasjon av energiproduksjon og kjemikalier eller råstoff til kjemikalier. Skal dette være økonomisk attraktivt må det satses på en integrert og fleksibel produksjon avhengig av markedsbehovet. I Figur 13 er det vist en skisse av et konsept som går under navnet CEM eller integrert produksjon av kjemikalier, energi og materialer. Videreforedling skjer i *ett* stort anlegg hvor kjernen er produksjon av syntesegass - en blanding av hydrogen og karbonmonoksid - som så kan brukes som utgangsmateriale ved produksjon av f.eks. metanol, miljø-diesel, hydrogen, ammoniakk, bioprotein, plastråstoffer osv.

Naturgass er en viktig energikilde, og den kan brukes ved fremstilling av ulike materialer som f.eks. jern fra jernoksid. For gassknutepunktet er det imidlertid ikke foreslått produksjon av materialer, men det kan være en mulig opsjon.

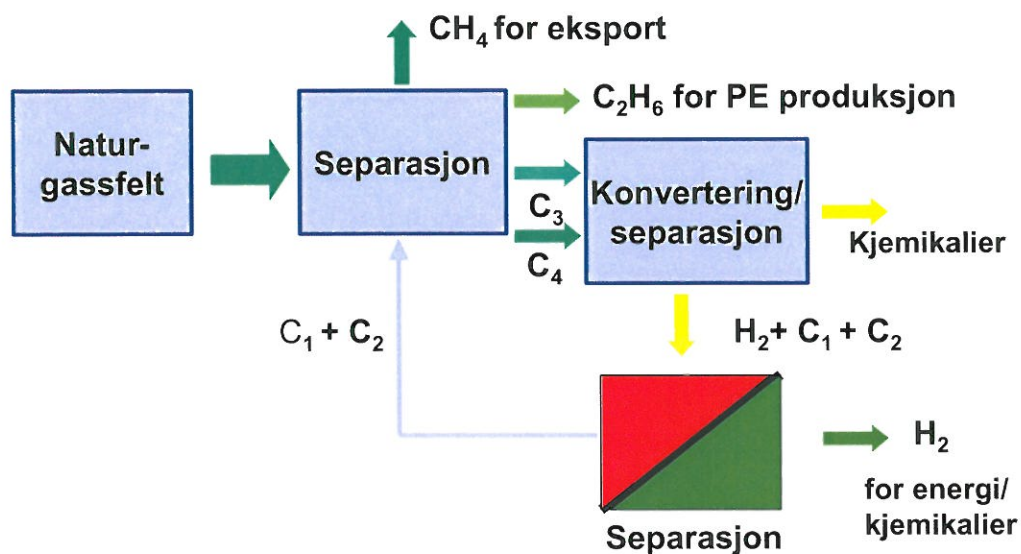


Figur 13: CEM konseptet, integrert produksjon av kjemikalier, energi og materialer

Følgende fordeler gjelder for en slik integrert produksjon:

- Redusert energiforbruk
- Redusert utslipp av CO₂
- CO₂ deponering fra en felles kilde
- Fleksibilitet i valg av produkter
- Samlokalisering av kjemisk produksjon og energiproduksjon => mindre behov for resirkulering
- Biprodukter kan bli produkt
- Logistikk og infrastruktur lettere å håndtere

I tillegg bør, som nevnt, de tyngre komponentene i den importerte gassen utnyttes. En mulig løsning er vist i Figur 14 som også inkluderer produksjon av hydrogen.



Figur 14: Utnyttelse av tunge produkter i gassen, C_1 betyr metan, C_2 betyr hydrokarboner med 2 karbonatomer, C_3 betyr hydrokarboner med 3 karbonatomer og C_4 betyr hydrokarboner med 4 karbonatomer.

Slike tett integrerte anlegg vil innebære både ny teknologi, men også kobling av velkjente komponenter på en ny måte. Teknologiske utfordringer kan oppsummeres som følger:

- Gasskraftteknologi i en CO_2 fri og integrert kontekst
- Syntesegassteknologi - tilpasset CO_2 separasjon og integrering
- Teknologi knyttet til CO_2 innfanging
- Materialteknologi i prosesser - høyere temperaturer \Rightarrow større virkningsgrad
- Systemteknologi
- Virtuelle anlegg - Datateknologi for prosessevaluering
- Optimalisering ved valg av prosesser (integrering, høyverdiprodukter, osv.)

5 SCENARIEBESKRIVELSER

5.1 HYDROGENMARKEDET UTVIKLET INNEN 2010 – 2025

Det er svært få som tror på en såpass snarlig utvikling, men forholdene på gassknutepunktet bør legges til rette for å møte et økende behov (se delkapittel 3.3). Tidsaspektet er litt faseforskjøvet i forhold til utbygging av gassknutepunktet, men ved at det miljøvennlige gasskraftverket baseres på avkarboniseringsprinsippet, så vil det være lettere å utvide kapasiteten på hydrogenproduksjon i takt med etterspørselen. Det bør derfor bygges et sentralt syntesegassanlegg som også er utgangspunktet for CEM konseptet (se Figur 13). Dermed kan det legges opp til en gradvis utbygging både for hydrogen og andre syntesegass baserte produkter. Overskudds CO som konverteres til CO₂ i "shift" reaktorer separeres fra og sendes i rør for deponering. Hydrogen må, som tidligere nevnt, distribueres tilsvarende som naturgass for energiformål i flytende form. Dermed må det også bygges et kjøleanlegg for gassen. Uansett må dette, som før nevnt, vurderes i forhold til å produsere overskudds elektrisitet til nettet som igjen sørger for å dekke kraftbehovet til lokale elektrolysører.

5.2 HYDROGENMARKEDET UTVIKLET ETTER 2025

Med dette tidsaspektet, vil ikke gassen som ilandføres fra de 3 feltene som angitt i Tabell 1 i nevneverdig grad brukes til produksjon av hydrogen. Kanskje kan det tenkes noe bruk i ev. demoanlegg, men det er minimalt i forhold til gassmengder som skal gå igjennom knutepunktet. Riktignok er det tenkt å fase inn nye felt etter hvert slik at det er grunnlag for gassbasert virksomhet i minst 100 år til, men dette gir litt andre føringer for hva som produseres og hvilken teknologi som velges.

I en slik kontekst vil det kanskje være mer gunstig å satse på støkiometrisk forbrenning som teknologi i gasskraftverket, men det krever bygging av et luftseparasjonsanlegg. Ev. overkapasitet kan brukes i videreprosessering til for eksempel metanol. Fordelen med bruk av oksygen istedenfor luft er mindre gjennomstrømningsmengder og lettere separasjon. "Biprodukter" fra et slikt anlegg er selvfølgelig nitrogen, men det kan også produseres argon. Hydrogen kan ved behov trekkes ut fra syntesegassproduksjonen eller det kan produseres som vist i Figur 14.

Kanskje vil utviklingen av alternative lagringsmetoder for hydrogen være kommet mye lenger slik at et LH₂ anlegg ikke blir nødvendig. Videre vil kanskje opsjonen med lokal bruk av elektrolysører for hydrogenproduksjon være mer aktuelt i dette scenariet fordi teknologiutviklingen på dette området har kommet lenger og dermed bidratt til reduserte kostnader. Dessuten er det mer i tråd med en bærekraftig utvikling på lang sikt.

6 OPPSUMMERING OG ANBEFALINGER

I denne utredningen er det gitt en oversikt over hvilke muligheter et gassknutepunkt på Mørekysten kan ha for en eventuell ilandføring av gass fra Norskehavet sett i lys av en forventet energiknapphet og økt fokus på miljøvennlig utvikling. I rapporten er det lagt vekt på miljøtiltak allerede fra dag 1, men antydnet også hvilke grep som bør gjøres for å nå målene om en bærekraftig utvikling på lang sikt.

Det anbefales et sterkt fokus på virksomhet som innebærer miljøvennlig utnyttelse. Utbygging av Ormen Lange feltet medfører en økning i CO₂-utslipp på bortimot 10 % i petroleumssektoren eller ca. 2,5 % av de totale utslippene i Norge ved bruk av gass som kraftkilde. Elektrifisering vha. kraft fra elektrisitetsnettet er tenkt som en mulig løsning for å redusere disse utslippene. Fordi Norge allerede er netto kraftimportør i år med normale nedbør- og temperaturforhold må denne ekstra kraften importeres. Denne kraften er mest sannsynlig produsert i gasskraftverk slik at de globale utslippene vil øke selv om de norske ikke vil gjøre det. Andre moment er tap i forbindelse med overføring over lengre avstander og stor usikkerhet knyttet til videre utbygging av vannkraften i Norge samt muligheten for nye overføringsløsninger fra utlandet iallfall de neste 5-10 årene. For at Ormen Lange feltet og nye feltutbygginger etter dette skal få en mer miljøvennlig profil anbefales det derfor at gassknutepunktet også innbefatter et gasskraftverk med CO₂-innfangning, komprimering og transport for deponering av CO₂ i tomme brønner eller kull-lagre 70 km utenfor kysten. I takt med utbyggingen av Ormen Lange feltet bør det bygges et 400 MW anlegg for drifting av undervannsanleggene på feltet, fraksjoneringsanlegget på gassknutepunktet samt eksport av tørrgassen til markedet. Kapasiteten bygges ut etter hvert med videre feltutbygging samt muligheter for leveranse til elektrisitetsnettet.

Det er videre i utredningen antatt at gassen ilandføres. Et gassbehandling/fraksjoneringsanlegg for å separere fra LPG fraksjonen og kondensatet fra de 3 feltene sammen med det nevnte miljøvennlig gasskraftverket er sett på som en minimumsløsning for ilandføring av gassen. Fordi CO₂-innfangning er svært kostbart (mer enn 100% i økte investeringer og driftskostnader), bør det i tillegg til gasskraftverket satses på annen produksjon som kan gi økt verdiskaping og/eller bidra til reduserte utslipp av CO₂ og NO_x:

- Regional distribusjon av gass i form av LNG for bruk som energibærer enten i mobile enheter som erstatning for bensin og diesel eller i næringsvirksomhet eller bygningsmasse som erstatning for oljebasert oppvarming.
- LNG i store kvanta for eksport på lang sikt.
- Produksjon av metanol som råstoff for petrokjemiindustrien enten i Norge eller andre land eller som bærer av hydrogen for bruk i brenselcelle applikasjoner.
- Produksjon av hydrogen i et økende marked samt etablering av anlegg for kjøling av gassen slik at gassen kan transporteres og distribueres i flytende form.
- Bioproteiner som dyre- og fiskefôr.
- Utnyttelse av kjølevann fra anleggene i fiskeoppdrettsanlegg.
- Produksjon av olefiner/polyolefiner samt materialer som for eksempel jern og silisium er opsjoner som bør vurderes.

Gasskraftanlegget bør bygges med en overkapasitet slik at elektrisitet kan distribueres til kraftkrevende industri i området.

Alle delanleggene, det her er snakk om, bør bygges tett integrert med et syntesegassanlegg som en sentral enhet som server de andre enhetene. På den måten oppnås både fleksibel produksjon i forhold til spesielt usikre markeder som hydrogen, men også med tanke på utnyttelse av energiflyten i anleggene samt bedre utnyttelse av ev. biprodukter.

Det er foretatt en vurdering rundt utviklingen av framtidens "Hydrogensamfunn", men fordi denne utviklingen er svært usikker og fordi det trengs nyutvikling og forbedring av eksisterende teknologi før hydrogen som energibærer kan bli konkurransedyktig i forhold til eksisterende energisystemer, er det imidlertid svært vanskelig å spesifikt peke på hva som på kort sikt kan gjøres på et gassknutepunkt som det her er snakk om. I og med at kostnadene forbundet med produksjon av hydrogen fra naturgass er relativt lave, anbefales likevel at det etableres en "demo-site" for testing av teknologi knyttet opp mot ulike aspekter rundt lagring og sluttbruk. Denne testplassen bør også kunne brukes til å teste ut teknologi rettet mot miljøvennlig gasskraftproduksjon.

Det er ikke foretatt noen fullstendig økonomisk analyse av de forskjellige opsjonene, men vurderingene som er lagt til grunn er basert på faktaopplysninger i tilgjengelig litteratur, geografiske forhold rundt gassknutepunktet samt kunnskap om teknologisk utvikling innen miljøvennlig gasskraft og hydrogen som energibærer.

7 SYMBOLLISTE

7.1 AKRONYMER OG BEGREPER

CC	Combined Cycle, kombinert gass/damp turbin kraftverk
CEM	Integrert produksjon av Chemicals, Energy and Materials
CH ₂	Compressed Hydrogen
LH ₂	Liquefied Hydrogen, hydrogen nedkjølt til flytende (-253 °C)
LNG	Liquefied Natural Gas, naturgassen er nedkjølt og komprimert til flytende
LPG	Liquefied Petroleum Gas), gassene propan og butan nedkjølt eller komprimert til flytende
MeOH	Metanol
NG	Natural Gas
NGL	Natural Gas Liquids, våtgass nedkjølt til flytende
PEMFC	Polymer Membrane Fuel Cell, lav temperatur brenselcelle
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell, høy temperatur brenselcelle
Tørrgass	Gass som inneholder mer enn 94% metan
Våtgass	Gass som inneholder mer enn 99% av en eller flere av gassene etan, propan og butan

7.2 KJEMISKE FORMLER

CH ₄	Metan
C ₂ H ₆	Etan
C ₃ H ₈	Propan
C ₄ H ₁₀	Butan
CH ₃ OH	Metanol
H ₂ O	Vann
NH ₃	Ammoniakk

8 REFERANSER

- /1/ Strøm, R., Madsen, H., Lømo, L., Sognnes, W., Lindseth, S., Mathiassen, O. M., Friedemann, S.H., Kvamsdal, H.M., (2001), **OG21** - Nasjonal teknologistrategi for verdiskaping og økt konkurransekraft i olje- og gassnæringen, rapport på web: <http://www.og21.org/>
- /2/ Olje- og energidepartementet, (2002), [Gassteknologi, miljø og verdiskaping](#),
- /3/ KanEnergi AS (2001), Nye fornybare energikilder, revidert utgave, rapport på web: <http://www.kanenergi.no/fakta.htm>
- /4/ SINTEF Energiforskning, (2000), Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie, TR A5197, ISBN 82-594-1811-8
- /5/ Oljedirektoratet (2000), Norsk sokkel 1999, Årsberetning, ISBN 82-7257-609-0
- /6/ Nilsen, H.R., (2000), Natural gas based petrochemicals industry in Norway – Commercial challenges, Presented at the Hydro seminar "Gassutnyttelse", august 29-30
- /7/ Telemark Gassforum, (2000), Gass til Grenland, brosjyre
- /8/ Bolland, O. og Undrum, H., (1999), "Removal of CO₂ from natural gas fired combined cycle plants", i "proceedings" fra konferansen PowerGen '99 Europe, Frankfurt, Tyskland, 1-3 juni
- /9/ Andersen, T, Kvamsdal, H.M. og Bolland, O., (2000), "Gas turbine combined cycle with CO₂-capture using auto-thermal reforming of natural gas", i "proceedings" fra konferansen ASME TURBO EXPO 2000, Munchen, Tyskland, 8-11 mai
- /10/ Statens forurensningstilsyn, (2001), Utslipp av klimagasser i Norge – Historisk utvikling, TA-1840/2001, ISBN 82-7655-434-2
- /11/ Bolland, O. og Lindeberg, E. G. B., (2000), Status for gasskraftverk i Norge med CO₂-fjerning og deponering - teknologi og kostnader, SINTEF Energiforskning, TR F5182, ISBN 82-594-1794-4
- /12/ Anne-Lise Aakervik, (2001), Jakten på det nye gullet, *Gemini*, 3

SINTEF Energi AS
SINTEF Energy Research

No-7465 Trondheim
Telephone: + 47 73 59 72 00
energy.research@sintef.no
www.sintef.no/energy