



International Research Institute of Stavanger

www.iris.no

Jan Erik Karlsen

Gi gass!

Energimarked mot alle odds

Rapport IRIS - 2011/108

Prosjektnummer: 720.2019
Prosjektets tittel: Multi-level governance and regional development.
The politics of natural gas.
Oppdragsgiver: NFR/NTNU Samfunn AS
Forskningsprogram: DEMOSREG
ISBN: 978-82-490-0736-3
Gradering: Åpen fra: 01.05. 2011

Jan Erik Karlsen
Prosjektleder

Hilmar Rommetvedt
Kvalitetssikrer

Gottfried Heinzerling

Senterleder

(Samfunns- og næringsutvikling)

Sign.dato

Forord

Prosjektet «Multi-level Governance and Regional Development – the Politics of Natural Gas» har som overordnet mål å få kunnskap om hvordan nettverk mellom offentlige og private aktører på ulike geografiske nivåer påvirker politikken for regional utvikling. Følgende delmål er fremhevet:

Å få kunnskap om hvordan nettverk etablert for å fremme innenlands bruk av naturgass i tre regioner i Norge - Rogaland, Grenland og Midt-Norge arbeider for å påvirke den nasjonale politikken knyttet til innenlands bruk av naturgass.

- Å få kunnskap om hvilken rolle Norsk Gassforum spiller som en regionalt basert interesseorganisasjon i nasjonale politiske prosesser.
- Å få kunnskap om hvordan regionale og nasjonale nettverk påvirker regionale og nasjonale innovasjonssystemer.
- Å få kunnskap om betydningen av nettverk i forhold til overordnede politiske mål som effektivitet og legitimitet i beslutningsprosessene.

Prosjektet er gjennomført som et samarbeid mellom NTNU (Trondheim), Cicero (Oslo) og IRIS/UiS (Stavanger). Denne studien som rapporteres her er en delleveranse til dette prosjektet.

Resymé

Denne studien beskriver oppbyggingen av det regionale markedet for gassanvendelser i Norge. Et teoretisk inntak er lagt på «samstyring», dvs. hvordan beslutningssterke nettverk er bygget på ulike nivåer og mellom ulike aktørgrupper (politikere, lokale/regionale myndigheter, næringsliv, kunnskapsinstitusjoner, etc.) for å realisere oppstarten av et nytt næringssegment. Dessuten er det brukt teorier om tidligmarkeder, innovasjon og nyskaping, samt om utvikling av klynger for å forstå den materielle basis flernivåstyringen er knyttet til.

Aktørene som konkurrerer om dette innenlandske gassmarkedet anvender ulike strategier, har ulike motiver, hører til i ulike subregioner, har valgt ulike organisasjonsformer og har ulik forankring i energibransjen. De fleste er egentlig nydannelser som gasselskaper og tjenestetilbydere, men de har ulike eiere og interessenter bak seg. Studien forsøker å prøve ut hvilken modell som er sterkest i å erobre det nye kundesegmentet for gassanvendelser; den kommersielle markedsmodellen, den tradisjonelle hierarkiske styringsmodellen eller den nyere nettverksorganisasjonen.

Empirisk anvender studien eksempler fra Vestlandet (særlig fra Hordaland og Rogaland) siden den initiale gassanvendelse for det innenlandske markedet startet her. Tidsperioden som analyseres er 20-årsperioden fra 1989 til 2009.

Takk til bidragsyttere.

Forfatteren ønsker å takke alle som har bidratt til at studien har latt seg gjennomføre. Mange intervjupersoner og informanter har stilt sin erfaring og innsikt til rådighet for studiens medarbeidere. En særlig takk går til Stein Bjørlykke (Hordaland Olje og Gass/Hordaland Fylkeskommune), Erik Brinchmann (Gasnor/Norsk Gassteknisk Forening), Per Kragseth (Naturgass Vest/Gasskonferansen i Bergen), Lars Anders Myhre (Lyse Gass) og Ove Jølbo (Lyse) for å ha gitt studien verdifulle skriftlige og muntlige dokumentasjoner over lengre tid.

Mine prosjektfagfeller, Sjur Kasa ved Cicero og Marit Reitan og Anders Underthun ved NTNU har gitt studien løpende korreksjoner og innspill. Dessuten en stor takk til Hilmar Rommetvedt ved The International Research Institute of Stavanger for grundig og konstruktiv kvalitetssikring og til Tomas Fiksdal, Øystein Bø Lund og Christian Quale for å tilføre informasjon fra ARENA-prosjektet «Gass-i-Vest» relatert til temaene som tas opp i denne publikasjonen.

Studien er gjennomført som del av og inngår som vitenskapelig dokumentasjon i prosjektet «Multi-level Governance and Regional Development – the Politics of Natural Gas», finansiert av Norges Forskningsråd, Avd. for store satsinger, kontrakt No. 174609/S20, som NTNU Samfunnsforskning AS koordinerer.

Stavanger, 16.04.2011

Jan Erik Karlsen

Innhold

Sammendrag	vi
Ord og begreper	viii
1 TENKE GLOBALT, HANDLE LOKALT	1
1.1 Kraftløs politikk og interesseløs kommers?	1
1.1.1 Noen venter på Godot	4
1.1.2 Den nasjonale gasspolitikkenes abdikasjon	5
1.1.3 Styringsnettverk som gassnøkkel?.....	7
1.1.4 Demokratisk underskudd?.....	8
1.1.5 Regional næringsutvikling	9
1.2 Et spørsmål om det paradoksale	10
1.3 Naturgassens samfunnsmessige kontekst	12
1.4 Det europeiske gassbildet	14
1.5 Norge: jomfruelig grunn for gassanvendelse.....	17
1.6 Fra bygass til regiongass	20
1.7 Studiens tidslinje	24
2 NATURGASS TIL MER ENN HUS OG HYTTER	26
2.1 Gass direkte til oppvarming og energi i industriprosesser	26
2.2 Gass i transportsektoren	27
2.3 Gass som råstoff.....	28
2.4 Gass til elektrisitetsproduksjon	29
2.5 Infrastruktur - transport og lagring av naturgass.....	32
2.6 Regionale anvendelser.....	34
2.7 Hydrogenutvikling	35
2.8 Tidshorisont for verdiskaping.....	37
3 FØRSTEMANN UT ER EN...?	39
3.1 Inn i en naturgassøkonomi.....	39
3.1.1 Teknologigenerasjoner.....	39
3.1.2 Overgangsprosesser	41
3.1.3 Tidligmarkeder	44
3.1.4 Disruptive teknologier	46
3.2 Klynger og innovasjon	48
3.2.1 Næringsmessig og regional forankring	52
3.2.2 Konkurransen og samarbeid.....	54
3.3 Fins det en gassklynge i B/H/S-regionen?.....	55
4 MARKED – HIERARKI – NETTVERK.....	59

4.1	Teoretisk triangulering	59
4.2	Samstyring og regioner.....	60
4.3	Tre mulige koordineringsformer	62
4.3.1	Hierarkiet	63
4.3.2	Markedet	63
4.3.3	Nettverket.....	65
4.4	En taksonomi for styringsformene	68
5	GI GASS! MARKEDET SKAL BYGGES.....	71
5.1	Mangel på innenlandsmarked	71
5.2	Infrastruktur og sentrale gassetableringer.....	74
5.3	Starten på et regionalt gassegment.....	77
5.3.1	Forankring i virkemiddelapparat	78
5.3.2	HOG – et idéverksted	80
5.3.3	Gasskonferansene – faktabanker og møteplasser	81
5.3.4	Norsk Gassenter – kunnskap om sluttbruk	83
5.3.5	Etablerte gassfokusede næringsmiljøer	83
5.3.6	Gassdistribusjon	84
5.3.7	Transportsektoren	85
5.4	Initialbetingelser for det regionale gassmarkedet	85
5.4.1	Subregionale markedsdrivere	85
5.4.2	Regiongassens utviklingslogikk	87
5.4.3	Soria Moria slott?	89
6	TRE ULIKE VEKSTSTRATEGIER.....	91
6.1	Gasnor – en forsiktig strateg?.....	91
6.1.1	Selskapets historie	91
6.1.2	Intern styrke og svakhet	93
6.1.3	De eksterne tekniske og institusjonelle omgivelser.....	93
6.1.4	Gasnors strategi	94
6.1.5	Gasnors tidslinje	95
6.2	Lyse Energi – en strategisk risikotaker?.....	95
6.2.1	Selskapets historie	96
6.2.2	Struktur og forretningsområder	99
6.2.3	Lyse Gass AS – intern styrke og svakhet.....	99
6.2.4	De tekniske og institusjonelle omgivelser	100
6.2.5	Morselskapets strategi for energi og klima	101
6.2.6	Strategien for gass	103
6.2.7	En tidslinje for Lyse Gass	104

6.3	Naturgass Vest – en politisk spiller.....	107
6.3.1	Selskapets historie	107
6.3.2	Strategiske føringer.....	110
6.3.3	De tekniske og institusjonelle omgivelser	112
6.3.4	Interne styrker og svakheter	112
6.3.5	Selskapets struktur og kontrollsystemer	113
6.3.6	Nettverket.....	113
6.3.7	En tidslinje for Naturgass Vest.....	114
6.4	Startstrategienes snublesteiner	115
7	HVOR BLIVER ORMEN LANGE?	118
7.1	Et regionalt vekstprosjekt	118
7.1.1	Kunnskapsaktørene.....	120
7.1.2	Næringsaktørene.....	123
7.2	Audition for gass-scenen	124
7.3	Forsøk på nyskaping.....	125
7.3.1	Distribuert kraft/varme/kjøling.....	126
7.3.2	Gassbaserte næringsparker.....	128
7.3.3	Brenselcelleteknologi ombord i skip	131
7.3.4	Gassveien Hordaland – Rogaland	133
7.4	Kan utviklingsprosjektene lykkes?	135
7.4.1	Suksesshistorier	136
7.4.2	«Nesten», skyter ingen mann av hesten!.....	138
7.5	Tilbakeblikk og en smule etterpåklokskap	139
8	OG VINNEREN ER...?	141
8.1	Koalisjonsdannelse.....	141
8.2	Aktørenes strategier og posisjonering	142
8.3	Tar vinneren alt eller deles premiepengene?	145
8.4	Hindringer for regional demonstrasjon og spredning	146
8.5	Broen til en regional gassøkonomi.....	147
9	MANG EN VEI STÅR MEG ÅPEN...?.....	149
9.1	Kraftselskapene i støpeskjeen.....	149
9.2	Kommunikasjon og samhandling spriker	150
9.3	Konkurranse og teknologiutvikling skyter fart.....	151
9.4	Strategier for å lukke gapene	152
9.5	Hvordan kan vi oppnå likevekt?	153
9.6	Teorimangfoldets nødvendighet	155

9.7 Epilog	162
10 REFERANSER	165
11 DATAMATERIALE OG DESIGN	172

Sammendrag

Denne studien beskriver kampen om det regionale marked for gassanvendelser i Norge. Denne kampen har foregått på Vestlandet, nærmere bestemt i Hordaland og Rogaland helt fra begynnelsen av 1990-årene, men uten larmende våpengny. Hovedspørsmålet som søkes besvart i studien er: Ved erobring av et nytt marked, hvilken struktur og strategi gir aktørene størst sjanse for forretningsmessig gevinst; hierarki (vertikalt byråkrati), nettverk (likeverdig partnerskap), marked (kommersiell konkurranse) eller ulike blandingsformer?

Et teoretisk inntak er «flernivåstyring» (jf. Bache og Flinders 2004; Hill og Hupe 2002, 2006; Hooghe og Marks 2003; Stegman McCallion 2007), dvs. en styringsform hvor beslutningssterke nettverk er bygget på ulike nivåer og mellom ulike aktørgrupper (politikere, lokale/regionale myndigheter, næringsliv, kunnskapsinstitusjoner, etc.) for å realisere oppstarten av et nytt næringssegment. Studien påpeker at flernivåstyringsperspektivet spriker og mange begrepsvarianter har lav konseptvaliditet. Derfor brukes en teoritriangulering for bedre å forstå hvordan et slikt regionalt markedssegment bygges. I tillegg til teori om vertikal og horisontal organisering, bruker studien derfor teorier om tidligmarkeder, innovasjon og nyskaping, samt om utvikling av klynger for å kunne beskrive og forstå sentrale aktørers ulike strategier og handlingsvalg i utviklingen av det innenlandske marked for anvendelse av naturgass. Også spørsmålet om flytsonene mellom demokrati og forvaltning (jf. Helgøy og Aars 2008) diskuteres i relasjon til omdanningen av kommunale og regionale kraftselskaper til mer kommersielt orienterte energiselskaper. Analyseperioden dekker et 20-årsspenn, fra den første regionale aktøren startet opp i 1989 til det regionale marked ble modnet i 2009. Analysen er ikke en faghistorisk beskrivelse, snarere et forsøk på å analysere ulike forretningsstrategier og samarbeidsformer i utviklingen av det nye markedet ved hjelp av teorier og modeller fra flere samfunnsvitenskapelige ståsteder, herunder industriell økonomi og statsvitenskap.

Studien bygger på et omfattende empirisk materiale; både offentlig og bedriftsintern dokumentasjon er satt sammen med en serie med intervjuer med utvalgte informanter. Det empiriske materialet dekker i hovedsak de tre viktigste regionale gassaktørene i denne tidsperioden; Naturgass Vest med tilhold i Bergensregionen, Gasnor med lokalisering i Haugesundsregionen og Lyse Gass som har forankring i Stavangerregionen. Disse tre aktørene har valgt ulike institusjonelle grunnmodeller (hierarki, nettverk og marked), samt ulike styrings- og incentivformer, så vel som ulike strategier for å sikre seg en ønsket posisjon i det regionale gassbildet. I tilknytning til disse tre selskapene og deres delmarkeder, beskrives også tilveksten av aktører og aktiviteter i leveransejeden for naturgass og ulike teknologiske løsninger. Studien beskriver dessuten hvordan naturgassen og dens anvendelser peker inn i ulike deler av energimarkedet og hva det betyr for aktørenes markedsstrategier.

Studien gir følgende konklusjoner: For det første: Initialbetingelsene må være oppfylt for å skape et regionalt gassmarked. Tilgjengelig gass er viktigst (slik den er i B/H/S-regionen), mens teknologisk spisskompetanse og tilhørende utstyr er mindre viktig. For det andre: Alle gasselskapene benytter den politiske arenaen til å forme gunstige initialbetingelser. Alle vil ha drahjelp av myndighetene (på alle nivåer), og alle selskapene anses som kommersielle, ikke offentlige aktører. For det tredje: Samstyring og flernivåstyring har ulik betydning for gasselskapene, både samstyring (horisontalt nettverk) og flernivåstyring (sentralt-regionalt-lokalt) benyttes. Det diskuteres om de nye hybride selskapsformene svekker den demokratiske innflytelse eierne tidligere har hatt til fortrenghet for en større forretningsmessig slagskraft. For det fjerde: Kunnskapsinstitusjonene (universitet, høyskoler, FoU-institusjoner) spiller liten rolle i utviklingen av det regionale gassegmentet, fordi gassanvendelser finner stort sett velkjente bruksområder og brukere, dvs. krever ingen teknologisk eller organisatorisk nyskaping. Og for det femte: Det fins flere veier til Rom, i hvert fall flere retninger. De nye gasselskapene velger ulike strategier og ulike produktprofiler for å realisere det samme mål, nemlig å beherske det innenlandske naturgassmarkedet, og strategivalgene gir ulik grad av levedyktighet og suksess. For det sjette: Både Lyse Neo og Gasnor satser på et fleksibel produksjons- og leveransesystem for LNG. Det innenlandske markedet er nå blitt et prøvemarked for videre ekspansjon og eksport. Til sist, for det syvende: Når det gjelder utviklingen av gassmarkedet i B/H/S-regionen har fraværet av arbeidslivets korporative aktører (særlig LO og NHO) og miljøorganisasjonene (for eksempel Bellona) vært åpenbart og merkbart. Industri- og miljøpolitiske argumenter har ikke styrt utviklingen av innenlandsmarkedet.

Ord og begreper

Bioprotein: Industrielt fremstilt protein på basis av naturgass. Produseres bl.a. på Tjeldbergodden ved å dyrke frem en bakteriekultur som livnærer seg på oksygen og metangass (CH₄). Av ca. 25 millioner kubikkmeter gass, produseres ca. 10000 tonn bioprotein. Proteiner er selve byggeklossene i alle levende organismer. Bioprotein består av 70 prosent rent protein, fem prosent vann, 10 prosent fett, resten er fibre og mineraler.

Boliggass: Betegnelse for flytende propan lagret i spesialkonstruerte tanker som graves ned i bakken. Markedsføres i Norge av Norske Shell og Statoil. Markedsføres i Norge som et totalprodukt der gasselskapet leverer hele energisystemet i form av planlegging og utleie av tanker, transport, vedlikehold, innsalg av utstyr i form av gulvvarme, gasspeiser, gassovner og gasskomfyrer etc.

CNG: Compressed Natural Gas – betegnelse på metangass lagret under trykk på 250-300 bar (250-300 ganger atmosfærisk trykk). Denne har en form som er egnet til distribusjon av små mengder over korte avstander og brukes blant annet til kjøretøy (gassbusser, biler) og fyrsentraler.

CO₂: Karbondioksid, kullsyre, tørris, etc. Ugiftig gass som er grunnlaget for alle levende organismers stoffskifte (fotosyntese). Produseres både industrielt og under forbrenningen av hydrokarboner som gass, kull, olje, men også under forbrenning av trevirke, biomasse etc. Gassen frigjøres og tas opp når dyr og mennesker puster, når organismer vokser eller råtner. Kalles også for "drivhusgass", og utgjør ca. halvparten av alle drivhusgasser.

Gassdistributør: Gassleverandør og eier av et distribusjonsnett eller tanker og beholdere for LNG og LPG, som leverer gassenergien direkte til kunden (sluttbrukeren).

Gass-gjennom-veggen: Betegnelse for energisystem hos sluttbruker som baserer seg på at naturgass leveres gjennom veggen. Via lavtrykks polyetylen stikkledninger (32 mm) føres gassen frem til et måle- og reguleringskap på ytterveggen av huset. I det utvendige skapet blir trykket redusert fra 4 bar til 20 mbar, før volumet blir målt og gassen fordelt til de ulike forbruksstedene i huset via kobberør. Hvis gassen må stenges for vedlikehold eller ved brann, er det stengeventiler i gaten og i måle- og reguleringskapet utenfor huset. Kostnadene for kjel, røropplegg og tank er ca. kr. 40.000. I tillegg kommer øvrige rør og røropplegg, radiatorer, etc. der prisene varierer fra ulike leverandører.

Kryogen: Begrep for kuldeteknologi som omfatter området mellom flytende gass (LNG) ved -163 °C til det absolutte nullpunkt -273,15 °C.

LNG: Liquefied Natural Gas - betegnelsen for flytende, nedkjølt metangass. Gassen må normalt kjøles ned til ca minus 163 °C for å holde seg flytende ved normalt trykk. LNG lagres i isolerte tanker med atmosfærisk trykk der den er komprimert 600 ganger i forhold til vanlig volum. LNG brukes blant annet til gassferger.

LPG: Liquefied Petroleum Gases betegner våtgassen propan og butan, eller blandinger av disse, når de er i flytende form på grunn av nedkjøling og/eller trykk. Gassen brukes til industriformål eller av privatkunder til oppvarming av bolig og tappevann. LPG regnes ikke som en naturgass.

Metanol: Produseres fra naturgass og er et viktig basiskjemikalie i kjemisk industri. Metanol har blant annet erstattet bly i bensin og brukes i produksjon av lim og maling.

Naturgass: Naturgass er organisk dannede gift- og luktfrie gasstyper som utvikles under nedbryting av biologiske organismer og består hovedsakelig av metan (75- 95 prosent). Gassen er bygget opp av

hydrogen- og karbonatomer og kalles derfor ofte for hydrokarbon-gasser. Vi skiller gjerne mellom rikgass, våtgass og tørrgass (se under). Naturgass måles i standard kubikkmeter (Sm^3). Standard angir at målingene refererer 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.

Nedstrøm: Samlebetegnelse på all olje- og gassvirksomhet som er knyttet til raffinering, distribusjon og salg av produktene. Herunder ligger alle aktivitetene som foregår i.f.m. transport, salg og installasjoner for forbrukermarkedet.

NGL: Natural Gas Liquids. Se "våtgass". Må ikke forveksles med LNG.

Oppstrøm: Samlebetegnelse for aktiviteter som skjer før råolje forlater eksportterminalen og gass forlater gassbehandlingsanlegget. Leting etter olje og gass og produksjon fra felt er eksempler på oppstrømsaktiviteter.

Rikgass: Betegnelse på gassen som kommer fra Nordsjøen, og er en blanding av «våtgass» og «tørrgass».

Sm^3 : Forkortelse for 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.

Syntetisk gass: SNG Synthetic natural gas - vanligvis fremstilt av kull, skifer, tjæresand eller nafta. Består hovedsakelig av metan.

Tørrgass: Gassen vi 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 rørledning.

B/H/S-regionen: I denne publikasjonen vil bruken av denne betegnelsen begrense seg til fylkene Hordaland og Rogaland. Dermed er betegnelsen mer begrenset i geografisk forstand enn betegnelsen Vestlandet, som i tillegg til de to nevnte fylkene også omfatter Sogn og Fjordane, samt Møre og Romsdal. De utvalgte knutepunktene er Bergen (B), Haugesund (H) og Stavanger (S); ergo B/H/S-regionen.

Våtgass: Samlebegrep for flere flytende petroleums kvaliteter som utgjør de tyngre delene av rågassen fra feltet. Består av våtgassene propan, butan, og til dels etan, samt små mengder tyngre hydrokarboner. Gassen er delvis flytende ved atmosfærisk trykk, og må transporteres med spesialskip. Også benevnt NGL eller kondensat.

1 Tenke globalt, handle lokalt

Naturgass kan komme til å spille en sentral rolle de neste tiårene når verdens energibehov skal møtes. På kontinentet regnes naturgass både som en brobygger på veien til fornybar energi og som en viktig energikilde for å nå langsiktige klimamål. Paradoksalt nok har vi i Norge i liten grad handlet slik Brundtlandkommisjonen (1987) oppfordret oss til, «tenke globalt, handle lokalt», når det gjelder bruk av naturgass.

Denne studien beskriver oppbyggingen av et regionalt marked for gassanvendelser i Norge. Hovedspørsmålet som søkes besvart er: Ved etablering av et nytt marked, hvilken struktur og strategi gir aktørene størst sjanse for forretningsmessig gevinst; hierarki (vertikal flernivåstyring), nettverk (likeverdig partnerskap) eller marked (kommersiell konkurranse), eller kreves det en veksling mellom slike modeller? Analyseperioden dekker et 20-årsspenn, fra den første regionale aktøren startet opp i 1989 til det innenlandske markedet ble modnet i 2009. Analysen omfatter eksempelstudier, så vel som beskrivelser av teknologi og kunnskapsoverføring mellom forskningsmiljøer, næringsliv og det sivile samfunn og bygger på en rekke datakilder; både offentlig og bedriftsintern dokumentasjon er satt sammen med en serie intervjuer med utvalgte informanter.

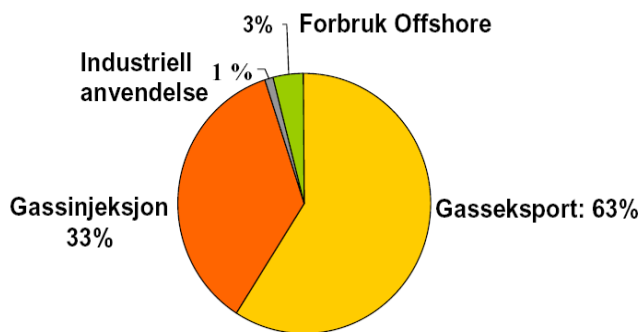
1.1 Kraftløs politikk og interesseløs kommers?

I Norge har vi i alle år solgt gassen til andre land, ikke brukt den selv på hjemmebane. Vi hadde tydeligvis ikke bruk for gass innenlands på 1970-1980-tallet, i alle fall ikke til produksjon av elektrisk kraft. Hydroelektrisk energi var rikelig, miljøvennlig og billig. Derfor skjenket vi ikke andre bruksmuligheter for gass noen særlig tanke, verken gass til transport eller varme var interessant for oss. Muligens tenkte vi litt på gass som råstoff og innsatsvare til bruk i prosessindustrien, men tanken alene ga ikke noe løft for et innenlandsmarked.

Da Norge startet å produsere naturgass fra feltene i Nordsjøen på 1970-tallet, var det ingen erklærte behov for anvendelse av gassen til innenlandske behov. Verken industrien, samferdselssektoren eller private husholdninger skrek etter norskprodusert naturgass. Egentlig var dette ikke så merkelig, fremdeles hadde vi uutnyttede vannressurser til rådighet for fremtidig hydroelektrisk kraftproduksjon. Et tiår tidligere hadde vi kvittet oss med bygassen som forsynte deler av husholdningene i flere av de største byene, og den nyproduserte gassen fra Frigg- og Ekofiskfeltene hadde kjøpekraftige kunder i Europa. Politisk var det heller ingen særlig oppmerksomhet rundt bruken av gassen i fastlandsøkonomien. Faktisk var det slik at bare to land i Europa var uten innenlands gassanvendelse; Albania fordi det ikke hadde tilgang til egne gassressurser og heller ikke hadde kjøpekraft til å handle, og Norge fordi ikke så behov for den, men hadde store mengder å selge utenlands. Naturgass ble en del av eksporthandelen, ikke en del av moderniseringen av energibildet i Norge.

Derimot ble vi store som gasseksportører. Norge er i ferd med å bli verdens nest største eksportør av naturgass, etter Russland og foran Canada. I 2010 stod produksjonen av

gass for 46 prosent av den totale petroleumproduksjonen, mens andelen i 2000 var på 20 prosent. Til forskjell fra utviklingen i oljeproduksjonen, har produksjonen av gass hatt en jevn årlig øking siden oppstartsåret 1977. Etter å ha ligget stabilt rundt 25-30 milliarder Sm³ i året fra 1978 til 1995, ble det ny fart i produksjonen og eksporten fra 1996, da totalproduksjonen oversteg 40 milliarder Sm³. I 2001 passerte eksporten de første 50 milliardene, og i 2010 endte den årlige gassproduksjonen på om lag 100 milliarder Sm³. Gassalget forventes (optimistisk) å nå mellom 105 og 130 milliarder Sm³ neste tiår (OD Fakta 2010: kap. 6). Norge er dermed - for alle praktiske formål - en uerstattelig leverandør av gass til Europa.



Boks 1.1 Fordeling av norsk gassproduksjon

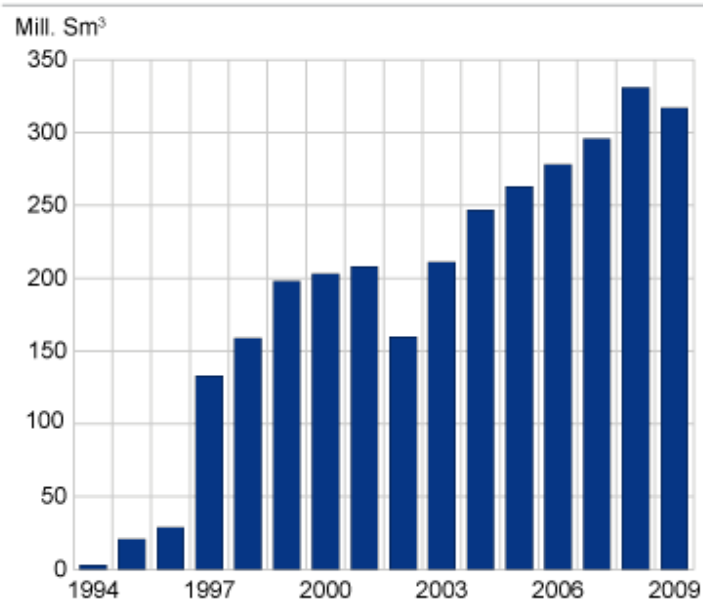
Kilde: NVE 2003

Naturgass utvinnes fra en rekke felter på norsk kontinentalsokkel, enten sammen med olje og kondensat eller fra rene gassfelter. Naturgassen går i hovedsak til eksport til andre land og forbruk internt i petroleumsvirksomheten, men en mindre andel går også til innenlands forbruk, som råvare eller energibærer.

Det norske gassbildet har vært ganske oversiktlig på makronivået; i 2003 gikk ca. 2/3 av det som produseres på norsk sokkel til eksport, 1/3 ble igjen som input til gassinjeksjon på sokkelen, mens en liten rest brukes offshore til andre formål og den aller minste delen anvendes innenlands, jf. tablå 1.1. Injeksjonsandelen er sterkt redusert over tid, mens den rene eksporten er økt. I 2006 ble det i følge SSB produsert 89,7 milliarder Sm³ gass på den norske kontinentalsokkelen. 94 prosent av denne gassen ble eksportert til utlandet, mens om lag 5 prosent ble brukt på sokkelen til drift av olje- og gassplattformer. Den resterende naturgassen ble brukt som råstoff i industrien og til energiformål innenlands, herunder i transport, hos husholdninger og i tjenesteyting (NVE Energistatus 2008). Omtrent den samme fordelingen finner vi i 2009, 94 prosent ble eksportert via rørledninger, vel 1 prosent var salg til Norge, 2 prosent brukes til reinjeksjon og 3 prosent ble produsert som LNG (OD Fakta 2010: kap. 6).

Bruken av naturgass i Norge er svært beskjeden sammenlignet med eksporten, men har likevel økt kraftig de seneste årene. I den perioden denne studien omhandler (1989-2009) er den samlede produksjonen blitt firedoblet. Andelen som anvendes til innenlands forbruk er ikke økt mye i denne perioden, men utgjør ca. 1,3 prosent i 2009. Samlet sett ble det i 2009 forbrukt tørrgass til det som kalles netto innenlands sluttforbruk, som da ikke inkluderer gass brukt som råstoff, tilsvarende en tilført energimengde på om lag 317 MSm³ (om lag 3.5 TWh) til energiformål. Vi ser da bort fra bruk i energisektorer og naturgass brukt som råstoff. Det er de facto i 2009 etablert et innenlands gassmarked, riktignok beskjedent sammenlignet med gasseksporten, jf.

tablå 1.2. Gassen går først og fremst til erstatning for fyringsolje, men noe gass brukes også i transportsektoren.



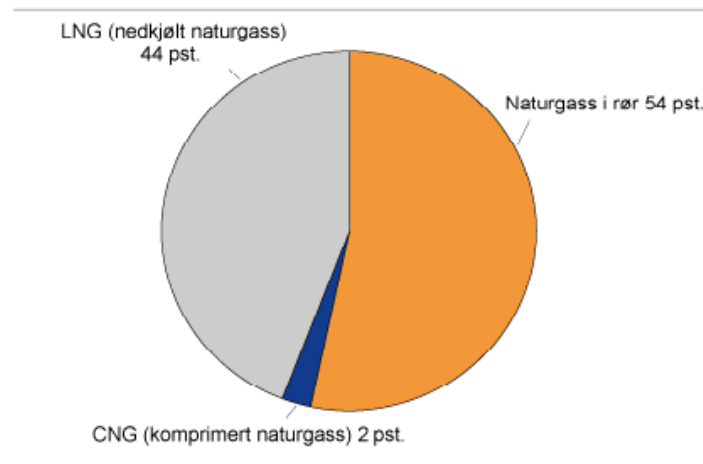
2010 © Statistisk sentralbyrå

Boks 1.2 Netto innenlands sluttforbruk av naturgass, 1994-2009. Mill Sm³

Kilde: SSB; <http://www.ssb.no/naturgass/>, lastet ned 11042011

LNG langs hele kysten. Det antas at bruken av gass innenlands vil øke, selv om det er usikkerhet om fremtidige rammebetingelser (Konkraft 2009:22).

Det langsomt fremvoksende distribusjonssystemet for naturgass i Norge er ulikt fra det europeiske som i stor grad er basert på rørledninger. I Norge finner vi en økende



2010 © Statistisk sentralbyrå

Boks 1.3 Sluttforbruksandeler av naturgass 2009

Kilde: SSB; <http://www.ssb.no/naturgass/>, lastet ned 11042011

småskala bulktransport av gassen, noe som trekker på andre markedsmekanismer enn det vanlige europeiske mønsteret. I nær fremtid, mens vi venter på et større nasjonalt marked for anvendelse av naturgass, vil bulkbasert distribusjon av LNG ha en liknende markedsmekanisme som distribusjon av olje til oppvarming og LPG

Distribusjonen av gass i Norge skjer først og fremst via rørledninger som tørrgass, og i tankbiler og tankbåter som gass i flytende, nedkjølt form (LNG) som vist i tablå 1.3. Andelen som leveres som CNG (komprimert gass) er nesten ubetydelig. Rør er best egnet der konsentrasjonen og tilgjengeligheten til brukere er god, mens LNG og CNG brukes der konsentrasjonen av brukere og tilgjengeligheten er vanskeligere.

LNG-distribusjonen er svært fleksibel, og i dag er det om lag 30 anlegg for mottak av LNG langs hele kysten. Det antas at bruken av gass innenlands vil øke, selv om det er usikkerhet om fremtidige rammebetingelser (Konkraft 2009:22).

(propan, etc.) har i dag, både i Norge og i Europa.

Om vi ser bort fra bruk av gass til injeksjonsformål for å støtte oljeproduksjonen, blir mesteparten av den gassen

som brukes til energiformål i Norge benyttet til kraft- og varmeproduksjon i tilknytning til petroleumsvirksomheten. Mens naturgassforbruket er klart størst innenfor industrien, skjer den største økningen de senere år innenfor tjenesteytende næringer, herunder innenriks sjøfart. Metall- og fjernvarmeprodusenter representerer andre store forbrukere av naturgass. Naturgass omsettes etter hvert også i relativt store volumer i transportsektoren, spesielt til forsyning av gassdrevne skip og ferjer. Videre blir naturgass brukt som drivstoff i busser i flere byer på Vestlandet. (Konkraft 2009:23).

Det paradoksale er imidlertid at Norge har solgt naturgass for eksport i over 30 år, men først nå ser vi at gassen også har et innenlandsmarked. Den første gassanvendelsen fant sted på Haugalandet i 1994, så har det tatt 15 år før vi ser noen særlig vekst. Det innenlandske gassforbruket har økt fra nesten ingenting tidlig på 1990-tallet til vel 300 MSm³ snaut 20 år senere, jf. tablå 1.1. Særlig fra 2002 har veksten vært betydelig.

Hvorfor er det slik at det innenlandske gassmarkedet verken lot seg skape gjennom industripolitisk beordring eller gjennom private aktørers kommersielle interesser, samtidig som man skapte seg et marked som eksportør av stadig økende gassvolumer? Det innenlandsmarkedet vi ser i dag er skapt av gasspionerer som gjennom ulike former for samarbeid og konkurranse, gradvis har økt markedets volum og regionale utstrekning. Veksten har kommet gjennom stegvise regionale fremstøt, men det har ikke skjedd uten kamp og tilbakeslag. Denne studien handler nettopp om hvordan dette markedet er skapt. Mot alle odds har vi fått et innenlandsmarked for anvendelse av naturgass. Siden verken kommersielle interesser eller politikk leverte varene, måtte det tydeligvis til en form for regionalt vågemot og samstyring som jevnt og trutt har skapt et innenlands marked for anvendelser av naturgass.

1.1.1 Noen venter på Godotⁱ

Selv om vi fra starten av eksporterte gassen, debatterte vi likevel gasskraftverk «opp ad vegge og ned ad stolpe». Planlegging av gasskraftverk i Norge startet allerede ved funnet av Ekofisk-feltet i Nordsjøen i 1970. Gasseksporten startet i 1977 fra Frigg og Ekofisk. Samme år startet også gasseksporten fra to mindre felt sør i Nordsjøen, Cod og Vest Ekofisk. Fra midten av 1980-tallet var bygging av gasskraftverk en av de mest betente energi- og miljøpolitiske diskusjonene i landet. Miljøorganisasjoner som Natur og Ungdom og Bellona engasjerte seg sterkt mot bygging av gasskraftverk, først og fremst på grunn av CO₂-utslippene et slikt kraftverk vil medføre. Organisasjonene krevde at alle gasskraftverk må få krav om rensing og deponering av CO₂-utslippene, såkalt CO₂-håndtering. Miljøvirkningene av et gasskraftverk er imidlertid avhengig av hva det skal erstatte. Dersom alternativet er olje eller kullkraft, vil man oppnå miljøgevinster. Selv der man kan påvise miljøgevinster er det likevel ikke gitt at man skal velge gasskraftverk om kostnadene er store. Omvendt kan også gasskraftverk foretrekkes av økonomiske hensyn selv om miljøgevinstene er mindre.

ⁱ Godot er hovedskikkelsen i Samuel Becketts absurde skuespill «Mens vi venter på Godot». Beckett diskuter om mennesker egentlig kan konversere slik at de forstår hverandre. Herr Godot dukker aldri opp, og ventingen blir dermed den viktigste del i tilværelsen.

Stoltenberg I-regjeringen ga konsesjon til de tre første gasskraftverkene i Norge i 2001, etter at Bondevik I-regjeringen hadde gått av fordi den nektet å godta stortingsflertallets krav om utbygging av gasskraft uten CO₂-rensing. Gasskraftverket på Kårstø startet produksjonen 1. november 2007. De to andre kraftverkene som Stoltenberg I-regjeringen ga konsesjon til, på Kollsnes og Skogn, er foreløpig ikke bygd. Bondevik II-regjeringen gav konsesjon til et gasskraftverk på Melkøya i forbindelse med utbygging av Snøhvitfeltet. Dette gasskraftverket startet produksjonen ved årsskiftet 2007/2008. Stoltenberg II-regjeringen har så satt i gang et prosjekt for CO₂-rensing av gasskraftverket på Kårstø. Denne regjeringen har også gitt konsesjon til et nytt gasskraftverk på Mongstad, som etter planen skal ha CO₂-rensing fra 2014. Man har nå gått vekk fra den opprinnelige planleggingen og er det er tidligst mulig å få ferdig bygget rensing i 2016 (Tjernshaugen 2007).

Naturkraft ble etablert i august 1994 og er i dag eiet av Statoil og Statkraft med 50 % hver. Forretningssideen er å foredle norsk gass til elektrisitet. Selskapet eier og driver Norges første kommersielle gasskraftverk på Kårstø og har i dag ca 30 ansatte. Naturkrafts første gasskraftverk på Kårstø på 385 MW har en stipulert årsproduksjon på 3,5 TWh elektrisk strøm/kraft. Utbyggingen av Norges første kommersielle/eksterne gasskraftverk kom i gang vinteren 2005-2006, etter 11 års planlegging av og debatt omkring utbyggingen, og kom i drift høsten 2007.

Dessuten har NVE gitt Statoil konsesjon til å bygge og drive et kraftvarmeverk på Mongstad i Lindås kommune, Hordaland fylke. Kraftvarmeverket skal levere damp og annen varmeenergi tilpasset raffineriets behov. Videre skal anlegget bidra til å sikre tilgang på elektrisitet for gassbehandlingsanleggene på Kollsnes og på Troll A-plattformen. Anleggets installerte effekt vil være på ca 280 MW elektrisitet og ca 350 MW varme. Kraftvarmeverket skal forsynes med naturgass fra Kollsnes og med raffinerifyrgass fra Mongstad. Her er det nå prøvedrift.

NVE har også gitt Statoil konsesjon til å bygge et gasskraftverk på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Det planlagte kraftverket er et gassfyrte kombikraftverk med en produksjonskapasitet for kraft på 830 til 920 MW. Anlegget utformes for å produsere kraft, det tas ikke sikte på varmeleveranser. Anlegget vil produsere om lag 7 TWh elektrisk kraft i året og dermed øke den norske kraftproduksjonen med om lag 5,8 prosent. NVE stiller krav om at det blir lagt til rette for seinere CO₂-håndtering på anlegget. Gasskraftverket skal bygges på eksisterende industritomt på Tjeldbergodden. Kraftverket planlegges bygd som et kombinert anlegg, der elektrisitet produseres i naturgassfyrte gassturbiner og i en dampdrevet turbin. Gasskraftverket er planlagt bygd integrert med en utvidelse av den eksisterende metanolfabrikken på Tjeldbergodden.

1.1.2 Den nasjonale gasspolitikkenes abdikasjon

Egentlig finner vi et langt og bredt politisk bakteppe for naturgassanvendelse i Norge. Stortingsmelding nr. 44 (1994-95) «Norge som gassnasjon» kom parallelt med den første anvendelse av naturgass levert av en regional gassdistributør i Haugesundsregionen i 1994. Stortinget understreket av bruk av gass i Norge var aktuelt i transportsektoren, industrivirksomhet og til produksjon av varme. Det såkalte Gassutvalget ga sitt besyv med i utredningen «Ta gassen i bruk» i 2001, bestilt av

Samarbeidskomiteen LO/DNA. Her skisseres mange visjoner for gassbruken. For det første at innenlands gassbruk burde utgjøre 10 prosent av samlet produksjon innen ti år. Dessuten skulle det etableres et statlig selskap som investerte i infrastruktur og distribusjon av naturgass. Økt bruk av naturgass skulle skje under hensyn til internasjonale klimaforpliktelser, med en aktiv overgang til mer miljøvennlig bruk av gass. Forslaget om økt offentlig prioritet til elektrifisering av sokkelinstallasjonene ble fremstilt som et miljøprosjekt i særklasse. Dessuten rettet man søkelyset mot utnyttelse av CO₂ som industrielt biprodukt, uten negative miljøvirkninger.

Litt senere (2002) diskuterte man i ENOVA landbasert bruk av naturgass med blick for distribusjonsløsninger. Konkraft (2002) leverte samtidig en utredning om industriell utnyttelse av naturgass, mens NVE (2004) la frem en studie av alternative løsninger for fremføring av gass til innenlandske brukere.

I perioden 2002-2004 ble det fremmet to stortingsmeldinger om bruken av gass innenlands. St. meld. nr. 9 (2002-2003), kalt «Gassmeldingen» rettet oppmerksomheten mot tiltak for at mer naturgass kunne nyttes til innenlands verdiskaping. Gode hensikter til tross, var den ikke særlig presis i beskrivelsen av hvilke tiltak som burde iverksettes, hvor stor andel av gassen som burde anvendes, eller hvilke mål for verdiskaping som burde settes. Gassmeldingen omhandlet dessuten ideen om en miljørelatert tilskuddsordning for infrastruktur for å øke bruk av gass og høste erfaring fra dette. Ei heller her var meldingen særlig klargjørende når det gjaldt hva slags ordninger og hva slags infrastruktur man hadde i tankene. St.meld. nr. 47 (2003-2004), kalt «Gasskraftverkmeldingen» lanserte så ideen om å fremskynde utvikling av gasskraftverk med CO₂-håndtering, samt å klargjøre bærekraftige transportløsninger. Det forble lenge uklart for mange om det skulle dreie seg om utredninger eller demonstrasjoner, snarere enn praktiske tiltak.

Begge meldingene fremsto egentlig som ganske ryddige, men ble samtidig oppfattet som kraftløse og lite entusiastiske. Det virket som om begge hadde lagt til grunn et slags «snegleprinsipp», langsom og stegvis fremrykning som om alt i omgivelsene var ukjent eller farlig. For de politiske myndigheter var transporten av naturgass et ankepunkt. Stortingsmeldingene fant ingen gode nasjonale løsninger, bare løsninger som passet til hvert sitt formål og sin stedsvisе forankring. Den tunge politikken dreide seg lenge om de manglende transportløsninger, etter hvert ble den mer opptatt av hvordan man kunne rense naturgass hvis den brukes til kraftproduksjon. Spørsmålene forble uavklarte i et slags politisk vakuum. Den industripolitiske vilje som preget nasjonal oljepolitikk og eksporten av olje og gass manglet. Det ble et enøyet fokus på de samme miljøutfordringer alle petroleumsnasjoner møtte og lite industri- og kunnskapspolitisk nytenkning.

I 2005 startet planlegging av en rørledning fra Kårstø i Rogaland til Grenland i Telemark, med et tenkt appendiksør til Østfold og Sverige (Konkraft 2009:27-28). Prosjektet, kalt Skanled med en prislapp på drøyt 10 milliarder kroner, ble skrinlagt i 2009. En stortingsproposisjon for Skanled skulle vært på plass like over påske i 2009, og hele utbyggingen skulle etter planen være ferdig i 2012. Skrinleggingen i april 2009 representerte et klart signal om at faste rørledninger som ledd i en ny, nasjonal industrialisering basert på naturgass ikke lenger var aktuell politikk. Forhåpningen om

statssubsidierte gassrør på kryss og tvers i Norge var definitivt knust. Regjeringen hevdet at Skanledprosjektet var viktig, men ga det liten aktiv støtte. Prosjektpartnerne oppga derfor prosjektet trass i at EU hadde lovet støtte som ledd i sin europeiske krisepakke. Finanskrisen, fall i gasspriser og sviktende gassetterspørsel gjorde at markedsutsiktene ble for usikre uten statlige garantier. Ei heller EU ville opprettholde sin støtte for å gjenopplive prosjektet. Gass i rør ville egentlig kreve et stort utløsende marked med stabile leveranser og storskala anvendelser. Det kunne dreie seg om gassprosesseringsanlegg på land, industriell gasskonvertering, kraftproduksjon eller en gassklynge med mangehånde gassbrukere. Egentlig fantes det ikke slike forutsetninger i Norge. Den politiske retorikken som hadde dominert siden tidlig 1970-tallet om gass i rør og en ny industriell tidsalder, manglet et markedsgrunnlag.

Egentlig burde det være en skuffelse at den nasjonale gasspolitikken abdiserte når det gjaldt utviklingen av infrastruktur til et innenlands marked. På den annen side ble dette en driver for ulike gasspolitiske initiativ på regionalt nivå, i særdeleshet i olje- og gassfylkene Hordaland og Rogaland. Her fantes det aktører med visjon og vågemot, og det var en vilje til å samordne ressurser fra både privat og offentlig sektor. Derfor passet nok de to stortingsmeldingene greit for disse fylkenes ønsker om å skape et innenlands gassmarked. Gassmeldingen fremhevet en trinnvis oppbygging av et nytt sluttbrukermarked og de naturlige fortrinn som var knyttet til landfallene av gassen fra norsk sokkel. Gasskraftverkmeldingen og Stortinget ønsket mer trykk på nedstrømsiden, med fokus på grønnere gassløsninger enn de tradisjonelle. Begge deler ga gassaktørene i denne delen av Norge et fortrinn og en oppgave på vegne av nasjonen; bygg et innenlandsmarked for naturgassanvendelse som forener ideene om styrket energitilførsel, utvikling av mer miljøvennlig gasskraftteknologi, regional næringsutvikling og høy verdiskaping av gassen gjennom nye anvendelser. Glem statlig subsidiering, stol på egne ideer og krefter. Det er ingen tvil om at de regionale aktører har tatt denne utfordringen.

1.1.3 Styringsnettverk som gassnøkkel?

Modernisering av samfunnet retter søkelyset i økende grad på flernivåstyring og sosiale mekanismer for samspill på tvers av beslutningsnivåer, herunder konsekvenser av regional integrasjon. Ulike former for nettverksdannelse og flernivåstyring ses gjerne som en konsekvens av endrede rammebetingelser for tjenesteproduksjonen i den offentlige sektor. Denne sektoren kan ikke lenger alene levere alle velferdstjenester som etterspørres i et moderne samfunn, men må inngå i et mer komplementært samarbeid med aktører i privat og frivillig sektor. Et stabilt og forpliktende nettverkssamspill mellom ulike aktører både i og utenfor markedet blir ønskelig ut fra effektivitets- og politiske hensyn. Utfordringene i skjæringsflaten mellom fragmentering av det offentlige apparatet og behovet for tverrsektorielt samarbeid og koordinering er blitt stadig tydeligere. Omdanningen av offentlig sektors organisasjonsformer til å ligne markedsorganisering (les: New Public Management, NPM) har dessuten gjort det lettere å koble de ulike offentlige styrings- og planleggingsbehovene med aktivitetene i privat sektor. Ulike former for spesialisering etter område, klientgrupper, sektorer eller prosesser fungerer på nye måter i et komplekst samspill.

Utviklingen av det innenlandske markedet for bruk av naturgass har i store trekk foregått regionalt. I det regionale bildet finner vi både kommunale og fylkeskommunale organisasjoner som samspiller med det statlige styringsnivået, og vi finner private virksomheter som på ulike vis samhandler med offentlig sektor. Noen av aktørene er omdanninger fra kommunalt eller regionalt eide kraftselskaper, mens andre er nydannelser fullt ut skapt av offentlig sektoraktører. Noen har private aktører fra petroleumssektoren som viktigste eiere, med offentlige aktører som medeiere og medspillere.

Gjennom fristilling av offentlige virksomhet kan det dannes både kommunale foretak (KF) og aksjeselskap (AS) som bryner seg mot eller samarbeider med de private foretakene som er ute i samme ærend, dvs. å erobre det innenlandske gassmarkedet. For de offentlige aktørenes side er hierarkiets byråkratiform erstattet av eller i alle fall påvirker av en mer markedsrettet styringsform med brukerstyring og forretningslogikk som ledesnor. Et fristilt selskap antas selv å kunne fatte de beslutninger det mener er best for selskapet, og dermed også å kunne følge en selvvalgt strategi uten å måtte underkaste seg en detaljstyring fra folkevalgte organer. På den annen side vil kommuner, fylkeskommuner eller offentlige, regionale aktører ha behov for å kunne sikre seg at det fristilte selskapet oppfylder intensjonene man opprinnelig hadde med opprettelsen av dette. Lovverket, dvs. kommuneloven, aksjeloven, kontrollutvalgsforskriften og revisjonsforskriften er imidlertid ikke så detaljerte på hvordan dette skal gjøres i praksis. Det kan altså bli store lokale variasjoner i hvordan kontroll og styring, og ikke minst hvordan eierskaps- og representasjonsordningene praktiseres og i hvordan rapportering og tilbakemelding gjøres overfor de organer som opprettet selskapet (Gjertsen og Martinussen 2006). Rammene var derfor vide for de nye, regionale gasselskapene.

Reitan et. al (2008:202-205) har studert fremveksten av styringsnettverk i to regioner som har forsøkt å trekke til seg naturgassaktiviteter i noe større skala; Trøndelag og Grenland. De konkluderer med at de prosesser som foregår ved dannelsen av nye interessekoalisjoner ikke kan forstås fullt ut ved å bruke begreper som korporatisme, pluralisme og lobbyisme. Derimot forklarer ideene om styringsnettverk mer. Deres konklusjoner peker særlig på tre trekk. For det første er etableringen av nettverk preget av flytende grenser mellom offentlige og private aktører, den tradisjonelle todelingen mellom sektorene teller ikke. For det andre observeres nettverk uten statlig deltakelse. Det er en samordning av regionale interesser og økonomiske interesseorganisasjoner i disse styringsnettverkene, særlig viktig er de korporative aktørene (for eksempel LO). For det tredje representerer prosessene i styringsnettverkene en tydelig legitimering av politikk. Politikken allmenngjøres både lokalt og sentralt (Rommetvedt 2011). Nettverksstyringen bidrar således til at gasspolitikken regionale aspekter blir løftet opp til å bli del av en bredere og mer allment tilgjengelig arena.

1.1.4 Demokratisk underskudd?

Hybride styringsformer mellom marked og offentlige byråkratier har imidlertid skapt en innfløkt samordning, både vertikalt og horisontalt og gjør at beslutningstakerne står overfor nye oppgaver. Nye styringsformer reiser også nye demokratiske utfordringer. Både spørsmålet om legitimitet og demokrati- og deltakelsesproblemer knyttet til

flernivåstyring i en regional kontekst er slike som må løses av nye aktører på den innenlandske gassarenaen. Problemet med «demokratiske underskudd» har relevans i forhold til utviklingen av velferdsstaten hvor både profesjonelt og administrativt skjønn har vokst. Forvaltningen utøver nå et betydelig skjønn, og den enkelte tjenesteutøver er ofte pålagt både å definere hva som er et sosialt problem og å gi en selvstendig vurdering av hva som skal til for å løse det. Folk flest har mindre innflytelse all den tid den makten som utøves i de hybride samarbeidsorganer ikke lenger er underlagt samme grad av demokratisk kontroll som tidligere. Allmennhet og medier har heller ikke samme krav på innsyn her som i saker som behandles i ordinære kommunale organer og vedtas i kommunestyret. Det kan være slik at kommuner flest ikke har ressurser til å balansere ut den makten som profesjonelle selskapspartnere utgjør. Mange av de aktuelle selskapsformene åpner for å gi private aktører større innflytelse i lokalpolitikken enn det demokratiets læresetninger tilsier. Demokratiets ideal om at kun de beslutninger er legitime hvor de berørte parter har blitt behørig hørt, kan lett komme i beknip i de nye organene. Og jo mer virksomhet og makt som flyttes fra folkevalgte arenaer og over i selskaper, dess mer kan det demokratiske underskuddet øke.

En ofte fremført kritikk mot flernivåstyring er derfor at den demokratiske innflytelse svekkes hos de organer som tidligere har hatt beslutningsmakt på basis av et mandat fra borgerne. Det oppstår et demokratisk underskudd når folkevalgte organer fortrenses eller erstattes av avtalebaserte styringsformer. Fristilte offentlige foretak og selskaper tømmer de demokratiske forsamlingene for tradisjonell beslutningstaking. Autorisasjon av offentlig myndighet, ansvarlighet og representasjon gjennom valg får mindre gjennomslag og betydning. For å forstå det demokratiske underskuddet, er man derfor nødt til å forstå hvordan de nye samarbeidsorganene er oppbygd og hvor og på hvilken måte avgjørelsene blir tatt. Kanskje kan en slik situasjon etterspores i den perioden hvor kommunale kraftselskaper har blitt omdannet til hybride energiaktører i den innenlandske gasskampen.

1.1.5 Regional næringsutvikling

Regional næringsutvikling, slik naturgassmarkedet i Norge kan være et eksempel på, er nettopp preget av nettverksstyring. Det dannes horisontale eller vertikale partnerskap, eller nettverk for å planlegge og utvikle bestemte formål. Styring gjennom slike nettverk (ofte kalt «governance») har ikke en klar hierarkisk kommandostruktur der ett organ har kontroll og beslutningsmakt. De er mer å regne som systemer der offentlige instanser både på samme og ulike nivåer, samt mangeartede private organisasjoner og aktører deltar med ulike virkemidler innenfor næringsutviklingsfeltet. En slik kontraktbasert styring («avtalebasert governance») er en form for partnerskap hvor grupper eller individer fra ulike institusjoner, organisasjoner, bedrifter og forvaltningsnivåer arbeider sammen i nettverk. På basis av dialog og forhandlingsprosedyrer fremkommer enighet om avtaler og kontrakter som så danner rammen for fremtidig beslutningstaking. Avtaler og kontrakter flytter styringsmakten fra den etablerte demokratiske arena med politiske innspill, føringer og vedtak slik vi tradisjonelt har sett det lokalt og regionalt, til det nye nettverksbaserte partnerskapet. Spillerommet for politiske løsninger underveis kan dermed reduseres betraktelig, og det kan altså gi et demokratisk underskudd (Higdem 2007). Vertikal organisering av disse nettverkene blir til flernivåstyring. Det er en form for fellesstyring mellom forvaltningsnivåer og andre

aktører basert på forhandlinger og avtaler. Flernivåstyring gjør seg gjeldende innenfor flere ulike politikkkfelt, og krever at maktfordelingen ses i et nytt lys. Interessen er knyttet til samfunnsproduksjon snarere enn samfunnskontroll. Vi er ikke lenger bare opptatt av hvem som styrer, men av hvem som har kapasitet til å handle.

Denne studien belyser ulike former for institusjonelle partnerskap og nettverk som ledd i et flernivåsamspill etablert for å utvikle et regionalt gassmarked. Den er regionalt avgrenset til den sørligste delen av Vestlandet (Hordaland og Rogaland), det er her oppbyggingen av et innenlandsmarked for naturgassanvendelse startet og er kommet lengst. De viktigste nodene er lokalisert i Bergen, Haugesund og Stavanger, hvor man har bygd nettverk med deltakelse av offentlige og private aktører på lokalt, regionalt, nasjonalt og dels internasjonalt nivå. I denne regionen som vi heretter skal betegne som «B/H/S-regionen» har utviklingen av gassmarkedet foregått med ulik blanding av private og offentlige aktørers ressurser.ⁱⁱ Her finner vi aktører, både private og offentlige som forhandler, inngår avtaler, danner partnerskap, driver lobbying og påvirkning for å realisere et nytt energimarked. Aktiviteten hos disse aktørene var i starten regionalt forankret, men er gradvis blitt utvidet til nasjonale og internasjonale markeder.

Nye styrings-, organisasjons- og planleggingsformer dukker altså opp på siden av tradisjonell offentlig forvaltning og fortrenger enkelte etablerte beslutningsformer og –arenaer. Disse nye formene blir gradvis den nye agendaen for det fremvoksende energimarkedet. Selve transformasjonsprosessen og importen av nye forretnings- og beslutningsmodeller tolkes og praktiseres ulikt av de mest sentrale aktørene, men den samlede effekt er at de konstituerer et nytt energimarked i Norge. De seneste fem-ti år er første gang vi ser en voksende bruk av naturgass innenlands. Tidligere er nesten all naturgass som blir ilandført fra norsk sokkel blitt videreført til utenlandske markeder. Fastlandet har bare vært en mellomstasjon på veien til europeiske sluttbrukere.

I Norge er staten velstående i motsetning til i mange europeiske land. I utgangspunktet har det gitt aktørene oppfatning av en god og likeverdig trekkmulighet på statens pengebinge til utbygging av infrastruktur og til å få etablert rammebetingelser som promoterer et tidligmarked for gassanvendelse. Likevel virker det som om nettverkene har hatt ulik strategi for og suksess med å sikre seg statlig, finansiell støtte. Dessuten kan vi observere at strategiene nok har hatt ulik forankring i virksomhetenes oppfatning av sin samfunnskontrakt. De har også hatt ulik grad av suksess når det gjelder å etablere og konsolidere det regionale gassmarkedet.

1.2 Et spørsmål om det paradoksale

Studien følger vekst, milepæler og fall hos de tre største regionale gassaktørene; Naturgass Vest med tilhold i Bergensregionen, Gasnor med lokalisering i

ii Begrepet «Vestlandet» omfatter vanligvis fylkene Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. Vi skal rette oppmerksomheten på aktører i Rogaland og Hordaland, de to sørligste nabofylkene på Vestlandet. Her utgjør Bergen, Haugesund og Stavanger tre subregioner som vi under ett skal betegne som «B/H/S-regionen».

Haugesundsregionen og Lyse Gass som har forankring i Stavangerregionen. Disse tre aktørene har valgt ulike institusjonelle grunnmodeller (hierarki, marked og nettverk), ulike styrings- og incentivformer, så vel som ulike strategier for å sikre seg en ønsket posisjon i det regionale gassbildet. Tilknyttet disse tre aktørene og deres delmarkeder presenteres også fremveksten av et bredt spekter av tjenestetilbydere og aktiviteter i leveranse- og kunnskapskjeden for naturgass.

Studien beskriver hvordan disse aktørene har forsøkt å bli ledende i innenlands gassanvendelse, ved å mobilisere den industrielle, kommersielle og lokale ekspertise for å styre regionene mot en grønnere energiprofil på kort og mellomlang sikt. Økt og mer intelligent bruk av naturgass kan hjelpe til å nå et slikt mål.

På denne bakgrunn er hovedspørsmålet i denne studien følgende:

Ved etablering av et nytt marked, hvilken struktur og strategi gir aktørene størst sjanse for forretningsmessig gevinst; hierarki (vertikal flernivåstyring), nettverk (likeverdige partnerskap), marked (kommersiell konkurranse), eller kanskje noen blandingsform eller sekvensielle skifter mellom styringsformene?

Med forankring i regionene hvor naturgassen først ble markeds lansert og hvor de første og største markedsaktørene er lokalisert, reiser dette ytterligere spørsmål. For det første hvordan og i hvilken grad disse aktørene har klart å skape betingelser for å initiere og utvikle et innenlandsmarked for naturgassanvendelser. Hva slags initialprosjekter har man satset på for å åpne regionen for naturgassanvendelser, og hvilke aktører har spilt de viktigste roller i dette arbeidet? For det andre er det av interesse å studere hvordan og i hvilken grad har de tre regionale knutepunktene (Bergen, Haugesund, Stavanger) konkurrert og samarbeidet for å utvikle sine gassmarkeder. Hvilken rolle og funksjon har de offentlig-private nettverkene spilt i kampen for-og-imot bruk av naturgass overhodet, og hvordan har denne kampen påvirket innhold i innovasjons- og forskningsstrategier som er promotert i de ulike knutepunktene?

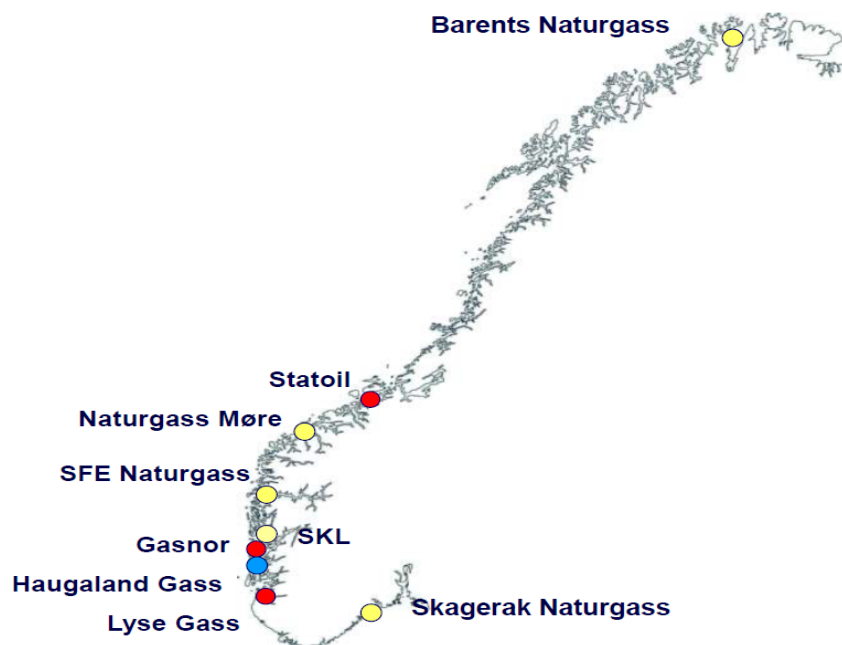
Det teoretiske startpunktet i denne studien er knyttet til «flernivåstyring» (jf. Bache og Flinders 2004; Hill og Hupe 2002, 2006; Hooghe og Marks 2003; Stegman McCallion 2007), dvs. en styrings- og koordineringsmodell hvor beslutningssterke nettverk er bygget på ulike nivåer og mellom ulike aktørgrupper (politikere, lokale/regionale myndigheter, næringsliv, kunnskapsinstitusjoner, etc.), her for å realisere oppstarten av et nytt næringssegment. I tillegg til denne formen for vertikal og horisontal organisering, bruker studien teorier om tidligmarkeder, innovasjon og nyskaping, samt om utvikling av klynger for å kunne beskrive og forstå sentrale aktørers ulike strategier og handlingsvalg i utviklingen av det innenlandske marked for anvendelse av naturgass.

Det paradoksale i situasjonen er; hvorfor skjer markedsdannelsen først nå, ikke tidligere? Ville det ikke ha vært enklere å parallellføre eksport og innenlands forbruk, snarere enn å utsette markedsintroduksjonen på hjemmemarkedet med en hel generasjon?

1.3 Naturgassens samfunnsmessige kontekst

Energi er nok den viktigste driver for modernisering av samfunnet. Både energikilder, -bærere og -teknologier skifter over tid. I løpet av et par generasjoner vil olje og oljederivater fases ut. Naturgass vil overta mer og kan danne en bro over til hydrogensamfunnet eller til samfunnsformasjoner som anvender også andre energibærere og – kilder. Naturgass (NG) består i hovedsak av metan (CH_4), samt noe etan og propan og mindre mengder av andre tyngre hydrokarboner. I tillegg kommer biogass inn i leveransekjeden for energi. Naturgassen er dannet for mange millioner år siden ved nedbrytning og omdanning av gammelt organisk materiale. Biogass (BG) dannes ved forråtnelse av nytt biologisk materiale uten tilførsel av oksygen. Ved forbrenning av NG reduseres utslippet av CO_2 sammenlignet med forbrenning av olje og diesel. Biogass derimot regnes som klimanøytral, dvs. bidrar ikke til økning av klimagassutslipp når den forbrennes. Både NG og BG slipper ut lite NO_x ved forbrenning, og har også lavt utslipp av partikler. NG og rensset BG har omtrent samme sammensetning og kan for de fleste formål brukes som substitutter for hverandre.

Den største aktiviteten knyttet til distribusjon og innenlands bruk av naturgass skjer i nær geografisk tilknytning til de store gassterminalene, samt i våtgassindustrien i Grenland. Et bilde av de regionale distribusjonsselskapene for hele Norge, slik dette så ut i 2009 er gitt i figur 1.1. Det er i alt ni selskaper, herav tre grossister (Lyse, Gasnor og Statoil), fem distribusjonsselskaper, samt et selskap (Haugaland Gass) som hadde planer om å starte distribusjon i 2009.



Figur 1.1 Distribusjonsselskaper for innenlands gassbruk 2009

Naturgassen føres i land på seks steder i Norge langs hele kysten fra Stavanger (2004), Kårstø(1985) og Kollsnes (1996) i B/H/S-regionen, Nyhamna (2007) og Tjeldbergodden (1997) i Midt-Norge og til Melkøya (Hammerfest 2007) i Nord-Norge. I tilknytning til anlegget i Hammerfest er det etablert anlegg som gjør naturgass flytende, i første rekke som LNG (Liquid Natural Gas), slik at det er enklere å

transportere i bulk. Gassen fra Kårstø, Kollsnes og Nyhamna eksporteres hovedsakelig som tørrgass etter prosessering, mens det på Tjeldbergodden produseres metanol av gassen. Naturgass benyttes i første rekke i industrien.

Etableringen av småskala LNG-fabrikk har også muliggjort distribusjon av naturgass over større distanser. De to største innenlandske gassbrukerne benytter gass hovedsakelig som råvare til industriproduksjon. Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden brukte anslagsvis 700 MSm³ (million standard kubikkmeter) rikgass i 2009, svarende til et energiinnhold på om lag 7,5 TWh. Industrien i Grenland bruker om lag 1 150 000 tonn våtgass (etan og propan) årlig, med et energiinnhold på i størrelsesorden 15 TWh. Videre har Naturkraft etablert et gasskraftverk med en årlig etterspørsel på opptil 600 MSm³ naturgass på Kårstø, avhengig av brukstid på kraftverket. Statoil planla ordinær drift av Energiverk Mongstad i løpet av 2010, et anlegg som forventes å etterspørre om lag 700 MSm³/år. Energiverket innebærer også et nytt gassrør fra Kollsnes til Mongstad (NVE 2011:33).

I forbindelse med Norges oppfølging av Brundtlandrapporten om bærekraft påpekte norske myndigheter at naturgass gir vesentlig mindre utslipp til luft enn andre fossile brensler. Direkte bruk av naturgass vil ha lavest utslipp av CO₂ sammenlignet med gass brukt til elektrisitetsproduksjon. Tilsvarende var gass også ansett som gunstigere enn olje og kull når det gjaldt utslipp av NO_x og SO₂. På slutten av 1980-tallet satte regjeringen i gang arbeid med en strategi for innenlandsk bruk av gass. I denne ble innenlandsk bruk sett i sammenheng med eksport til de øvrige nordiske land (St. meld, nr. 46 1988-89:90):

Når en vurderer miljøkonsekvensene av gassanvendelse i Norge, må en derfor også se dette i sammenheng med eventuelle positive miljøeffekter av vår gasseksport til de øvrige skandinaviske land.

Målet om reduserte utslipp av CO₂ kan komme til begrense gasstilførselen som kan gjøres tilgjengelig for innenlandsk forbruk. Derfor måtte den innenlandske bruken av naturgass bli så energieffektiv i forhold til utslippet som mulig. Utnyttelse av spillvarme fra gasskraftverk kan hjelpe til med å skape en slik balanse, dvs. det vil være en energiforvaltning i tråd med en bærekraftig utvikling, sier regjeringen. I strategien som den gang ble varslet inngikk både økt støtte til gassforskning og ideen om en gassrørledning til Østlandet (jf. Skanled).

Debatten om miljøregnskap knyttet til naturgassbruken er altså ikke ny. Argumentet om at gassalg til de andre nordiske landene kan gi positive bidrag til miljøregnskapet om gassen foretrekker bruk av kull, er heller ikke ny. Faktisk var debatten klar allerede ved oppstarten av Gasnor som første regionale gasselskap i 1989. Fokus var på hvorvidt anvendelse av naturgass kan gi oss en mer bærekraftig energiforvaltning, et perspektiv vi senere skal se dukker opp som premiss i de regionale aktørenes strategiske overveielser.

Forbedret ytelse innen en integrert gass- og kraftindustri krever kunnskap om lovende og fremtidige teknologier, økonomisk optimalisering, miljømessige standarder, finansieringsmuligheter og markeder som skaper og påvirker næringen. Mange

endringer forutses. Dagens teknologi for utvinning og anvendelse av hydrokarboner, i særdeleshet naturgass, er utviklet gjennom en gradvis prosess som startet for 150 år siden. Trass i at sektoren særpreges av naturlig vekst er det ingen tegn som tyder på at naturgasssteknologien har nådd sitt toppunkt. Behovet for effektive forbedringer er åpenbart både gjennom de store investeringer sektoren trenger og ved det relativt snevre anvendelsesområde denne ressursen gir i dag.

Økende tilførselsavhengighet, strammere miljømessige krav og energisektorens påvirkning på den økonomiske utvikling formelig roper på forbedret energieffektivitet med en grønnere og mer bærekraftig profil. Dessuten, utvikling av naturgasssteknologi er fragmentert. Derfor er utfordringen knyttet til integrasjon av disse kravene og behovene og til at løsningene blir samordnet.

Den norske gasseksporten var i 2007 mer enn syv ganger større enn norsk vannkraftproduksjon i et normalår (120TWh), og dekket om lag 15 % av den europeiske gassbruken. Det meste av gassen selges til Tyskland og Frankrike, der norsk gass utgjør 30 %. Ormen Lange-feltet (2007) alene har 15-20 % markedsandel i Storbritannia. Produsentselskapene på norsk sokkel har avtale om gassleveranser med Tyskland, Frankrike, Storbritannia, Belgia, Nederland, Italia, Spania, Tsjekkia, Østerrike, Polen, Danmark og Sveits. Dessuten leveres LNG til USA og Spania i 2007.

Selv om Norge har vært en stor naturgassprodusent og eksportør til Europa i nær fire tiår fins det ennå ikke noe nasjonalt samkjøringsnettverk for naturgass til næringsliv, institusjonsbygg eller privatboliger. Dette står i skarp kontrast til de fleste andre europeiske land. Noen begrensede, lukkede nettverk fins imidlertid på B/H/S-regionen, i hovedsak i Rogaland. Denne paradoksale situasjonen utgjør bakgrunn og fokus i denne studien. Hvorfor og hvordan driver nyskapere i Rogaland og Hordaland sine første distribusjonsnettverk for naturgassanvendelse i Norge?

1.4 Det europeiske gassbildet

Ikke-fornybare energikilder dominerer verdens energiprofil. Denne situasjonen vil etter alt å dømme ikke endre seg i de nærmeste tiår. Den veldige økningen i oljeprisen i 2008 og i 2011 har nok en gang vist hvor sårbar og avhengig Europa er i forhold til pålitelig petroleumstilførsel fra politisk ustabile regioner. Energi til rimelige priser fortsetter å være en kritisk faktor i Europas økonomi. Mange teknologiske valgmuligheter er for tiden under utvikling og utprøving, men anses å kunne erstatte fossile brensler bare på lengre sikt. På kort og mellomlang sikt må den økende avhengigheten av importert fossil energi balanseres med avansert teknologisk utvikling for å oppnå et energismart Europa.

Europas energiforbruk antas de neste tiår å vokse mer enn befolkningen. Bærekraftig modernisering avhenger av tilgang på energi og vi må skaffe den til alle, ikke bare til de privilegerte som nå har strøm og varme av god kvalitet. Naturgass kan være en stabil energikilde i 100 år, den vokser raskest og vil om 20 år kunne være like stor som olje. Av alle fossile brensler har den de beste miljøegenskaper og som ressurs er den jevnere fordelt globalt enn olje. Naturgass kan være en bro til fornybare energikilder, gjøre

Europa mindre avhengig av Midtøsten, og den kan som flytende, nedkjølt gass transporteres mellom kontinenter.

Den rolle som naturgass kan spille vil være å bygge bro fra dagens bruksmønster over til et mer dekarbonisert energisystem. Naturgass anslås å øke sin andel som primær energikilde i Europa til om lag 30 prosent innen 2020. Denne overgangen kan komme til å gå gjennom tre etterfølgende faser med en viss overlapping; den første fasen med en overgang til lavkarbonbrensler, den andre hvor kraftproduksjon med CO₂-håndtering vil dominere, og den tredje hvor hydrogen tas i bruk som. I nær fremtid vil vi etter alt å dømme få mer bruk av naturgass, på mellomlang sikt kan hydrogen komme til å bli mer betydningsfull som energibærer, fortrinnsvis fremstilt både av fornybare energikilder så vel som fra naturgass (Fernandes 2005; Hetland et al. 2006).

De europeiske landene møter alle den samme utfordring; nemlig å skifte energimønsteret over til en lavkarbonprofil. Naturgass regnes som det reneste fossile brennstoffet, og avgir verken tungmetaller, svovel, sot eller støv. I forhold til olje avgir den 25 prosent mindre CO₂-utslipp og 30-50 prosent mindre NO_x utslipp.

Naturgass har mange anvendelsesområder i dag og har kanskje enda flere i årene som kommer. Nå brukes den til ulike tørkeprosesser, varmebehandling, støping og forming, matlaging, lokal produksjon av varme og elkraft, energitilførsel til gartneri og lignende. Gass kan også brukes på områder med høyere verdiskaping, som råstoff for petrokjemisk industri og til produksjon av bioproteiner og hydrogen. Naturgass brukes i Europa i all hovedsak i stasjonær energiforsyning. Om lag 95 prosent av sluttforbruket i Europa går til stasjonær energiforsyning og kun en mindre andel brukes som råstoff i industrien. Bruken av naturgass til transportformål er svært liten. Innen stasjonær energiforsyning brukes naturgass i betydelig grad både i elektrisitetsproduksjon og til produksjon av varme, med moden teknologi i utstrakt bruk i husholdning og næringsliv.

Norge er prisgitt innenlandsk elektrisitetsproduksjon basert på vannkraft, noe som skiller seg klart fra situasjonen i Europa og andre regioner der flere energibærere som bl.a. olje, kull, atomkraft inngår. Det at forbruket av naturgass i Europa har vært økende, har derfor først og fremst sammenheng med at denne energien erstatter mer forurensningsintensive bærere.

Naturgass gir positive miljøeffekter når den erstatter annet fossilt brennstoff og Norge har gjennom Kyoto- og Gøteborgprotokollene forpliktet seg til å redusere sine skadelige miljøutslipp. Men selv om naturgass som ren energi fokuseres ellers i Europa, står ikke gassbasert innovasjon, nærings- og teknologiutvikling like høyt på agendaen i EU, slik det nå gjør i Norge; økt gassbruk i EU er mest drevet av behovet for reduserte energikostnader, pålitelige leveranser og erstatning av eksisterende energiløsninger. Derimot er sikker og stabil energiforsyning et sentralt spørsmål i de fleste europeiske land, noe som vi i Norge ikke er spesielt opptatt av, bortsett fra når strømprisene er høye. Lett tilgang på sikker vannenergi har vi tradisjonelt hatt, og med olje- og gassreserver i overflod, står vi i en særstilling. Slik sett er vårt nasjonale ønske om og fokus på generell næringsutvikling basert på gass, noe vi ser lite av i andre land. Derimot står utvikling av alternative energiformer og metoder for omforming høyere på agendaen i de fleste andre vestlige land enn det gjør i Norge.

Gass understrekes å være og forbli svært viktig for dekning av EUs primære energi-behov. Det samme er tilfelle på globalt nivå der gass er blitt akseptert som den foretrukne energikilden. Det anslås å være mer enn nok gassreserver i Europa og andre aktuelle leverandørland, men at det vil kreves tiltak og begunstigende rammeverk for å kartlegge og utvinne den tredjedelen av reservene som ennå karakteriseres som «undiscovered potential». Andre viktige faktorer for å realisere de nødvendige importbehov er politisk og økonomisk stabilitet i leverandørlandene, pålitelig infrastruktur for transport, forutsigbare rammebetingelser for gassavtaler og langsiktige investeringer samt utvikling av nødvendig kompetanse og teknologi for å utvinne gassressursene i bakken. I denne sammenheng er det uttalt politikk at gassutvinning innen EU fortsatt skal spille en meget viktig rolle i det totale forsyningsbildet, og at det er essensielt at nødvendige tiltak settes i verk for å stimulere optimal utnyttelse av europeiske ressurser.

For norsk økonomi, for eierne og utbyggerne av gassressurser og for leverandør- og serviceindustrien som utvikler ny teknologi for utvinning og prosessering av gass til havs, er dette positivt. Derimot har EUs bestrebelser nærmest ingen betydning for ambisjonene om et norsk gassamfunn og tilhørende innenlandsk næringsutvikling. Det viktigste energirelaterte spørsmålet i EU er i dag samkjøring og normalisering av et indre europeisk energimarked, der Norge absolutt er en del av situasjonsbildetⁱⁱⁱ. Målsettingen er et konkurransedyktig EU, reduserte levekostnader samt bedre kontroll og sikring av energiforsyning.

For Norge, som langt på vei er selvforsynt gjennom ren vannkraft, er motivasjonen en helt annen. Satsing på naturgass kan riktignok gjøre oss mer selvforsynte på strøm og redusere behovet for investeringer i overføringslinjer, men det er ved anvendelser der andre teknologier kan erstatte fossilt brensel i transportsystemer eller bidra til mer kostnadseffektive industriprosesser at Norge kan se muligheter. På noen av disse teknologiområdene er Norge langt fremme i utviklingen, og de kan representere industrielle muligheter også utenfor landets grenser.

I Europa har det vært brukt mange ulike virkemidler for å øke anvendelsen av naturgass; herunder direkte tilskudd, subsidier, avgifter og lovreguleringer. Dessuten har statlige selskaper vært brukt som instrument for utviklingen av NG-markedet. Slike selskaper har ofte hatt et totalansvar for hele verdikjeden, herunder import, utbygging og drift av infrastruktur samt transport frem til sluttbruker. En slik virkemiddelbruk har stimulert veksten i det innenlandske gassmarkedet i Europa. Forholdene har også vært gunstigere enn i Norge for å få til en god vekst; herunder (St.meld. nr. 9 2002-2003:30):

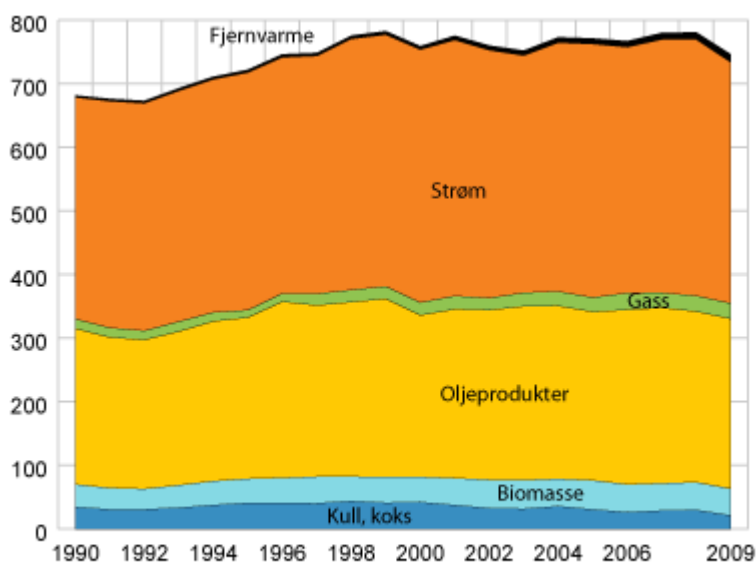
- et system for bygass som lett kunne konverteres til naturgass
- høy befolknings- og næringstetthet
- topografiske forhold som lå til rette for legging av rør
- relativt høy pris på alternativer til naturgass

ⁱⁱⁱ I EU-dokumenter om gasspolitikk henvises til "Any reference to EU in the context of this paper shall include the EU15 plus Norway and the accession countries", "When implementing the EU Gas Directive later this year, Norway will become a fully integrated part of the internal gas market."

I Europa var det tidlig bygd ut en infrastruktur for distribusjon av bygass som etter hvert ble anvendt for naturgass. Kostnadene ved å legge et effektivt og tilgjengelig ledningsnett er store, dessuten er naturforholdene gunstige i store deler av det befolkningstette Europa. Markedsgrunnet for distribusjon av naturgass har derfor vært godt, selv om bruken av aktive og stimulerende virkemidler er mer begrenset i dag enn tidligere. Det er særlig EUs statsstøtteregulering og gassmarkedsdirektivet som bidrar til å begrense mulighetene. I Norge derimot ble ledningsnettet for bygass ikke gjenåpnet etter at gassverkene ble faset ut i perioden 1960-1980 (jf. kap. 1.5). Gassverkene, distribusjonssystemet og kompetansen knyttet til bruken av bygassen forsvant med den første gasseksporterende generasjonen.

1.5 Norge: jomfruelig grunn for gassanvendelse

Norge har store naturgassressurser. Med Ormen Langes prosessanlegg på Nyhamna i drift fra 2007 tok vi steget opp blant verdens tre største gasseksportører, foran Canada, men etter Russland. Vi forsyner Europa med om lag 15 prosent av dens gassbehov, men vi er den eneste større produsentnasjonen med minimal egen gassanvendelse. Naturgassforbruket utgjorde i 2008 1,5 prosent av totalt innenlands sluttforbruk av energi. Sammenlignet med de fleste land i Europa er denne andelen liten. I Europa er naturgass i dag den nest viktigste energibæreren, etter olje. I transportsektoren er olje den dominerende energibæreren i Norge, men i det stasjonære energiforbruket er elektrisitet (i all hovedsak fra vannkraft) langt viktigere i Norge enn i praktisk talt alle andre land. Elektrisitet utgjør om lag halvparten av alt sluttforbruk av energi i Norge, og petroleumsprodukter (inklusive LPG) om lag 36 prosent (Konkraft 2009).



2010 © Statistisk sentralbyrå

Boks 1.4 Sluttforbruk etter energikilder 1990-2009, ekskl. energi brukt som råstoff. Petajoule

Kilde: <http://www.ssb.no/energiregn> / lastet ned 11042011

Frem til 2007 har det vært produsert lite elektrisitet basert på fossile brensler i Norge, og som regel i små anlegg. Dette endret seg i siste halvår av 2007 med driftsiverksettelse av gasskraftverket på Kårstø og energianlegget til Snøhvitfeltet. Dessuten ble kraftvarmeverket på Mongstad satt i drift i november 2010 (NVE 2011:13). Som vist i tablå 1.4 (kilde: SSB 2010) fordelte Norges totale energiforbruk, fraregnet energi brukt

som råstoff, i 2009 seg på strøm, oljeprodukter og ved med henholdsvis om lag 51, 36

og seks prosent. De resterende syv prosentene utgjøres av kull, koks og fjernvarme. Siden vi i langt større grad enn andre land baserer oss på bruk av vannkraft, er en høy andel av energibruken vår fornybar. Det vil si at den kommer fra energikilder som har en kontinuerlig tilførsel av ny energi, som vannkraft og biomasse. Norges andel av fornybar energi av det totale energiforbruket utgjorde 62 prosent i 2008. Dette tallet er beregnet etter beregningsmetodikken i EUs fornybar energidirektiv. Til sammenligning var andelen fornybar energi innenfor EU kun 10,3 prosent i 2008, mens tall for 2009 ikke er beregnet^{iv}. Normalt har vann- og vindkraft stått for ca 98-99 prosent av vår totale strømproduksjon. I 2009 gikk derimot denne andelen ned til om lag 96 prosent på grunn av økt gasskraftproduksjon. Gasskraftproduksjon på LNG-anlegget på Melkøya i Hammerfest er tatt med i produksjonstallet for strøm i 2009, mens dette tidligere ikke har vært inkludert. Dette anlegget kom i drift i 2007. Videre var det en svært stor økning i kraftproduksjonen i gasskraftverket Naturkraft på Kårstø. Dette kan ha sammenheng med at sterkere fall i prisen på gass enn prisen på strøm i 2009 gjorde det lønnsomt å øke produksjonen. Mengden naturgass brukt i varmekraftverk ble tidoblet fra 2008 til 2009, hovedsakelig på grunn av disse to anleggene (SSB 2010).^v

Naturgass er en ny energibærer i Norge, den har en begrenset spredning og ennå en beskjeden andel av det innenlandske energimarkedet. Selskapene som tilbyr NG til sluttbrukere er små, de fleste er nykommere på energifeltet. Naturgassforbruket i Norge i energisektoren er imidlertid økende. Det har økt jevnt siden 2002 da forbruket var om lag halvparten så stort som i 2009, og selskapene forventer økt innenlands bruk av naturgass i tiden som kommer. Selv om naturgassforbruket øker, utgjorde det i 2009 bare 1,5 prosent av totalt innenlands sluttforbruk til energiformål utenom det brukt som er brukt som råstoff og i energisektorer. I år 2009 ble det i følge SSB produsert 103,5 milliarder Sm³ gass på den norske kontinentalsokkelen. 96,6 milliarder Sm³ (93 prosent) av denne gassen ble eksportert til utlandet. Om lag seks prosent ble brukt på sokkelen til drift av olje- og gassplattformer. Den innenlandske gasstilgangen var drøyt 65 000 GWh. Naturgass tilsvarende om lag 7 700 GWh ble omvandlet til andre energibærere, primært i gasskraftverk, men også litt i fjernvarmeverk. Mer enn 48 000 GWh ble brukt i energisektorene, primært innenfor olje- og gassutvinning. Nesten 4 900 GWh ble brukt som råstoff i industrien, mens svinn utgjorde 194 GWh. Naturgass tilsvarende drøyt 5 000 GWh faklet. Forbruket er vesentlig lokalisert rundt ilandføringsstedene for gass. Sammenliknet med andre land i Europa er naturgassforbruket i Norge lavt (NVE 2011:49).

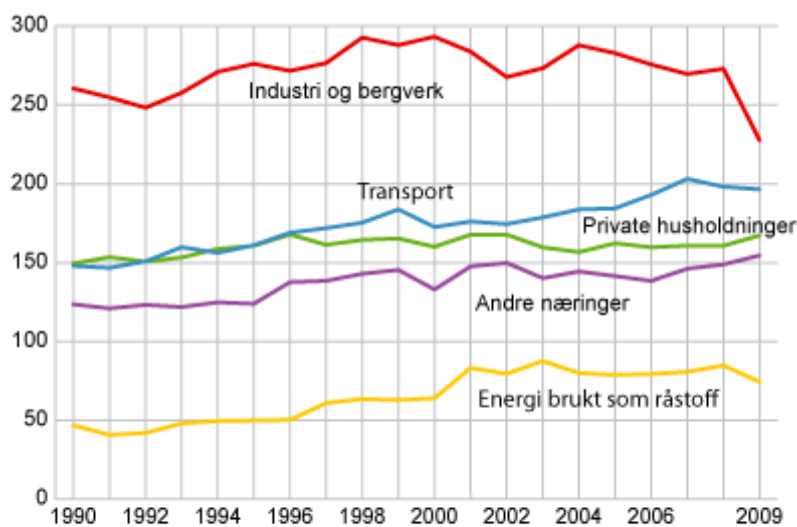
I tablå 1.5 (Kilde: SSB 2010) er den samlede energibruken fordelt på ulike hovedsektorer. I 2009 er det en nedgang både i industri og bergverk, i transportsektoren og i energi brukt som råstoff i industrien, mens andre næringer og private husholdninger har en oppgang. SSB forklarer de påviste nedgangene i enkelte næringer og bruksområder med finanskrisen, og det økte forbruket i husholdninger og tjenesteyting med den kalde vinteren man opplevde.

^{iv} Forbruket er oppgitt i petajoule, og en petajoule motsvarer 31,60 millioner m³ naturgass.

^v Lastet ned 28. januar 2011, fra <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energiregn/>

Innenfor industrien var det i 2009 en nedgang på 10 prosent sammenliknet med 2008. Totalt ble det her brukt mer enn 2 000 GWh naturgass som brensel. I tillegg ble det brukt 4 900 GWh, eller 4,9 TWh, som råstoff. Nedgangen i naturgass brukt som brensel var særlig stor innenfor kjemisk industri, der det var en nedgang på 15 prosent, eller nesten 140 GWh. Innenfor metallindustrien, som er en annen stor forbruksgruppe, var det stor nedgang i 2009. Blant produsentene av metall var det en reduksjon på 8 prosent, fra 768 til 703 GWh. Nedgangen i disse to næringene har sammenheng med redusert produksjon som følge av finanskrisen.

Innenfor nærings- og nytelsesmiddelindustrien økte forbruket med 6 prosent til 370 GWh. Innenfor tjenesteytende næringer ble det brukt 802 GWh naturgass i 2009. Det er en økning på åtte prosent fra året før. Den største forbruksgruppen i denne sektoren er



innenriks sjøtransport der det ble brukt 550 GWh, en økning på nesten syv prosent fra 2008. Det er primært ferger som bruker naturgass, men også annen sjøtransport, som forsyningskip, bruker dette som drivstoff. Naturgassen som brukes i sjøtransport, er LNG, det vil si nedkjølt flytende naturgass. I jordbruk, skogbruk og fiske var forbruket av naturgass i 2009 vel 200 GWh. Det er en økning på 12 prosent fra året før. Innenfor

2010 © Statistisk sentralbyrå

Boks 1.5 Sektorvis sluttforbruk av energi i ulike sektorer 1990-2009. Petajoule

Kilde: <http://www.ssb.no/energiregn/> lastet ned 11042011

husholdninger ble det i fjor brukt 40 GWh, en liten økning fra 2008.

Det samlede bildet står i kontrast til de fleste europeiske land hvor innenlands NG-anvendelser og forbruk har en lang historie, er en betydelig del av energiforsyningen og hvor vi finner en velutviklet og delvis (finansielt) nedskrevet infrastruktur for distribusjon. I de fleste europeiske land erstatter NG for tiden bruken av kull til kraftproduksjon og en foretrukket energikilde i nye kraftverk. Også de nordiske landene trekkes i økende grad inn i «metanaldere» sammen med det øvrige Europa. Bruken av naturgass i Finland går tilbake til 1974, i Danmark til 1984 og i Sverige til 1985. Likeens, bruken av naturgass i Norge går tilbake til 1994, faktisk 20 år etter Finland og 10 år etter Danmark. Finland innfører naturgass fra Russland mens Danmark fremstiller naturgass for eget forbruk og for eksport til Sverige. Så, bruken av naturgass på kontinentet og i de nordiske landene har fulgt ganske ulike spredningsmønstre på det forrige århundres tidsskala (Gudmundsson 2001).

Økt gassanvendelse kan gi nye produkter og tjenester, men krever oppdatert norsk kunnskap og avansert teknologi om vi skal konkurrere globalt, dvs. at Norge må minst matche det internasjonale nivået for å kunne skape nye, lønnsomme arbeidsplasser i denne sektoren. Vår bruk av naturgass må derfor tilpasses både miljøforpliktelser og konkurransekrav. Mangel på en sterk norsk industri som vil utnytte naturgass i ulike sammenhenger, og som kan utgjøre et hjemmemarked for gassteknologi, er også en begrensende faktor. Dette kan være en mer kritisk hindring for utviklingen av gass-teknologi i Norge enn kunnskap og kompetanse i seg selv.

Omsider satte myndighetene et politisk spor for økt innenlands gassbruk i St.prp. nr. 1 (2004-2005, kap. 1.2):

Økt innenlands bruk av gass kan gi grunnlag for verdiskaping, industriell og teknologisk utvikling, og et bedre miljø. En langsiktig strategi for økt bruk av naturgass kan gi viktige bidrag til en mer fleksibel energiforsyning. Regjeringen ser potensialer til økt bruk av naturgass. Regjeringen vil bidra med finansiering, slik at gass over tid kan gjøres tilgjengelig i flere områder.

Regjeringen ser det i tillegg som viktig å bidra til forskning, utvikling og kommersialisering av nye teknologier for mer bruk av naturgass til energiformål.

Den sterke veksten i gassforbruket i Norge siden 2002 som vist i tablå 1.1 skyldes særlig at gass går til erstatning for olje i stasjonært forbruk, men i noen grad også i transportsektoren (biler, busser og skip). I 2009 finnes det 22 skip som drives med LNG i Norge; - 4 forsyningskip, 3 kystvaktskip og 15 ferger. I Bergen, Haugesund og Stavanger blir CNG dessuten brukt som drivstoff til om lag 150 busser i 2009 (Konkraft 2009:23).

1.6 Fra bygass til regiongass

Da det siste bygassverket i Norge ble nedlagt i Bergen i 1984, hadde vi hatt sammenhengende lokal, nettbasert gassdistribusjon siden 1848. Det private Christiania Gasværk startet sin gassdistribusjon ved å fremstille gass ved oppvarming av kull. I 1878 overtok kommunen selskapet, som møtte konkurranse både fra parafin og etter hvert også fra elektrisitet som kilde til koking og oppvarming av vann i husholdningene. Gass var renere enn både parafin, ved og koks, var lett å regulere og varmet fra det øyeblikket den ble påtent. Derfor ble den beholdt også etter at elektrisiteten ble vanlig etter 1. verdenskrig. I alt 17 byer hadde egne gassverk (herunder Bergen og Stavanger) og tre byer (herunder Haugesund) hadde i tillegg konsesjon til å drive gassverk. Begrepet naturgass kommer av at gassen forekommer naturlig, i motsetning til bygass eller lysgass som vanligvis er hydrokarboner (kunstig) fremstilt fra steinkull. Bygassen (som er lavt varmeprodukerende) inneholder bare om lag halvparten (5-6 kWh per Sm³) av den energimengden som finnes i naturgassen (ca. 11 kWh per Sm³), og blir fremstilt

ved at kull blir varmet opp til 1100-1200 grader inni flere såkalte retorter. En brunfarget gass ledes ut av toppen på retortene og kullet omdannes til koks (forkoksing). Før gassen ledes ut på ledningsnettet må den renses for tjære og ammoniakk.^{vi}

Bygass ble markedsført ved hjelp av kontantautomater til bruk i husholdningene. Betalingsmetoden førte til at langt flere husholdningskunder i de fleste europeiske land

Stavanger Gasværk ble bygget etter initiativ fra den driftige gassverkdirektøren i Christiania, Oluf Andreas Løvold Pihl (1822-95), opprinnelig stavangergutt, så tidlig som i 1865. Pihl fikk konsesjon på 50 år, og verket som i alle år befant seg i Sandviken, kom i drift i mars 1866. Verket ble overtatt av Stavanger kommune i 1899, fire år etter Pihls død, for 220 000 kroner. Året etter kunne verket og byen notere seg for den laveste produksjonen og det laveste forbruket i hele Norge.

Men det forandret seg raskt; for i løpet av de neste ti årene økte antallet kunder fra 350 til 4500. Tilsvarende hadde elverket i byen bare 3400 abonnenter. I 1909 var blant annet godt over hundre gassmotorer i drift i byen, og i følge de historiske kildene produserte de samme motorene godt over halvparten av den energien hermetikkindustrien brukte. I 1937 var antallet gasskonsumenter nesten fordoblet, og 8360 kunder var koplet til rørledningsnettet, hovedsaklig i sentrum og i de eldre delene av byen. Leveransene fra byens gassverk opphørte i 1963, etter nesten 97 års sammenhengende energiproduksjon.

Kilde: Energilink, lastet ned 30.3.2011 på:
http://energilink.tu.no/leksikon/stavanger_gasværk.aspx.

fikk tilgang til bygass. Automatene ble også brukt i markedsføringen av bygass i flere norske byer, bl.a. i Kristiania/Oslo og i Stavanger på begynnelsen av 1900-tallet. Bygassen inneholdt ca. 50 prosent hydrogen og betydelige mengder CO, og ble distribuert i rørsystemer til både private husholdninger og lokal industri. I Oslo produserte og leverte gassverket 22-23 millioner SM³ årlig på toppproduksjonen i 1930-årene, mens de mindre byene leverte langt mer beskjedne kvanta (Sandefjord 300 000 SM³). Etterkrigstiden var preget av energiknapphet, og bygassen hadde sin plass hos mange brukere, mest i industrien, færre private husholdninger. Faktisk ble det åpnet et nytt gassverk så sent som i 1962 på Sjursøya i Oslo. Dette fremstilte gassen av lettbensin, men ga opp produksjonen i 1978 etter at oljekrisen i 1973 ga økte priser

og vanskeligere leveranser.

Bygassen representerte Norges første innenlandske gassindustri, men faset ut i en periode hvor produksjonen av naturgass og eksport av denne virkelig skjøt fart. Faktisk ble fem-seks generasjoner vant til å anse bygass som en alminnelig og lett tilgjengelig

^{vi} Kilde: <http://www.energilink.no/leksikon/kullgass.aspx>, lastet ned 30.3.2011.

energikilde i de fleste byene fra Tromsø i nord til Kristiansand i sør, før man endelig ga opp i 1984.

Propan representerer det neste trinn i den innenlandske gassindustrien. LPG (Liquified Petroleum Gas – Våt-gass) er en blanding av hydrokarboner som er gasser ved normalt trykk og temperatur. De viktigste gassene er propan og butan. LPG kan i noen tilfeller være omtrent ren propan, i andre tilfeller ren butan eller en blanding av disse to. I Norge startet produksjonen av LPG ved Esso Slagentangen i 1962, her ble den fremstilt fra råoljen som inneholder 2-3 prosent våt-gass. Selskapet Progas ble etablert året før og leverte gass med både skip og tankbiler. Særlig på 1990-tallet øker salget av propan ved at de store selskapene AGA, Hydro G&C, Progas, Shell og Statoil engasjerer seg i markedet, særlig overfor industrien. Etter hvert bygges det et førtitalls autogasstasjoner i Norge, og Statoil og Shell lanserer ideen om boliggass (1998).

Propangass finnes i rene gassfelt, eller i forbindelse med oljeforekomster. Propan er, i motsetning til de fleste andre gasser, flytende ved moderat trykk og temperatur. Normalt trykk på en propanflaske er 8-9 bar. Den flytende propangassen er enkel å håndtere, fordi den kan fylles rett på flasker for transport og salg. Det er denne fordelene som gjør propan til et så anvendelig energiprodukt for fritid, privat husholdning og industri. Propan har mange bruksområder, blant annet som drivstoff. Andre anvendelser er gasskomfyrer, gassgriller og drivgass i spraybokser.

Nok et trinn i gassindustrien ble innledet ved ilandføring av rikgass til Kårstø i Nord-Rogaland. I løpet av en tyveårsperiode ble dette anlegget bygget ut til å bli Europas største gassanlegg. Om vi holder innlandføring og foredling av naturgass utenfor vårt fokus, startet selve anvendelsen av gassen med leveransene fra Gasnor til Hydros aluminiumsverk på Karmøy i 1994. Gasnor var riktignok etablert i 1989, men ble operativ først med denne leveransen. Siden ble Naturgass Vest opprettet i 1994 og med sine første leveranser i 2000 til Bergensregionen, og Lyse Gass opprettet i 2000 og som leverte gass til sine første kunder på Jæren i 2004. Naturgassanvendelse har altså både en kortvarig historie og en klar regional forankring.

I 1998 blir Kårstø hovedforsyningsanlegg for LPG på det sørlige Vestlandet. Dessuten etablerer Lyse Gass sitt Rogassprosjekt i 2004, et 50 km sjørør over Boknafjorden koblet til Kårstø, med kapasitet på 1-1,5 Sm³ til Sør-Rogaland. Kårstø blir med andre ord kilde til de leveranser både først Gasnor og siden Lyse distribuerer til hver sin del av Rogaland. Gasnor, som var den første regionale gassdistributøren, leverte i 2009 i overkant av 200 MSm³ naturgass gjennom rør, som LNG og som CNG (komprimert naturgass på tank). Gasnor har også et rørnett på Haugalandet som ved utløpet av 2009 var på om lag 100 kilometer. Videre disponerer Gasnor tre LNG-fabrikker med samlet kapasitet på 140 000 tonn/år (190 MSm³/år) på Karmøy og Kollsnes. Gasnor har etablert over 30 terminaler for mottak av LNG, som fungerer som knutepunkt for videre distribusjon i regionen rundt. Videre har de CNG-distribusjon i Bergensområdet og på Haugalandet. Gasnor har tilgang på to skip for LNG-distribusjon, et på 1000 m³ og et på 7500 m³ (jf. kap. 6.1).

Lyse Neo leverte 580 GWh energi i 2009, svarende til om lag 59 MSm³ naturgass, men dette inkluderer også leveranse av noe varme og kjøling som ikke er produsert ved hjelp av naturgass. Naturgassen leveres gjennom et transportnett bestående i hovedsak av et

50 kilometer langt høytrykks sjørør og et lavtrykks distribusjonsnett på om lag 450 kilometer i Jær-regionen, samt noen av øyene i Boknafjorden. Lyse har en LNG-fabrikk med kapasitet på 300 000 tonn/år (om lag 400 MSm³/år) i Sola kommune, og har inngått et samarbeid med rederiet I. M. Skaugen om skipstransport av LNG (jf. kap. 6.2). Det er også flere andre distributører av naturgass (jf. figur 1.2), slik som Statoil (med basis i deres LNG-fabrikk på Tjeldbergodden), Naturgass Møre, Naturgass Grenland og Barents Naturgass (NVE 2011:34).

En liknende utvikling finner sted i Hordaland hvor Trollgassen ilandføres på Kollsnes i 1996. Naturgass Vest ble etablert allerede i 1994. I påvente av dette landfallet, bygget selskapet et produksjonsanlegg for CNG i nærheten og startet distribusjonen av naturgass i 2000 på flasker transportert på trailer. I Bergen bygges det opp en betydelig flåte av gassbusser som tankes fra tre CNG-pumper. Dessuten leverte Naturgass Vest CNG til Haukeland sykehus, i en rørledning hvor leveransen i 2004 ble konvertert til LNG.

LNG blir etter hvert en ny og voksende arena for innenlands gassanvendelse. Statoil vedtok i 1993 å bygge en metanolfabrikk på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Allerede i 1996 vedtok selskapet sammen med Conoco og AGA å bygge en LNG-fabrikk på samme sted. Den startet sin produksjon i 1997. Distribusjonen ble basert på tankbiler til Trondheimsregionen til bruk som fjernvarme, i industri og til ferjetrafikk. I 2001 vedtok Gasnor å bygge et LNG-anlegg på Snurrevarden på Karmøy. Dette åpnet i 2003 og leverte i første omgang LNG på tankbiler til Rogaland og Agder. Sammen med Statoil opprettet Gasnor i 2002 et nytt selskap, GassPartner som skal selge gassenergi i Sør-Rogaland. GassPartner leverte sin første LNG-last året etter (**Sjekk denne historien**). Gass-mot-gass konkurransen ble dermed skjerpet i Rogaland, hvor Lyse Gass var i ferd med å bygge ut sitt rørnett på Jæren. Naturgass Vest lanserte sin visjon om «Kystgass», med småskala LNG-produksjon i egen fabrikk, distribusjon med mindre LNG-skip og tankbiler til lokale og regionale mottaksanlegg. LNG-fabrikken til Naturgass Vest åpnet høsten 2003 i Naturgassparken på Kollsnes, med sin første leveranse på tankbil til Hydro Sunndalsøra. Verdens minste LNG-tank skip, Pioneer Knutsen ble satt inn i leveransekjeden langs kysten i 2004 og leverte sin første last til Naturgass Møre på Sunndalsøra. Nå skjøt mottaksstasjoner for LNG fart, etter hvert etableres LNG-terminaler i fleng i Stavangerregionen, på Haugalandet, i Bergensregionen, Husnes, Odda, Høyanger, Florø, Molde og Sunndalsøra. Faktisk ble hele Vestlandet dekket av distribusjonsnettet for naturgass i bulk, hovedsakelig som LNG.

Etter lang modningstid, faktisk fra Statoil og Hydro påviste Snøhvitfeltene på Tromsøflaket tidlig på 1980-tallet, vedtar Statoil/Petoro, Gaz de France og Total i 2001 å bygge Europas første storskala LNG-fabrikk på Melkøya i Hammerfest. Eierne bestilte fire LNG-tankskip til å håndtere transport av 4000 millioner tonn LNG. I 2003 opprettet Statoil selskapet LNG Norge DA, med formål å distribuere deler av LNG-produksjonen i det norske innenlandsmarkedet. Året etter engasjerte Statoil og LNG Norge et japansk selskap med å levere et nytt skipskonsept for en storskala kystgasskjede. Denne storskalakjeden knyttes så opp mot nyetablerte distribusjonsselskaper både i Hammerfest, på Helgeland, i Trondheim, i Agder, Grenland og Østfold.

Rørledninger for distribusjon av gass er bygget ut i beskjeden – men økende – grad i Norge. Størst er utbyggingen i Rogaland der Gasnor har bygget ca. 100 kilometer distribusjonsnett som dekker store deler av Karmøy, Haugesund og sentrale deler av Tysvær. Lenger sør har Lyse lagt en 50 kilometer lang høytrykkssjøledning fra Kårstø til Risavika i Sola kommune. Det er også bygget et lavtrykks distribusjonsnett for naturgass i Jærregionen med et om lag 450 kilometer rørnett, inkludert en sjøledning mellom Ryfylkeøyene Rennesøy, Finnøy, Talgje og Fogn.

Ut over dette finnes det mindre distribusjonsnett på Haugalandet, i Bergensregionen, i Vestfold og Telemark, og i tilknytning til mottaksanleggene på Kollsnes og Tjeldbergodden. Utbygginger er også planlagt på Stord og ut fra mottaksanlegget på Nyhamna. Med begrenset distribusjon via rørledninger skjer den sterkeste veksten i gassforbruket gjennom distribusjon av LNG. Det produseres LNG på fire steder i Norge: - på Karmøy (med føde fra Statpipe), på Kollsnes, på Tjeldbergodden og på Melkøya. I tillegg har Lyse og IM Skaugen bygget en LNG-fabrikk (Nordic LNG) i Risavika som får føde gjennom rørledningen fra Kårstø.

Anlegget på Melkøya er naturlig nok i en klasse for seg når det gjelder kapasitet, med 4,1 millioner tonn per år. Dette anlegget er imidlertid primært utviklet for eksport. De øvrige norske anleggene har i dag en kapasitet på noe over 150 000 tonn (om lag 2,15 TWh). Denne blir da vesentlig økt med LNG-fabrikken i Risavika, og i følge utbyggerne er det mulig å øke kapasiteten med ytterligere 300 000 tonn i et neste trinn.

Etter nær to tiår er Norge altså i ferd med å bli dekket av ulike leveranseløsninger og adressert av mangeartede aktører, både store og små, lokale, regionale, nasjonale og internasjonale. Ilandføringen startet med Kårstø i 1985, Kollsnes i 1996, Tjeldbergodden i 1997, Aukra og Hammerfest i 2007. Knyttet til disse stedene er det sprunget ut et produksjons- og distribusjonsapparat som fokuserer på regional gassanvendelse. I starten har oppbyggingen av et regionalt marked skjedd med bistand fra både offentlige og private aktører, både finansielt og kunnskapsmessig. Denne utviklingen i ferd med å anta særtrekkene til et selvstendig marked hvor tilbud og etterspørsel skaper den ønskede dynamikk. I 2009 er naturgass blitt en kommersiell handelsvare, selv om den fremdeles har islett av en sterk regionalpolitisk ambisjon som ønsker å gjøre gassen til en ny arena for næringsutvikling og energimessig robusthet.

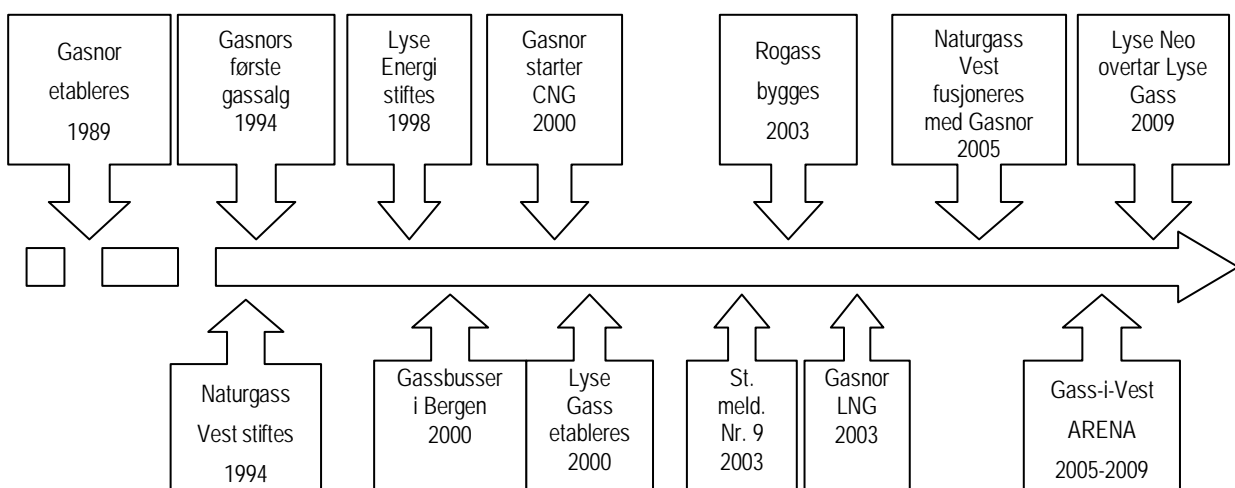
1.7 Studiens tidslinje

Studien dekker perioden fra 1989 til 2009. I denne perioden har vi sett en vekst i innenlandsmarkedet som skyldes både et mer markert brukerbehov og en strategisk satsing fra ulike aktører som har vurdert markedsmulighetene og miljøsidene ved naturgassanvendelser som lovende. I denne perioden har vi også observert ulike visjoner, strategier og handlinger knyttet til markedsintroduksjonen. Dette vil danne inntaket til vår beskrivelse og analyse.

Det tidsmessige startpunktet er valgt ut fra stiftelsen av den første gassaktøren, Gasnor i 1989. Dette selskapet hadde en eksplisitt målsetting om å bygge opp produksjon og leveranser av naturgass til et begynnende innenlandsmarked for naturgass. I en femårsperiode var Gasnor eneste aktør på dette feltet, før Naturgass Vest ble stiftet i

1994. Markedsgenesen må sies å være over da Lyse Energi ble stiftet i 1998 og da dette selskapet etablerte et datterselskap (Lyse Gass) med samme mål som de to øvrige aktørene. I startfasen delte de tre selskapene det vestlandske innenlandsmarkedet mellom seg i ulike subregioner; Gasnor med basis i Haugesundsregionen, Naturgass Vest i Bergens- og Lyse Gass i Stavangerregionen. Myndighetene entret banen først med en NOU om Gassteknologi, miljø og verdiskaping i 2002, deretter med en stortingsmelding om innenlands gassbruk i 2003, og så med en ny stortingsmelding om innovasjon for miljøvennlig gasskraft i 2004. I 2004 overtok Gasnor alle operasjoner fra Naturgass Vest og reduserte derfor markedsaktørene til to og med det fikk markedet en mer uklar regional avgrensning. Lysekonsernet reorganiserte sin energidistribusjon på nytt i 2009 da Lyse Neo (som ble etablert i 2000) overtok gassdistribusjonen i en utvidet portefølje av energileveranser. Dessuten gikk Lyse Energi sammen med andre aktører om oppgaven å bygge en storskala LNG-fabrikk i Risavika utenfor Stavanger. LNG produseres ved at naturgass kommer i det undersjøiske, Lyseeide Rogassrøret fra Kårstøraffineriet. Anlegget som settes i full drift i 2011, drives av Skangass som ble etablert i 2007. I dette selskapet eier Lyse 67,1 %, mens private Celsius Invest eier de øvrige andeler.

Rundt de viktigste regionale gassleverandørene vokste det opp ulike servicetilbydere og infrastrukturleverandører, herunder også offentlig finansierte vekstprosjekter, slik som «Gass-i-Vest», et ARENA-prosjekt rettet nettopp mot å stimulere utviklingen av gassbruk til ulike formål i det begynnende innenlandsmarkedet (se mer i kap. 7). En oversikt over tidslinjen er vist i figur 1.3 under.



Figur 1.3 Det innenlandske gassmarkedets tidslinje

Selv om gassproduksjonen og eksporten fra norsk sokkel startet allerede i 1977, dekker tidslinjen for denne studien bare 20-årsperioden fra 1989 til 2009. I dette tidsspennet finner vi etableringen av de gassgrossister og relaterte aktører som har skapt det innenlandske gassmarkedet. Figur 1.3 inneholder de fleste, men ikke alle av de sentrale aktører og begivenheter studien omtaler. Ytterligere begivenheter og aktører er omtalt senere i studien, særlig i kapitlene 5-7.

2 Naturgass til mer enn hus og hytter

Oftest ser en bedrifter og ulike miljøer med interesse av «gass» omtalt og listet i tilfeldige sammenhenger og grupperinger. For å være i stand til å vurdere samarbeidskonstellasjoner, spesielt innen teknologiutvikling, er det som nyttig å angi hvilke aktører som kan ha felles interesser og utfordringer. I denne sammenheng er det formålstjenlig å gruppere teknologier og aktører innenfor naturgass etter de fire hovedanvendelsesområder man ser i dag. For det første som *energibærere* som forbrennes til ulike formål i bolig, næring og industrivirksomheter, herunder kraftvarmeanlegg (kogen), mikroturbiner, matlaging, oppvarming. For det andre som *brennstoff* i transportmidler; CNG i busser og biler, gassferger, og LNG supplyskip (nærskipstrafikk). For det tredje som *direkte råstoff* i petrokjemisk- og næringsindustri, for eksempel i tørkeprosesser, varmebehandling, støping og forming, direkte råstoff i petrokjemisk- og næringsmiddelindustri. For det fjerde som *energikilde* for produksjon av elektrisitet, særlig gasskraft som sentrale anlegg, konvensjonelle eller med utslippshåndtering, lokale anlegg med produksjon av elektrisk kraft og varme, inkludert veksthus.

I tillegg til disse brede anvendelsesområdene vil også teknologiområder som inngår i distribusjon og lagring av gass (infrastruktur), samt aktiviteter og teknologier relatert til utviklingen av hydrogen som sentral komponent i energisituasjonen, inkludert produksjon av hydrogen fra naturgass, være aktuelle bruksområder.

Tilgang til naturgass gir *mulighet* til å lage både et nasjonalt og et regionalt perspektiv på anvendelsen av ressursen. Den kan benyttes til kraft-, varme og kjølingsformål, også i kombinasjon med andre energikilder (grønn elektrisitet, fjernvarme, biobrensel, etc.), som råstoff i industrielle prosesser og som erstatning for andre drivstoff i transportsektoren. De aller fleste av disse anvendelsesområdene er lite FoU-drevet eller avhengige av helt ny kunnskap og teknologi. Egentlig er markedsadgangen ganske rimelig innen flere områder, gitt at tilgjengeligheten av naturgass er akseptabel og rammevilkårene gir konkurransedyktige forhold. Her skal vi beskrive teknologiområder som det har vært aktuelt for regionale aktører i B/H/S-regionen å engasjere seg i både som nyskaping, markedsutvikling eller av strategiske grunner.

2.1 Gass direkte til oppvarming og energi i industriprosesser

Til oppvarmingsformål i bygg kan gassen benyttes for direkte fyring i gasskaminer, til strålevarme, via anlegg for vannbåren varme eller i varmepumper drevet av naturgass.

Til sentral oppvarming i boliger, nærings- og industribygg forbrennes naturgassen i en fyringskjele som varmer opp vann som sirkulerer i radiatorer, i gulvet (vannbåren varme) eller i et annet distribusjonsnett (gjelder spesielt for industri). Som regel klarer man å utnytte energien i naturgass bedre enn i olje. Det skyldes at forbrenning av naturgass gir en renere røykgass slik at det ikke gjør noe at gassen kondenseres. Dermed kan man slippe ut røykgass med lavere temperatur enn når olje forbrennes og dermed utnytte varmen i røykgassen bedre.

Ved kogenereringsanlegg kan spillvarme tas i bruk f.eks. i drivhus, til oppdrettsanlegg og til oppvarming av jordområder for å forlenge vekstsesongen. I industrivirksomhet kan naturgassen brennes i gasskjeler for å gi varme, produsere damp til industriformål eller anvendes direkte i metallurgisk industri til smelting av metaller, smiearbeid, herdeprosesser, etc. I forbindelse med tørkeprosesser (tørking av tekstiler, næringsmidler, trelast og papir), er det gunstig å fyre direkte med gass. Dette skjer ved at den varme røykgassen føres forbi eller gjennom det som skal tørkes. Samtidig som tørke- og prosessanlegget blir enklere, gir det god energiutnyttelse og redusert behov for vedlikehold. Til koking gir gassen raskere regulering av varmetilførselen enn hva man kan oppnå med elektriske plater. I storkjøkken tar det også forholdsvis lang tid å varme opp store elektriske plater, slik at disse gjerne står på hele tiden. Dette slipper man med gass, og det gir gevinster økonomisk så vel som for inneklimateet.

2.2 Gass i transportsektoren

Transportsektoren er et viktig marked der man kan oppnå betydelige miljøgevinster ved overgang til naturgass. Det er spesielt i skip og ferjer man kan oppnå store miljøgevinster ved overgang fra diesel til naturgass i form av LNG. SINTEF og NTNU foretok den opprinnelige utviklingen av driftskonseptet for gassfergen Glutra og to forsyningsskip. I kjøretøyer anvendes gassen som komprimert gass (CNG) eller propan (LPG). I Norge er dette i hovedsak benyttet i bensindrevne biler som er ombygget. Dette skjer ved at det monteres tank og utstyr for gassdrift i tillegg til bensin. Bilen kan på denne måten veksle mellom naturgass og bensin. Ombygging av dieseldrevne kjøretøy skjer ved at motoren utstyres med en tennplugg som i en bensinmotor. Motoren optimaliseres for gassdrift og kan kun bruke gass. Eksempler er gassbusser i Bergen, Haugesund og Stavanger, her konverterer flere virksomheter biler til propandrift.

Maritim transportsektor er et marked der betydelige miljøgevinster kan oppnås ved overgang til naturgass. Spesielt i skip og ferger er miljøgevinstene store ved overgang fra diesel til naturgass (LNG). Rederiene Eidesvik på Bømlo og Møkster i Stavanger tok initiativet til og ledet utviklingen av to gassdrevne forsyningsskip i tett samarbeid med Statoil. Det første skipet, Eidesviks Viking Energy, er verdens første gassdrevne lasteskip og ble sjøsatt i april 2003. Norge fikk i 2005 tre skip som drives på LNG. Fergen Glutra betjener en fergestrekning i Møre i Romsdal, og to supplyskip tilhørende rederiene Eidesvik og Møkster har ti års kontrakt med Statoil for installasjoner i Nordsjøen. Disse opererer fra Ågotnes på Sotra der de også fyller flytende LNG som brukes til drivstoff. HSD og Stavangerske har bygd og drifter fem gassferjer; to går i Rogaland og tre i Hordaland. Søknaden om å få sette gassferjer inn i Boknafjord-sambandet fikk raskt positiv behandling av Samferdselsdepartementet⁷. Rolls Royce Marine i Bergen utviklet dessuten gassmotorer som var godt egnet for ferjedrift.

⁷ En mulig gjennomføring er at selskapene kjører gassferje-prosjektet som et FoU-prosjekt som gir klare skattefordeler til selskapene i tillegg til at reglene for offentlig innkjøp ikke gjelder ved slike. Det gir mulighet for at selskapene kan kontrahere ferjene nasjonalt og i beste fall lokalt, uten å gå veien om et åpent anbud i hele EU.

2.3 Gass som råstoff

At naturgass benyttes som råstoff vil si at metanet i naturgassen benyttes til å lage andre forbindelser som går inn petrokjemisk industri og til produksjon av bioproteiner. Gassen kan også danne basis for industriell utvikling enten dette dreier seg om varme og damp til prosesser som herding og tørking eller som råstoff for fremstilling av andre produkter. Metanet i naturgassen kan benyttes som råstoff til å lage andre forbindelser som brukes i petrokjemisk industri og til produksjon av bioproteiner. Metanol anvendes blant annet som løsningsmiddel og i fremstilling av en rekke andre kjemikalier. Blant de viktigste produktene er ulike metylforbindelser, formaldehyd og organiske fargestoffer. Metylforbindelser brukes blant annet som oktanhever og erstatning for bly i bensin og som viktige råstoff i lim- og malingsindustrien.

I dag benyttes bioproteiner i all hovedsak som tilsetning til fiske- og dyrefôr. Det er også mulig å videreforedle bioprotein til produkter som kan brukes blant annet i næringsmiddel- og kosmetikkindustrien. Bioproteinteknologien og det økende behovet for pålitelige og stabile proteinkilder, skaper interessante og utfordrende perspektiver for fremtidig næringsutvikling.

Det er mange regionale eksempler på dette feltet. Det største verdiskapingspotensialet for naturgass antas å ligge innen petrokjemi, som en videreforedling av gassen. Mongstad har et miljø for foredlingsprosesser som kan få utvidede muligheter med et gassrør fra Kollsnes til Mongstad. På Kårstø er det også et miljø som bør ha utviklingspotensial innen petrokjemi. Det har dessuten vært et langvarig laboratoriesamarbeid mellom Christian Michelsen Research (CMR), Universitetet i Stavanger (UiS), International Research Institute of Stavanger (IRIS) på gassanalyse og syntese, gassens komponenter og utsortering.

Naturgass som næring for produksjon av éncelle bioproteiner er en prosess som kom langt i sin utvikling ved Statoils anlegg på Tjeldbergodden. Denne type proteiner antas å bli svært viktig for framtidig fôr for oppdrettsnæringen, da sammen med nødvendig fiskeolje, der bl.a. omega-3 fettsyrer kan framstilles i en fermenteringsprosess. Her var Biosentrum i Stavanger påtenkt en rolle. Statoil/Norferm hadde dessuten utviklingsbase i Stavanger. Selskapet Carbontech AS utenfor Bergen arbeider med metoder for å spalte gass til grafitt/karbonfiber og hydrogen. Karbon kan brukes både til reduksjonsmateriale, og senere i form av grafitt og karbonfiber til fremtidens konstruksjonsmateriale. Universitetet i Bergen (UiB) gjennomførte dessuten et industrifinansiert prosjekt som så på spalting av metan til karbon og hydrogen, der karbonfiberet anses som et interessant råstoff.

Statoils proteinfabrikk på Tjeldbergodden ble regnet for å være helt i forkant på verdensbasis med utvikling av storskala metan til proteinprosesser. I B/H/S-regionen har forsøk knyttet til gass til oppdrett, herunder et prøveprosjekt med algeproduksjon på Kårstø. I Kollsnes Næringspark ble det dessuten drevet forsøk med et oppdrettsanlegg (Cod Culture Norway) for torskeyngel som benyttet restvarme fra lokalt kogeanlegg.

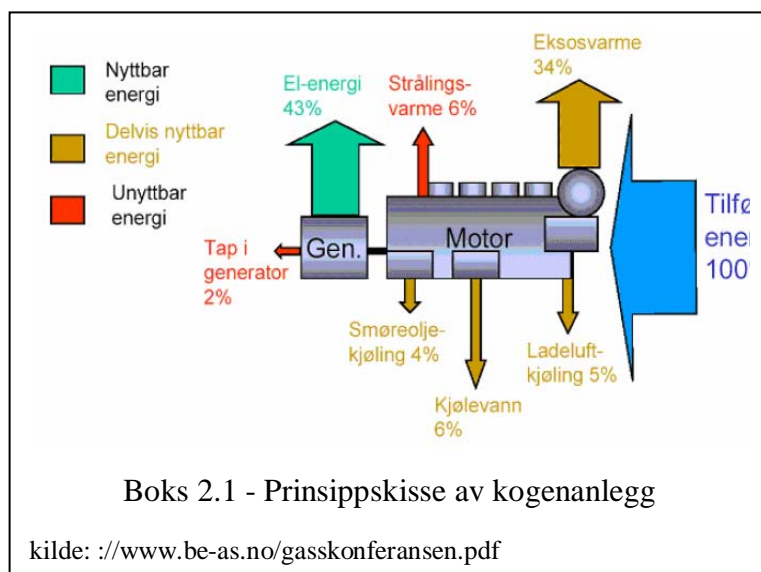
2.4 Gass til elektrisitetsproduksjon

Gasskraftverk er kraftverk der naturgass benyttes til produksjon av elektrisitet og eventuelt varme. Det finnes ulike typer og størrelser av gasskraftverk, i tillegg er CO₂-frie gasskraftverk under utvikling, men ennå ikke i operativ drift. For større skala kraftproduksjon er en avhengig av kontinuerlig tilførsel av store kvanta med gass. Gasskraftverk bygger bro mellom olje og kullalderen og en fremtid basert på fornybar energi. Naturgass er en ikke fornybar ressurs, og alle gasskraftverk fører til CO₂-utslipp. Gasskraftverk står imidlertid for de laveste utslippene blant kraftverk basert på fossilt brensel, og kan derfor bidra derfor positivt til det globale miljøet. Utslippene fra gasskraftverk bygget med beste tilgjengelige teknologi, inneholder cirka 50 prosent mindre CO₂ og opptil ni ganger mindre NO_x enn utslipp fra kullfyrte kraftverk. I Norge vil gasskraft i en importsituasjon redusere importbehovet og i en eksportsituasjon forenne produksjon med større utslipp av CO₂ og andre miljøbelastninger.⁸

Stasjonær kraftproduksjon

Effektive og rene løsninger for *kraftproduksjon fra naturgass* er et høyt prioritert område. I andre land betraktes moderne gasskraftverk som en «gudegave», på grunn av effektivitet og lave utslipp, mens det i Norge er en forestilling om at slike kraftverk er svært uheldige for den nasjonale energiprofilen.

Gassturbinverk, kombinerte gasskraftverk og gasskraftvarmeverk, er de vanligste. Den



siste kategorien er omtalt som kogenereringsanlegg (Combined Heat and Power, CHP, forkortet «kogen») der det i tillegg til elektrisitet produseres varme i ett og samme anlegg. Det skjer i en prosess der naturgass brukes som drivstoff i gassmotorer eller gassturbiner og der overskuddsvarme i form av oppvarmet vann/kjølevann

distribueres i fjernvarmerørledninger, som illustrert i tablå 2.1.

Varmeenergien fra kjøle- og eksossystemet benyttes til oppvarming av vann. Varmtvannet som produseres og distribueres til kundene i denne prosessen, representerer en ytterligere energiutnyttelse; total energiutnyttelse av gassen kan bli så høy som 95 %. Betingelsene for å utnytte varmen vil være størst i urbane eller industrielle klynger. Kraftvarmeverk krever derfor at en i rimelig nærhet kan anvende

⁸ Kilde: <http://www.naturkraft.no/om-gasskraftverk/>

varmen for å være lønnsomme. Slike enheter seg dermed godt i mindre boligsamvirker og tettbebyggelse. Varmen kan der utnyttes til boligoppvarming og varmtvannsforsyning. Også industrivirksomhet med et konstant behov for både strøm og varme anvender slike anlegg. Et eksempel er Cod Culture som produserer torskeyngel basert på kjølevann fra kogeanlegget på Kollsnes, og et anlegg under planlegging ved Statoil Mongstad. Mindre anlegg kan også brukes i drivhus, der CO₂-overskuddet brukes som vekstfremmer⁹.

Gassturbinverk

I et gassturbinverk forbrennes gassen i en gassturbin. Turbinen driver en generator som lager elektrisitet. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel, og egner seg derfor til elektrisitetsproduksjon når behovet for elektrisitet varierer eller som et topplastverk. Et gassturbinverk klarer å omforme 30-40 prosent av energien i gassen til elektrisitet. Resten blir til varme som ikke utnyttes. Dermed blir driftskostnadene relativt høye. Gassturbinverk anvendes i dag på faste installasjoner i Nordsjøen.

Kombinerte gasskraftverk

I et kombinert kraftverk (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) forbrennes gassen i en gassturbin som driver en generator som lager elektrisitet. I tillegg blir gassen som kommer ut av gassturbinen utnyttet. Denne gassen holder høy temperatur og blir ledet inn i en gasskjele som produserer damp. Dampen driver en dampturbin som igjen driver en generator. I et kombinert gasskraftverk produseres ca. 2/3 av elektrisiteten fra gassturbinen og 1/3 fra dampturbinen, og den klarer å omforme opp mot 60 prosent av energien i gassen til elektrisitet. Resten av energien i gassen er varme som ikke utnyttes.

Gasskraftvarmeverk (kogenerering)

I en kraftvarmeløsning, et såkalt kogenerasjonsanlegg (Combined Heat and Power, CHP), produseres både elektrisitet og varme til for eksempel oppvarmingsformål. Varmeenergien fra kjøle- og eksossystemet benyttes til oppvarming av vann. Varmt vannet som produseres og distribueres til kundene i denne prosessen representerer en ytterligere energiutnyttelse, slik at den totale energiutnyttelsen av gassen kan bli så høy som 95 prosent, men den delen som blir elektrisitet er mindre enn for et kombinert gasskraftverk.

For lønnsom investering i kraftvarmeverk er det derfor en forutsetning at en i rimelig nærhet har potensial for utnyttelse av varmen. I praksis viser dette seg vanskelig å oppnå for storskala kraftproduksjon (i EU er det bare 9 prosent av varmekraftverkene som utnytter varmen til fjernvarme), men kogensystemer egner seg godt i mindre boligsamvirke og tettbebyggelse der varmt vannet kan utnyttes til boligoppvarming og varmtvannsforsyning, og i industrivirksomhet som har et konstant behov for både strøm

⁹ For å fremme veksten i et veksthus er det blitt vanlig å tilføre økte mengder CO₂, fra det naturlige nivået på 340 ppm til om lag 800 ppm. De økte mengdene tilsettes ved hjelp av industrielt fremstilt karbondioksid eller ved å benytte røykgassen fra lokalt gassbasert energi-/oppvarmingssystem.

og varme. Mindre, lokale kogenanlegg kan med fordel benyttes til drivhus, der CO₂ også kan brukes som vekstfremmende middel¹⁰.

CO₂-frie gasskraftverk

I gasskraftverk med CO₂-håndtering fjernes enten CO₂ fra gassen før forbrenning eller etter forbrenning. Når CO₂ fjernes eller isoleres etter forbrenning, kan et tradisjonelt gasskraftverk benyttes, men avgassen må renses for CO₂ før den slippes ut. Når CO₂ fjernes før forbrenning, kan gass omgjøres til hydrogen som deretter forbrennes med kun vann som utslipp. Felles for begge metodene er at fjerning av CO₂ er energikrevende og ca. 8 prosent av energien i gassen vil gå med til denne prosessen. Derfor vil kostnadene til drift være store i forhold til annen kraftproduksjon.

Etter utskilling kan CO₂ lagres, for eksempel i underjordiske vannbasseng (aquifers) eller petroleumsførende formasjoner der den kan ha effekt for økt oljeutvinning. CO₂ har også potensial til å kunne utnyttes i algeproduksjon og som vekstfremmende komponent i veksthus. CO₂-utskilling og -håndtering er i dag kanskje den mest kritiske hindringen for økt gassutnyttelse i Norge og internasjonalt, og det kreves forskning og teknologiutvikling på bedre forbrenningssystemer og utskillingsmetoder så vel som på oppfangning, transport og langsiktig lagring av CO₂. CO₂ har potensial til å kunne utnyttes i algeproduksjon, veksthus, som drivstoff i transportmidler.

Den største utfordringen med CO₂-frie gasskraftverk er selvsagt at de ennå ikke er basert på en teknologi som gir utslippsfri energiproduksjon. I Bergen hadde Christian Michehlsen Research (CMR) sekretariatet for KLIMATEK, Forskningsrådets nasjonale program for teknologi som kan redusere utslipp av klimagasser, med spesielt fokus på reduksjon av CO₂-utslipp knyttet til gasskraft. Prototech, i samarbeid med CMR og IFE har drevet prosjektet ZEG, «Zero Emission Gas power», der naturgass konverteres til elektrisitet og hydrogen med separasjon av CO₂. Bergenshalvøens kommunale kraftselskaps (BKK) kogenereringsanlegg i Naturgassparken på Kollsnes ble satt i drift i 2007. I tilknytning til dette anlegget vurderte BKK i samarbeid med Prototech å bygge et demonstrasjonsanlegg med en 3 kW brenselcelle og omtrent det samme for varme. Ennå gjenstår gode løsninger for nullutslippskraftverk.

«Rolls Royce Bergen» er produktnavnet på RR's lean burn¹¹ gas power engines som utvikles i Bergen. Slike anlegg utgjør bl.a. kjernen i omfattende kogenanlegg i Danmark og Spania og er ellers installert over hele verden, men har ikke vært noen salgsuksess i Norge. UiB arbeider med langtidseffekter og spredningsstabilitet når det gjelder lagring av CO₂ i formasjoner og hvorvidt hydratresevoirer kan ha fordelaktige egenskaper.

¹⁰ For å fremme veksten i et veksthus er det blitt vanlig å tilføre økte mengder CO₂, fra det naturlige nivået på 340 ppm til om lag 800 ppm. De økte mengdene tilsettes ved hjelp av industrielt fremstilt karbondioksid eller ved å benytte røykgassen fra et lokalt gassbasert energi-/oppvarmingsystem.

¹¹ Lean-burn Gas Engine, forkammermotor med tottrinns forbrenning utviklet av tidl. Ulstein Bergen. En tennplugg antenner en tennvillig gassblanding i et lite forkammer. Den kraftige tennenergien i forkammeret antenner den magre gassblandingen i hovedforbrenningsrommet. Resultatet er en forbrenning ved forholdsvis lav temperatur som igjen forårsaker lav NO_x-andel og høy ytelse og virkningsgrad.

2.5 Infrastruktur - transport og lagring av naturgass

Inntil 1980-tallet hadde vi gassdistribusjon med rørledning i flere norske byer, da andre energiformer overtok og gassverkene ble nedlagt. På kontinentet og i USA er gassnettet sentralt i dagens infrastruktur sammen med tanktransport av ulike industrigasser og propan ved konvensjonelle metoder. Det som er nytt for Norge er at en (foreløpig bare i Rogaland) har gjenopptatt praksisen med å bygge lavtrykks rørledningsnett¹² for gass, og at en starter LNG-fabrikk og distribusjon av LNG til større forbrukere og mottakspunkter. Denne prosessen har primært vært drevet av langsiktig kommersiell tenkning og entusiasme over å være først ute, og i mindre grad av tanken for nyskaping i betydning innovasjon.

Effekten av utvidet infrastruktur og større tilgang på gass er i realiteten et utvidet grunnlag for ny næringsvirksomhet eller for bedret miljø- og kostnadsregnskap for etablerte virksomheter. Naturgass kan altså anvendes som alternativ til dagens energikilder eller til å utvikle næringer som muliggjøres ved teknisk eller økonomisk nyskaping. Relatert til infrastruktur kan det komme underleveranser i form av tjenester og produkter som enten representerer kjente metoder og teknologier eller som er rettet mot bedre og sikrere måter å transportere, lagre og konvertere gassen på.

Den største aktiviteten knyttet til distribusjon og innenlands bruk av naturgass skjer nå i nær geografisk tilknytning til de store gassterminalene, samt i våtgassindustrien i Grenland, men etableringen av småskala LNG-fabrikk har også muliggjort distribusjon av naturgass over større distanser. De to største innenlandske gassbrukerne bruker gass hovedsakelig som råvare til industriproduksjon. Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden bruker store mengder rikgass, og industrien i Grenlandsregionen bruker betydelige mengder våtgass (etan og propan) årlig. Et gassrør (Skanled) som kunne transportere tørrgass og våtgass til industrien i Grenland og videre til Sverige og Danmark var under lenge under planlegging, men ble skrinlagt i 2009.

Videre har Naturkraft etablert et gasskraftverk med en årlig etterspørsel på opptil 600 MSm³ naturgass på Kårstø, avhengig av brukstid på kraftverket. Statoil igangsatte byggingen av Energiverk Mongstad, som var ferdig i 2010 og forventes å etterspørre om lag 700 MSm³/år. Energiverket innebærer også et nytt gassrør fra Kollsnes til Mongstad. Metallprodusenter og fjernvarme representerer andre store forbrukere av naturgass. Naturgass omsettes etter hvert også i relativt store volumer i transportsektoren, spesielt til forsyning av gassdrevne skip og ferjer. Videre blir naturgass brukt som drivstoff i busser i flere byer.

Det fins nå også flere andre distributører av naturgass, slik som Statoil (med basis i deres LNG-fabrikk på Tjeldbergodden), Naturgass Møre, Naturgass Grenland og Barents Naturgass. I løpet av de siste ti årene er det nemlig blitt etablert en rekke gasselskaper i ulike regioner. Først ute har Hordaland og Rogaland vært gjennom

¹² Lavtrykksnett betegner et lavtrykks distribusjonsanlegg for naturgass med indre gasstrykk på 4 bar der gassen ledes gjennom polyetylen plastrør. Forsøk med rør for 10 bars trykk, som etter planen skal bli den nye nordiske NG-normen, er gjennomført i Gasnors lavtrykksnett på Karmøy.

opprettelsen av Gasnor, Naturgass Vest og Lyse gass. Men også i andre regioner fins det slike selskap; for eksempel Naturgass Grenland, Naturgass Sør, Sogn og Fjordane Energi Gass, Naturgass Møre, Naturgass Øst, Haugaland Gass og Gasspartner. Dette er selskaper som med regional og lokal forankring ønsker å stimulere gassanvendelse i sine nærrområder.



Figur 2. 1 Knutepunkter for innenlands gassdistribusjon i Norge, 2009

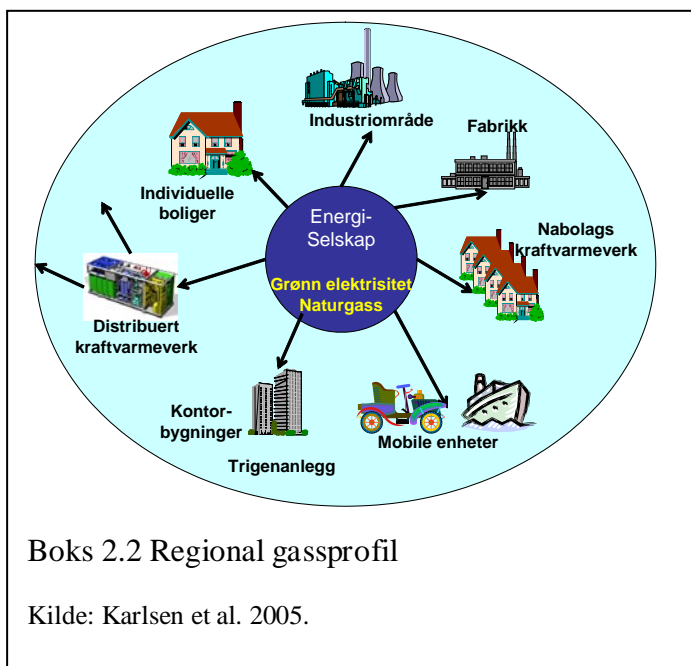
Spredningen av knutepunkter for mottak og distribusjon av naturgass er naturlig nok knyttet til urbane områder, slik kartet i figur 2.1 viser. Tettheten av slike knutepunkter (LNG-terminaler) er høyest i B/H/S-regionen. Utenom de etablerte rørr nettene på Haugalandet og Nord-Jæren distribueres naturgass i bulk, i dag i hovedsak som LNG. Ulike regionale eksempler er knyttet både til gassleverandørenes aktiviteter, men også til kompetansemiljøer for teknologiutvikling. Naturgass Vest drev et komprimert naturgassanlegg (CNG) på Kollsnes og solgte CNG tappet på flaske batterier under ekstremt høyt trykk (ca. 310 bar) til bruk i transportsektoren og til en rekke industri- og boligkunder. Naturgass Vest inngikk avtaler om leveranser av LNG fra sitt anlegg på Kollsnes til ferger, supplyskip og industri på Vestlandet ved hjelp av et kontrahert

spesialskip for LNG transport. Lyse Energi krysset Boknafjorden med en 50 km gassrørledning. Gassen bringes videre til kundene i fordelingsnett i rør. Gassen ble tatt i bruk på Nord-Jæren i 2004, inkludert bruk til FoU-formål for HiS og RF. Gasnor utviklet infrastruktur for distribusjon av naturgass i rør så vel som i LNG tanker i Nord- og Sør Rogaland. GexCon, et datterselskap av CMR utførte konsulentvirksomhet innen gasseksplisjoner. CMR hadde et strategisk instituttprogram, Ren og effektiv bruk av naturgass med fokus på forbedrede målesystemer. ResQ ga opplæring innen gasshåndtering og sikkerhet, og Hitec utviklet målesystemer og ventiler for naturgass. Eksemplene fra B/H/S-regionen er altså legio.

2.6 Regionale anvendelser

Naturgass har også mange regionale, fremtidige anvendelsesområder som vist i tablå 3.1, herunder produksjon av kraft, varme og kjøling, industrielle anvendelser, nye anvendelser i transportsektoren og hos private og storhusholdninger

Det interessante i vår sammenheng er at naturgass kan betjene energisiden i nesten alle



aktivitetssystemer i en moderne region. Dessuten kan det være verdifull innsatsfaktor i ulike former for bearbejdede produkter. Spørsmålet så langt er – hvorfor har ikke naturgass en slik rolle hjemme hos oss – at det betjener regionene – vi som vitterlig er en naturgassstormakt?

Innenlands vil regionale energiselskaper være nøkkelaktører i utviklingen av et nærmarked for gassanvendelser. Et slikt fullt utbygd marked eksisterer ennå ikke i Norge, og det var knapt

påtenkt før 1990. Lengst i denne retningen er likevel Hordaland og Rogaland kommet.

La oss gi noen eksempler på at vestlendinger handler. De har skapt de fleste arbeidsplassene knyttet til produksjon og transport av olje og gass. Nå former de ny næringsvirksomhet ved økt bruk av naturgass innenlands. Det graves på kryss og tvers i regionen; gassledningene legges. Gjennom Gasnors aktiviteter på Haugalandet er nærmest all bruk av tungolje erstattet med gass. Naturgassledningen til Hydro Aluminium på Karmøy i 1994 representerte starten et gassnett til virksomheter og yrkesbygg på Karmøy og i Haugesund. Der er det også to fyllestasjoner som leverer naturgass til ca 90 biler og busser samt et anlegg for flytende, nedkjølt naturgass.

Jæren ble den neste regionen i Norge med et fullstendig, rørbasert distribusjonsnett for naturgass. Rogassledningen fra Kårstø over Boknafjorden til Tananger, med T-

forbindelse til Rennesøy og Finnøy, er ført videre i et distribusjonsnett helt til Varhaug på det sørlige Jæren. Store og små brukere kobler seg på. Sentralsykehuset i Rogaland har gått over til gassbruk og forventer å spare flere millioner på dette, i tillegg til en betydelig reduksjon i utslipp av CO₂, CO og NO_x. Fôrprodusenten Skretting skifter ut olje, elektrisitet og propan med naturgass. Felleskjøpet Rogaland-Agder tar i bruk gass til et nytt kjeleanlegg, Gilde Vest planlegger et fjernvarmeanlegg basert på naturgass, mens Tine skal bruke store mengder naturgass i fem ulike meierier. Om lag 100 gartnerier vil etter hvert bruke naturgass i sin planteproduksjon, ikke minst gjelder det tomatprodusentene på Ryfylkeøyene og blant større gartnerier på Jæren. Alle får reduserte kostnader og et positivt miljøregnskap. Nye bolig- og hyttefelt kobles stadig til gassrørledningene.

Også i Hordaland er bruken av naturgass økende. Haukeland sykehus i Bergen benytter LNG i et en gassbrenner som supplerer kapasiteten fra fjernvarmeanlegget i Blomsterdalen. Bergen har i lengre tid hatt drift av gassbusser. Gasnor har anlegg for CNG og LNG, Christian Michelsen Research og teknologibedriften Prototech arbeider aktivt med gassbasert brenselcelleteknologi, Rolls-Royce Marine Engines-Bergen¹³ utvikler avanserte, gassdrevne maskiner for verdensmarkedet, ProPure Purification fokuserer på CO₂-håndtering og Kollsnes næringspark utvikler virksomhet basert på naturgass fra Trollfeltet.

Teknologimiljøene og kommersielle aktører i Hordaland og Rogaland har hatt betydelig rolle i utvikling og prosjektering av gassfergekonseptet som nå realiseres for stamveitilknyttet fergetrafikk. Fem gassdrevne ferger er satt inn i trafikk mellom Halhjem og Sandvikvåg og mellom Arsvågen og Mortavika. Dermed legges den første byggesteinen i en gassvei mellom Bergen og Stavanger. Utvikling av mer enkeltstående prosjekter har skutt fart bl.a. innen drivhusnæringen, smelteverksindustrien, fôrproduksjon og trykkeribransjen. Fra 2005 etableres det et storskala testsenter for gass i Risavika utenfor Stavanger, med et bredt spekter av relevante utviklingsoppgaver for innenlands (og europeisk) gassanvendelse.

2.7 Hydrogenutvikling

Fra naturgass kan hydrogen produseres direkte gjennom dampreforming, pyrolyse eller ved partiell oksidasjon. *Dampreforming*, dvs. reformering av naturgass ved hjelp av vann i dampform, er den billigste produksjonsmetoden og står for nær halvparten av verdens produksjon av hydrogen. Som ved CO₂-frie gasskraftverk (se ovenfor), ligger utfordringen i å fjerne CO₂. Beregninger viser at CO₂-fjerning ved hydrogenproduksjon fra naturgass vil øke hydrogenprisen med ca 25 prosent. Norge har store reserver av naturgass, som er dagens viktigste råstoff for hydrogenproduksjon. Hydrogen produsert fra naturgass vil på kort sikt være billigere enn hydrogen produsert ved vannspalting. På lengre sikt antas det at spalting av vann ved elektrolyse, basert på fornybar energi, blir

¹³ Virksomheten Rolls-Royce Marine Engines, Bergen på Hordvikneset utenfor Bergen omtales videre som Rolls-Royce Marine.

den dominerende produksjonsmetode. I dette henseende har Norge et godt ressursgrunnlag med elektrisitet basert på vannkraft. Også den fornybare andelen antas å øke ved noe mer vannkraftutbygging, samt økende utnyttelse av vindkraft og havenergi.

Naturgass kan også dekomponeres ved høy temperatur til karbon og hydrogen. Prosessen omtales gjerne som *pyrolyse*, termisk dekomponering av naturgass, eller «carbon black». Det er videre økende internasjonalt fokus på katalytisk *partiell oksidasjon* av hydrokarboner til syntesegass. Dette er nå den rimeligste måten for produksjon av hydrogen i større skala.

Hydrogen som energibærer er foreløpig ikke kommersielt lønnsomt. En del forutsetninger må oppfylles før hydrogen for alvor kan forventes å bli brukt direkte i større skala, f.eks. gjennombrudd for brenselcelleteknologi, produksjon av hydrogen basert på fornybar energi og/eller fossile hydrokarboner (naturgass) med CO₂-deponering samt tilfredsstillende løsninger for lagring og distribusjon av store mengder rent hydrogen.

Biomasse (inkludert avfall) er en viktig energiressurs i Norge, og vil få økende betydning i tiden fremover. Hydrogen produsert fra biomasse kan på relativt kort sikt bli økonomisk konkurransedyktig. I tillegg til produksjon, er lagring, komprimering, transport og anvendelser av hydrogen gjennom brenselceller eller forbrenning samt sikkerhetsaspekter, områder som vil kreve krevende og langvarig utviklingsaktivitet før hydrogenanvendelser i større skala kan bli realisert.

Kvamsdal og Ulleberg (2000) gir i sin nasjonale mulighetsstudie følgende anbefalinger knyttet til teknologiske og markedsmessige satsingsområder innen hydrogenforskningen:

Prioritering	Aktiviteter med potensial for næringsutvikling på kort sikt (10 år)	Grunnleggende aktiviteter med langsiktig mål (30 år)
Intensivert FoU	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Produksjon av hydrogen fra naturgass med CO₂-separasjon ✓ PEM brenselceller med systemløsninger 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ H₂-produksjon ved vann-elektrolyse ✓ Lagring i faste hydrogenbærere. ✓ Hydrogenrelevant materialforskning.
Moderat FoU	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Integrerte systemer ✓ Lagring i form av flytende hydrogenbærere ✓ Forbrenningsteknologi for H₂-blandinger ✓ Systemløsninger og demonstrasjoner 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Produksjon ved biofotolyse ✓ Fastoksidbrenselceller
Teknologi-overvåkning	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Lagring som komprimert gass 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Produksjon ved fotoelektrolyse. ✓ Forgassing av biomasse.

Figur 2.2 Mulige satsingsområder

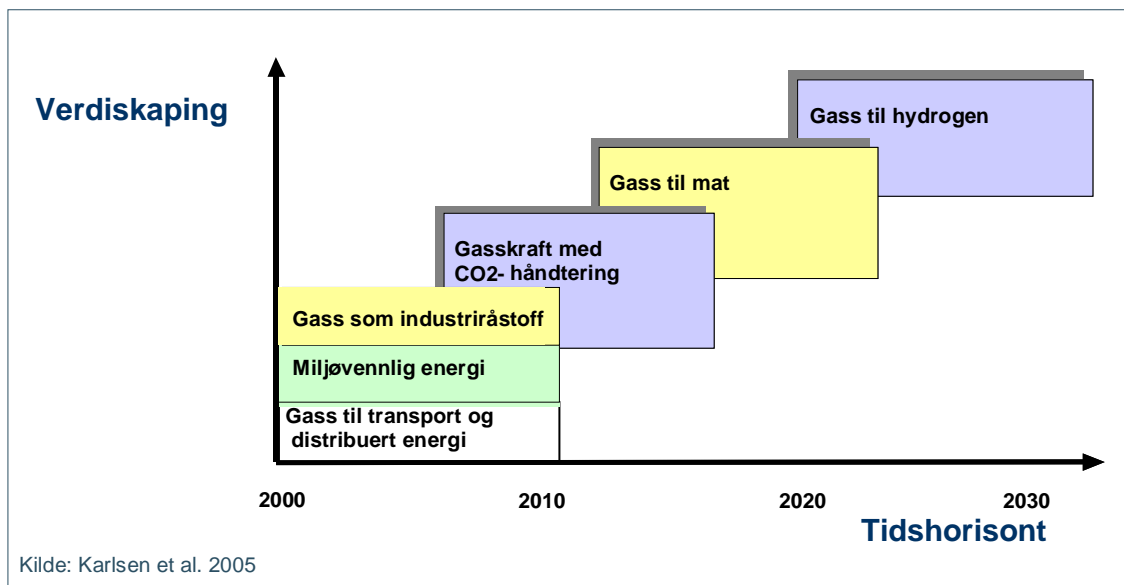
Først på 2000-tallet hadde mange aktører sin oppmerksomhet rettet mot koblingen mellom naturgass og hydrogen. Regionale eksempler var blant annet Prototech (datterselskap av CMR) som i samarbeid med UiB drev forskningsprogram på utvikling og testing av lav- og høytemperatur brenselceller. Prototech patentsøkte en prosess der metan pyrolyseres over en karbonkatalysator, dvs. at karbonpulveret som dannes, fungerer som katalysator i prosessen. Selskapet GexCon arbeider aktivt, blant annet i prosjekter med Statoil og Norsk Hydro og i EU-støttede programmer, med å analysere og avdekke risiki knyttet til bredere anvendelse av hydrogen. Utsiraprojektet ble viden kjent. Norsk Hydro ledet an i et prosjekt som skal produsere hydrogen fra vindkraft på den lille øya Utsira i Rogaland. Hydrogen blir lagringsmediet for energi, og brennes for å produsere strøm og oppvarming.

2.8 Tidshorisont for verdiskaping

En tidlig kartlegging av gassnæringen i B/H/S-regionen pekte på fire områder som interessante fordi gjennombrudd innen disse kunne bringe ekstra driv til gassutnyttelsen (Karlsen og Quale 2002:26):

- a) Effektive og rene løsninger for kraftproduksjon fra naturgass er et høyt prioritert område. I andre land betraktes moderne gasskraftverk som en «gudegave», på grunn av effektivitet og lave utslipp, mens det i Norge er bygd opp en forestilling om at dette er det verste som kan gjøres for energiforsyningen. Det må forskes videre på teknologier og systemer som gir lavere CO₂-utslipp, men det er viktig for kompetanse og teknologiutvikling, bl.a. nettopp for CO₂-problematikken, at myndighetene støtter to til fire store gassprosjekter i Norge, hvor både industri, universiteter og forskningsmiljøer involveres i et langt løp.
- b) Kostnadseffektive løsninger for LNG distribusjon på sjø og land, er viktige områder der forbedrede, lønnsomme konsepter kan akselerere takten for innenlands gassbruk. Kystgass er en nasjonal distribusjonsplan for LNG fra Melkøya og videre inn i det norske og skandinaviske energimarkedet. Statoil sier at planene er svært interessant for dem, og har etablert LNG Norge AS som et utviklingsselskap. Ved å ha to små prefabrikkerte mottaksanlegg, tror forskerne at to skip kan dekke hele dagens norske marked for LNG.
- c) CO₂-utskilling og håndtering står som en sentral utfordring som i dag kanskje utgjør den mest kritiske hindringen for økt gassutnyttelse i Norge. Det kreves forskning på bedre forbrenningssystemer og utskillingsmetoder så vel som på oppfangning av og langsiktig lagring av CO₂.
- d) Omforming av gass til råstoffer for annen næring kan legge grunnlag for ny virksomhet, og er et område der Norge ligger langt fremme i internasjonal sammenheng. Skal vi nå opp i internasjonal konkurranse, må vi ha evne og vilje til samlokalisering av f.eks. petrokjemiske bedrifter. Spesielt ved foredling er det viktig med en slik konsentrasjon for å dra nytte av felleskompetanse og infrastruktur. Først når vi oppnår store nok klyngeeffekter på kompetanse- og kostnadsområder, kan vi hevde oss i markedet ut fra konkurransekraft, og ikke på grunnlag av subsidier. Grenlandsområdet og Tjeldbergodden er kommet lengst, et åpent spørsmål er hvor mange flere miljøer det er plass til i Norge.

De største muligheter for lønnsom verdiskaping er de som ligger lengst frem i tid, typisk én generasjon frem. For å kunne utløse denne verdiskapingen kreves fremskritt i kunnskapen om gass, samt i utviklingen av ny og smartere teknologi på dette feltet. Denne tidshorisonten, som gassaktørene etter alt å dømme er svært bevisste om, understreker også den risiko aktørene løper. Ennå er ikke forutsetningene for å lykkes med en slik verdiskaping fullt ut tilstede i Norge, men det er nok her forhåpningene ligger, slik som illustrert i figur 2.3.



Figur 2.3 Tidshorisont for lønnsom verdiskaping fra naturgass

Dette perspektivet er ofte fremhevet på den største av de norske fagsamlingene for gassnæringen, nemlig Gasskonferansen i Bergen. Den har en årviss fremstilling av det store verdiskapingspotensial som ligger i et fremtidig innenlandsmarked, hvor nye anvendelser av naturgass stadig rykker nærmere bransjens rekkevidde¹⁴. Men også kunnskapsmiljøene bidrar til denne optimismen.¹⁵

¹⁴ Den årvisse oversiktsforelesning styreleder Per Kragseth i Gasskonferansen i Bergen gir, viser bransjens ukuelige optimisme. Han får ofte støtte av de ulike foredragsholdere konferansen inviterer, jf. konferansens nettside: www.gasskonferansen.com hvor foredragene legges ut hvert år.

¹⁵ Jf. Fremtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon 2015-2025. Utredning utført av Marintek og Econ Analyse i 2005, reanalysert av P.M. Einang på Enovas gasseminar i 2008.

3 Førstemann ut er en...?

I dette kapitlet plasseres anvendelser av naturgass innenlands inn i et regionalt markeds-, innovasjons- og utviklingsperspektiv. For det formål er det valgt å ta utgangspunkt i ulike teorier om og modeller for utvikling av nye teknologiske løsninger og konstituering av markeder, herunder teorier om nyskaping, om tidligmarkeder, og om klyngeutvikling. Slike teorier og modeller har et rimelig omforent grunnlag og er anvendt på analyse av ulike land og næringssegmenter.

I kapitlet blir eksempler fra gassnæringen, både slike som er direkte knyttet til produksjon og distribusjon eller mer indirekte relatert til naturgassanvendelser brukt for å illustrere underliggende markedsmekanismer og utviklingstrekk. Det blir trukket paralleller til utviklingen av andre teknologiområder og tidligmarkeder der dette er relevant.

3.1 Inn i en naturgassøkonomi

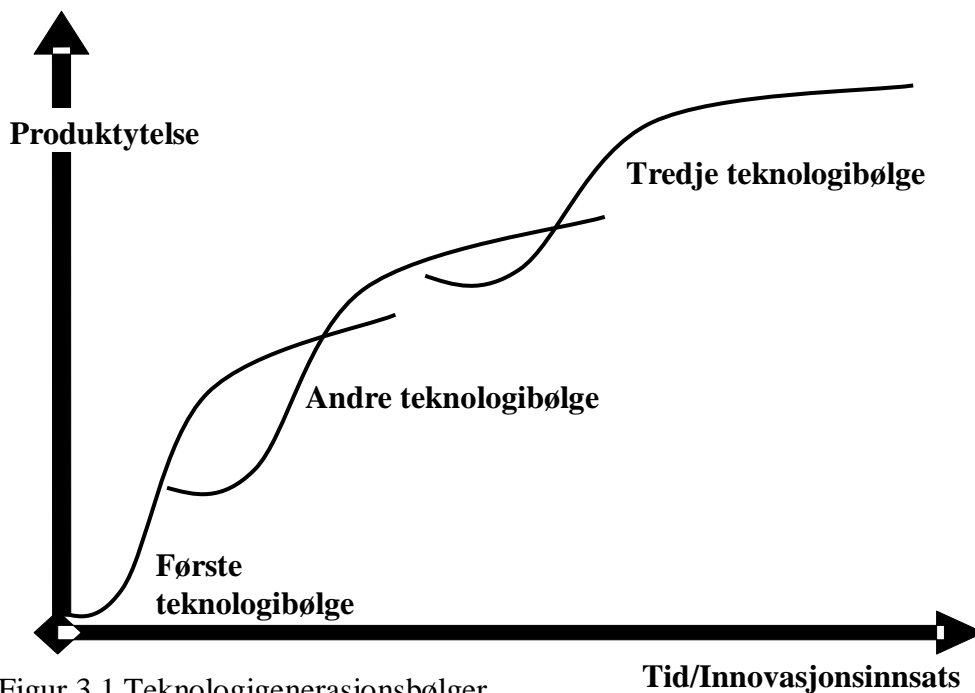
Det er viktig å slå fast at anvendelse av naturgass til et norsk innenlandsmarked ikke nødvendigvis forutsetter eller representerer noen teknologiske innovasjoner. De fleste anvendelsesområder og leveringsteknologier er velkjente fra andre markeder i Europa. Det betyr ikke at det ikke fins et utviklingspotensial for bruken av gassen. Tvert om, et slikt potensial fins – det har vi påvist i forrige kapittel. På den annen side kan vi se et mulig innenlandsmarked av naturgass som en *bruksmessig* nyskaping. Opprinnelig var det var ingen infrastruktur som var utviklet for å levere naturgass, ei heller var det brukere som klart etterspurte norsk produsert naturgass i noe omfang. Dessuten hadde man ved inngangen til 1990-tallet ingen klar formening om det virkelig fantes et behov for et hjemmemarked på dette feltet. Derfor er det interessant å se om teorier om markeds pionerer og tidligmarkeder som ofte brukes for å forklare gjennombrudd og vekst av nyskapte produkter og tjenester, også kan brukes om spredning av naturgassen innenlands i Norge.

3.1.1 Teknologigenerasjoner

Om man skal forberede grunnen for en storskala overgang til naturgass innenlands i Norge, må man bygge ned noen åpenbare gap for å oppnå aksept for folk flest. Teknologiske markeder, online-tjenester og varige produkter av høyteknologisk natur er alle karakterisert av vekstmønstre som ikke bare er ulike fra et marked til det neste, men de innebærer også en stor grad av usikkerhet. Slike ustadige eller til og med kaotiske fenomener er vanskelige å undersøke og representerer en utfordring når det gjelder å forutsi markeds potensial og markedsandeler (Moore 1995, 1999; Kippenberger 2000). Spredningen og anvendelsen av naturgasssteknologier kan falle i denne kategorien av vanskelig forutsigbare goder. Hvordan skal vi da nærme oss et tidligmarked og sikre en lønnsom og levedyktig overgang til et storskala- og langvarig marked? Innsikt fra teorier som omhandler transisjonsprosesser og studier av tidligmarkeder kan brukes til å analysere bestemte trinn i utviklingen mot en (mulig) norsk naturgassøkonomi.

Egentlig fins det ingen beste praksis for hvordan man initialt løfter naturgasssteknologier inn i et energiforsyningsystem. Derimot fins det mye kunnskap om modne markeder for gassanvendelser. Naturgassanvendelser, liksom andre teknologier utvikles for å løse problemer hos brukere, gjerne på et marked, i et nettverk eller internt i en organisasjon. I den sammenheng utgjør teknologien en relasjon mellom bestemte handlingsvariabler og et resultat. Produktivitet er knyttet til hvor mange problemer en gitt teknologi kan løse. Om vi tegner antall problemer denne teknologien løser over tid inn i et diagram, får vi vanligvis en S-kurve. På gassområdet vil vi finne dette mønsteret fra mikronivå, for eksempel som gassbrennere og til makronivå, kanskje i form av et distribuert energisystem, altså som en distinkt teknologiplattform (jf. boks 1.6). Naturgass som teknologibase tydeliggjør derfor et grunnleggende prinsipp som skal utnytte et bestemt energifenomen. Teknologier er alltid kombinasjoner av ulike komponenter, og mange av disse fins på forhånd, altså før markedet egentlig er utviklet. Vanligvis fins det en synlig hovedkomponent som kan være ny eller velkjent, og ulike støttekomponenter. Den første gangen et fenomen blir nyttiggjort, kanskje ved at teknologien bruker et tidligere ubenyttet prinsipp eller løsning, har vi en nyskapende (revolusjonær) teknologi. Det ville vi ha om naturgass ble brukt til å fremstille mat for mennesker. Nye kombinasjoner av eksisterende komponenter kan resultere i evolusjonære teknologier, som til eksempel om brenselceller basert på naturgass ble tatt i bruk for å drifte skip. Det kritiske spørsmål når det gjelder naturgassanvendelser innenlands er altså om det fins unike og nye komponenter som utnytter et nytt fenomen, eller om anvendelsene egentlig bare utgjør velkjente teknologiske komponenter introdusert på et nytt marked.

Prosesser for markedsvekst illustreres ofte som tre delvis overlappende S-bølger, som beskriver stadig høyere nivåer i omformingskapasiteten (Clayton Christensen 1992; Rogers 1995:11), som vist i figur 3.1.



Figur 3.1 Teknologigenerasjonsbølger

Disse bølgene bygger dels på hverandre slik utvikling og forbedring av konvensjonell teknologi ofte foregår, men dels skyldes sprangene også nyskaping i markedet. Å

promotere anvendelser i et tidligmarked (som her for naturgass) i hver av disse bølgene krever innsikt og kunnskap ikke bare om de nåværende og fremtidige teknologitrender og fremvoksende teknologidrivere, men også om brukerbehov, etterspørselsmønstre, oppmerksomhet rettet mot mulige gjennombruddskonsepter og forestillinger om hvilke elementer i samfunnets energi- og økonomisystemer som er kandidater for utskifting. Nyskapingen kan ta ulik form, både som nye teknologiske løsninger på kjente utfordringer, og nye måter å anvende kjente produkter på. Om vi anvender dette perspektivet på naturgassanvendelse i fastlands-Norge, vil første bølge kunne være bygassen (utfaset på 1970-tallet), andre bølge være rørgass og CNG (fra 1990) mens tredje bølge kunne være LNG (fra 2000). Bølgene representerer ulike måter å «pakke og forsende» gassen på, og til det trenges ulike teknologiske løsninger. Anvendelsesbølgene overlapper i prinsippet hverandre, rent bortsett fra at produksjonen av naturgass i Norge ikke fikk en umiddelbar anvendelse i innenlandske energiforbruket. Det ble et tidsmessig gap mellom utfasingen av bygassen og en like omfattende bruk av naturgass i den innenlandske energiforsyningen (jf. kap. 1.5). Denne bølgedalen kan ha hatt betydning for den sene innfasingen av naturgass innenlands.

3.1.2 Overgangsprosesser

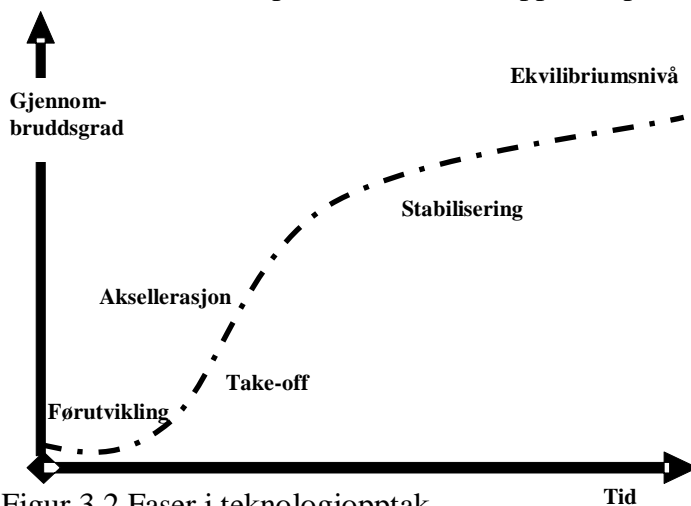
En transisjon eller overgang er et skift (plutselig eller gradvis) til et nytt paradigme hvor samfunnet eller et delsystem endrer seg i grunnleggende forstand. Rostow (1956) fremhever «the take-off into self-sustained growth» som et vendepunkt. Transisjoner faller ofte sammen med eller starter fra gjennombruddet av flere radikale innovasjoner utledet fra noen nisjer og som utfordrer de eksisterende teknologiske konvensjoner, så som reguleringsregimer og etablerte markedsrelasjoner mellom konsumenter og produsenter. Slike overganger innebærer ikke bare endringer i den teknologiske dimensjonen. Også samfunnsmessige dimensjoner berøres, så som infrastrukturelle, politiske, institusjonelle, økologiske, kulturelle og økonomiske aspekter (Rostow 1960; Geels 2002; Mourik/ECN ed. 2004).

Grubler (2007) hevder at energioverganger er endringer fra en tilstand til den neste i energisystemet. En gitt tilstand defineres av spesifikke mønstre av både energitilbud og etterspørsel etter mengder og kvaliteter. Slike energitransisjoner kan beskrives gjennom tre uavhengige særtrekk; *mengder* (vekst i mengden av energi som utnyttes og anvendes), *struktur* (hva slags energi som utnyttes, foredles og leveres til sluttbrukere, samt hvor disse aktivitetene finner sted), og *kvalitet* (de energi- og miljøspesifikke særtrekkene knyttet til de ulike energiformene som anvendes). Siden den industrielle revolusjon og frem til i dag kan vi spore tre tydelige, globale energitransisjoner. Den første var å få bukt med tilbudsbegrensninger påtvunget av lokalt tilgjengelig fornybare energistrømmer i forhold til høyenergi fossilt brensel som ble kjøpt og solgt globalt. Den medfølgende vekst i etterspørsel og fremveksten av høyenergianvendelser i urbane områder utløste et neste overgangstrinn i energitilbudet. Man gikk vekk fra den direkte bruk av skitne fossile brenslere (kull til oppvarming) og henimot å bli mer avhengig av renere og mer mangesidige, nettleverte energiformer (gass og elektrisitet). Disse to overgangene er trinn i en tredje, en lengre og mer generell hundreårsbølge henimot mer effektiv og renere energi. Denne tilstanden vil komme til å utvikle seg i ulik omfang og hastighet i ulike deler av verden.

Kanskje er den viktigste transisjonen i det globale energisystemet den som omfatter økningen i energikvaliteten. Som en indikator på energetisk kvalitet brukes gjerne «hydrogen/karbonraten» (H/K-raten). Den inverse størrelsen, karbonintensiteten, kan vi bruke som indikator på den relative miljøkvalitet en energiform har. Marchetti (1985) hevdet at den langsiktige overgangen fra brenselsved til kull, videre til olje, og så til gass i det primære energisystemet kan ses som en gradvis overgang fra brensler og drivstoff med en lav H/K-rate til brennstoffer med høyere H/K-rate. Ekstrapoleringer av det observerte skift mot høyere H/K-rate har blitt sett som at det viser en «naturlig» trend fremover mot en hydrogenøkonomi. Grubler (2007) hevder at en slik hydrogenøkonomi ikke kan oppstå av seg selv, og det stemmer åpenbart når det gjelder fortsatt avhengighet av fossile kilder til fremstilling av hydrogen. Til og med om vi antar fremveksten av en naturgassøkonomi, vil man ikke uten videre få en rettlinjert utvikling av den historiske trenden. Siden 1970-tallet har H/K-raten flatet ut, mest på grunn av manglende markedsvekst for naturgass, men også på grunn av den økende betydning transportsektoren har. Denne sektoren er ennå overveiende innlåst i råolje som kilde. På toppen av det hele finner vi en økende global avhengighet av kull som kilde for kraftproduksjon.

Grublers analyse viser derfor at et skift i retning av hydrogen som dominerende energiform, og som vi kanskje kunne kalle den fjerde energitransisjonen, er mer kompleks enn de tre foregående. En viktig grunn er at verken markedet eller energimonopoler så langt har skapt noen vekstimpuls med kraft nok til å realisere en hydrogenøkonomi (Fernandes 2005). En hydrogensentrert økonomi er derfor neppe mulig å realisere uten å innføre ikke-fossil hydrogen på markedet. Slik sett representerer naturgassen et overgangsstadium som kan komme til å vare lenger enn man opprinnelig har forventet.

Typisk for en vellykket transisjonsprosess er noen særpregede trinn slik som vist i figur 3.2 under; de ulike fasene som må gjennomgås når man fortsetter fra førutvikling til en fase som stabiliseres på en antatt eller oppnådd penetrasjonsrate, er avbildet. Figur 3.2



Figur 3.2 Faser i teknologiopptak

relaterer de ulike trinnene til den type S-kurve man vanligvis bruker til å analysere slike fenomener. Anvendt på vår kontekst kan den indikere når man (rent teoretisk) bør nærme seg mulige tidligmarkeder for anvendelse av naturgass.

Mens Rostow (1960) retter søkelyset på fem trinn som særpreger en betydelig samfunnsmessig transisjon fra et «tradisjonelt» samfunn til en ny, massekonsumerende tidsalder, skiller Geels (2002) mellom tre hovedtrinn og et endelig likevektstrinn. Dessuten hevder Rotmans et al. (2001) og Geels (2002) at når det gjelder *førutviklingsfasen* vil den synlige endringen

være heller begrenset, selv om de ulike nisjene kan forbindes med utallige eksperimenter og utprøvinger (gjerne omtalt som inkubasjonsfasen).

I *avgangsfasen* (take-off) starter prosessen å skape noe endring. Typisk er at produktive investeringer øker og næringssektorer gjennomgår en hurtigere vekst. I tillegg vil det politiske, sosiale og institusjonelle rammeverk stimulere videre vekstimpulser (Rostow 1960). Det har vært antatt at innovasjoner bare kan utvikle seg innen nisjer ved hjelp av spesifikke mekanismer, som i følge Geels (2002) betegnes som tilleggsutstyr (add-ons), koblinger (couplings) og krysninger (hybridisations). Følgelig kan disse spesifikke nisjene bli tillagt, koblet til eller krysset med teknologier som hører til den nåværende praksis, eller på andre måter er på linje med globale agendaer. Naturgass kan brukes til oppvarming og matlaging i private husholdninger sammen med eksisterende elektriske innretninger og kokeutstyr.

Geels (2002) har også definert eksisterende praksis som å være forankret i det «sosiotekniske regimet». Det omfatter felles regler og reguleringer, næringspraksis, antagelser og teorier som er knyttet til den nåværende sosiale praksis, som i sin tur er gjenstand for inkrementell forbedring av teknologier som anvendes. Forståelsen er at så snart som innovasjonen slår igjennom, vil den starte å samvirke med det videre system som vi betegner som det sosiotekniske regimet. Gass levert til brukere må følges av standardiserte krav til utstyr, installasjoner og anvendelser, blant annet for å sørge for at sikkerheten blir ivaretatt minst like godt som for de eksisterende ordninger.

I *akselerasjonsfasen* vil strukturelle endringer bli utløst på regimenivået og finne sted på en synlig måte gjennom en akkumulering av sosiokulturelle, økonomiske, økologiske og institusjonelle endringer som interagerer med hverandre. Dette innebærer kollektiv læring, spredning og prosesser som etter hvert griper inn i hverandre. Flere gassbrukere strømmer til, samtidig øker tilgjengeligheten av naturgass og utstyr for ulike anvendelser. Gasspriser, volumer og leveranseformer blir konkurransedyktige.

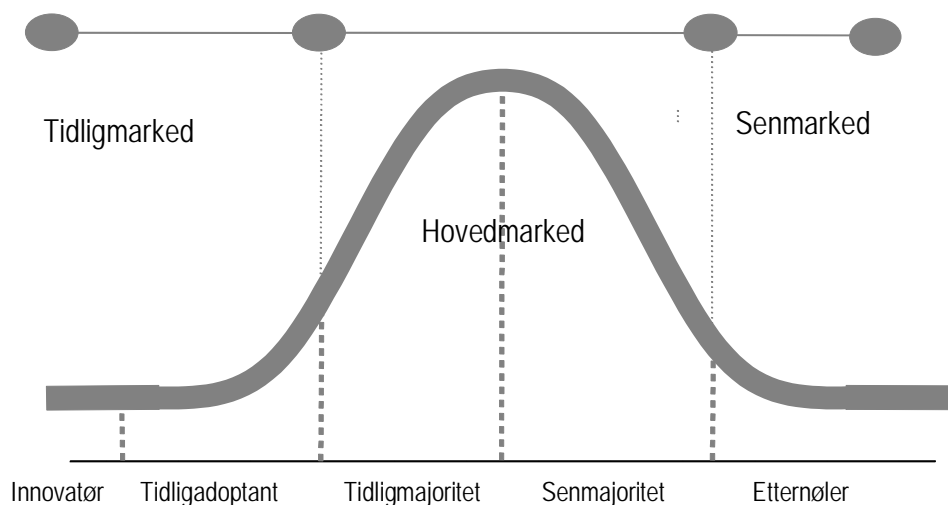
Til sist nås *stabiliseringsfasen*. Hastigheten i sosial og teknologisk endring avtar og vender tilbake til en ny, dynamisk likevekt. Derfor kan nivåovergangen også tolkes som en omdanning av selve regimet (Geels 2002). For eksempel vil innføring av naturgassdrevne kjøretøyer påvirke infrastruktur og antagelser om rammevilkårene for transportsektoren; kanskje vil det kreve nye offentlige tiltak og reguleringer? Kravene til lavere utslipp av CO₂ og partikler kan bli et felles krav for hele transportflåten uansett hvilke drivstoff eller fremdriftsteknologier som benyttes.

Denne teorien sier ikke nødvendigvis noe om hvor lang tid det tar før slike transisjoner finner sted. Det kan variere for ulike segmenter av samfunnet eller for ulike energiteknologiske løsninger. Selv om bruken av uranbaserte atomkraftverk ikke har noen lang historie som element i energisystemet, kan det kanskje virke som at disse allerede har nådd sin stabiliseringsfase. Risikoene ved slike teknologier ble synliggjort gjennom ulykken i Tsjernobyl i 1986, og ytterligere fremhevet etter tsunamien i Japan i

2011. Flere land faset ut deler av sitt nettverk av atomkraftverk i 2011 med begrunnelse i at sikkerhetsnivået ikke var forsvarlig.¹⁶

3.1.3 Tidligmarkeder

Moore (1995, 1999) poengterer at høyteknologiske produkter krever markedsføringsstrategier som er annerledes enn de man finner for andre produktgrupper og bransjer. Han skiller og korrigerer det han mener er grunnleggende ufullkommenheter i de etablerte markedsføringsmodeller for høyteknologiske lanseringer; nemlig at en rask vekst med et hovedmarked vil følge i hælene på en tidligmarkeds suksess. Han illustrerer det med en klokkekurve med en horisontal akse som viser opptakstiden i markedet og en vertikal akse som beskriver penetrasjonsgraden, slik det er beskrevet i Figur 3. 3.



Figur 3. 3. Teknologiadopsjonens markedssegmenter

Markedet grupperes altså i tid og markedsrespons i overensstemmelse med de særtrekk som vanligvis observeres når nye, diskontinuerlige teknologiinnovasjoner introduseres. Dette er Moores «teknologiske adopsjonlivssirkel». Den underliggende antagelse er at teknologien absorberes inn i et hvilket som helst samfunn i steg som motsvarer psykologiske og sosiale profiler ulike segmenter innen det valgte markedet har. Han deler hele kjøperpopulasjonen inn i segmenter, innovatører (2,5 prosent), tidligadoptanter (13,5 prosent), tidligmajoritet (34 prosent), senmajoritet (34 prosent), og etternølere (16 prosent).

Det viktigste tidsgapet i teknologitilpasningen betegner Moore som «kløften» (chasm). Denne avgrunnen oppstår mellom tidligadoptantene og tidligmajoritetspragmatikerne,

¹⁶ Et svært kraftig jordskjelv (9,0 på Richters skala) rammet Japan 11. mars 2011. Dette skapte en tsunami som ødela mange byer og store infrastruktur, og ga raskt en energikrise. Tsunamien ødela også flere atomkraftverk som medførte radioaktivt utslipp til vann og luft. Flere europeiske land stengte ned sine eldste atomkraftverk eller varslet full revisjon på disse.

den siste gruppen er forløperne og signalgiverne på den aktuelle høyteknologiens majoritetsmarked. Noen høyteknologiselskaper maktet ikke å tilpasse seg riktig i forhold til denne kløften rett etter at volumet startet å øke mot slutten av tidligtilpasserfasen. Noen ganger opphører nemlig salget om tidligmajoriteten ikke kjøper¹⁷.

Vanligvis vil teknologien bli forbedret og lutret for å møte kjøpernes krav i innføringsfasen. Og mens konkurransen inntreffer er prisen sårbar for å bli presset under fortjenestegrensen. Tidligmarkeder tjener derfor som læringsarenaer og eksempler og antyder hvorvidt teknologikonseptene er markedsverdige eller ikke. Slike markeder skaper også oppmerksomhet blant folk flest, synliggjør behovene for videre forskning og utvikling, og avdekker troverdigheten hos de viktigste interessentene (særlig investorer, kunder og beslutningstakere).

Selv om tidligmarkeder også kan initiere avgangsprosesser (take-off), er det (sannsynligvis) utenfor deres økonomiske og finansielle kapasitet å bygge bro over gapet mellom inkubasjonsfasen og likevektsfasen. Derfor vil et skift til en selvberende akselerasjonsprosess kreve en betydningsfull fase med «pull and push». Mens skyvefaktorene vil lette tilbudet av produktet, herunder kommersiell infrastruktur, råmaterialer, sluttbrukerredskaper i tidligmarkedsutgave etc., så vil trekkfaktorene omfatte folks omdømme, utdanning og opplæring og medvirkningsmåter som støtter avgangsprosessen. Dette er elegant demonstrert i tilfellet med ideen om en fremtidig europeisk hydrogenøkonomi (Fernandes 2005).

Naturgassdrevne brenselceller kan være en illustrasjon: Vi kan slå fast at det langsiktige potensial av hydrogen brenselceller generelt er akseptert. Men den umiddelbare utfordringen er å identifisere og sikre tidligadoptanter til å anvende naturgassdrevne brenselcelleteknologier. For de fleste virksomheter vil bevegelsen inn i et massemarked være en gradvis prosess. I dag har naturgassbrenselceller så vidt kravlet ut av inkubator- og demonstrasjonsfasen. Spesifiserte applikasjoner i form av bestemte produktkvaliteter som inkluderer ytelse, pålitelighet og varighet er riktignok demonstrert og slike brenselceller er egentlig klare for markedet. Om vi følger logikken som er vist i figur 3.3 vil kommersialiseringen av de tre hovedstegene i utviklingen av naturgassbrenselceller se omtrent slik ut:

Tidligmarked: Naturgassbrenselceller produseres for salg i tidligadoptantmarkeder. Disse tidligadoptantene er ganske avanserte og sofistikerte kjøpere som angir bestemte behov, så som ytelse og pålitelighet som best kan oppnås av naturgassbrenselceller. Disse kjøperne er også beredt på å betale en slags risikopris. Tidlige naturgassmarkeder krever utvikling av fullskala produksjonskapabilitet og utvikling og implementering av effektive leveransekjeder.

¹⁷ C.f. <http://ist-socrates.berkeley.edu/~fmb/articles/lifecycle/>

Hovedmarked: Naturgassbrenselceller fremstilles i stor skala for markeder som rekker forbi tidligadoptantene, men som ennå ikke er blitt massemarkeder. Prisen vil være en viktigere overveielse i kjøpsbeslutningen i midtmarkedet enn i tidligmarkedet. Kjøpere vil likevel tendere mot å være forholdsvis kyndige i sine kjøpsbeslutninger. Produksjonskapabiliteten er omtrent som i tidligmarkedet.

Senmarked: Naturgassbrenselceller selges i store kvanta til massemarkeder og er bredt akseptert av kundene. Kjøpere vil være mindre avanserte i sin produktkunnskap. Prisen er den viktigste faktoren i kjøpsbeslutningen for de fleste, siden pålitelighet og ytelse er tydelig demonstrert i tidlig- og hovedmarkedet.

Denne studien omhandler de tiltakene som er tatt for å skape en tydelig overgang til en tidligmarkedsfase i den norske naturgassøkonomien. Sett i relasjon til den teknologiske adopsjonssykelmodellen blir nøkkelspørsmålene: Hva vil være de mest effektive tiltakene for å overvinne «kløften» mellom demonstrasjonstrinnet og begynnelsen på et regionalt tidligmarked? Hva setter i gang en markedsintroduksjon og spiraliserende vekst i naturgassanvendelsene?

3.1.4 Disruptive teknologier

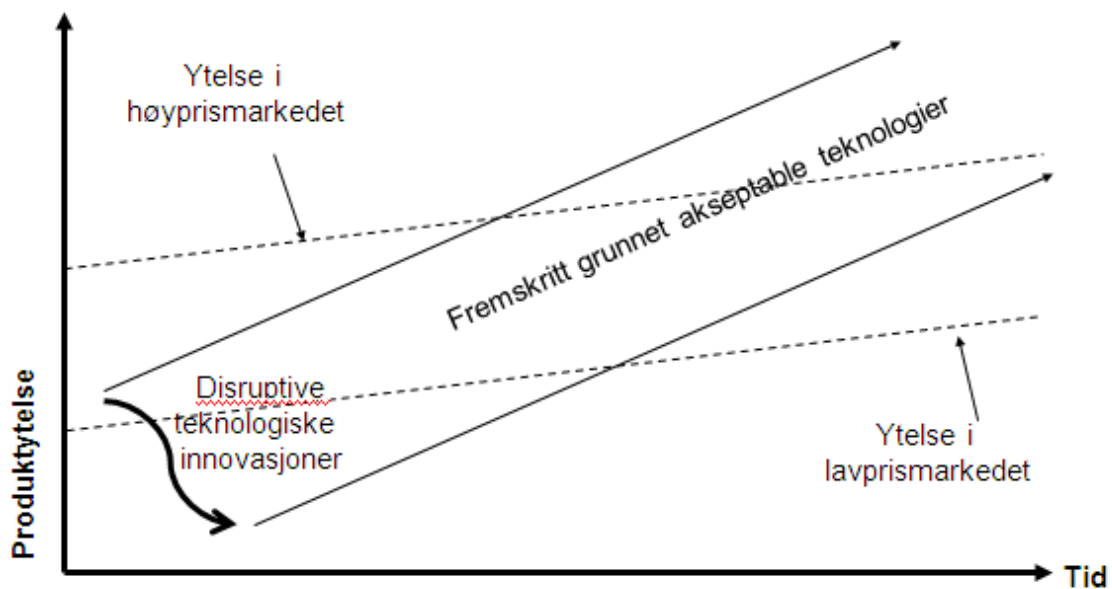
En disruptiv teknologi eller nyskaping er «en teknologisk innovasjon, produkt eller tjeneste som etter hvert skyver til side den eksisterende, dominerende teknologi eller status quo produktet i markedet»¹⁸. Det er en nyskaping som forstyrrer et eksisterende marked. Vi kan forstå det som teknologi, forretningspraksiser eller metoder som kommer inn fra sidelinjen på et eksisterende marked, gjerne helt nederst i markedet hvor det er vanskeligst å tjene gode penger, gjerne med løsninger som i utgangspunktet er teknisk dårligere og vanskeligere å bruke, og hvor markedslederne gjerne er likegyldige til konkurransen grunnet faktorer som dette. De store gassprodusentene (Statoil, Gassco) brydde seg ikke om å skape det regionale eller det innenlandske gassmarkedet, bare å overvåke hva de andre, små aktørene foretok seg. CNG-leveranser eller begrensede regionale rørledninger, eller for den sakens skyld mobile leveranser av LNG på skip eller tankbil til små forbrukere i Norge var ikke interessant.

Noen ganger kan en slik disruptiv teknologi komme til dominere et marked ved å fylle en rolle i et nytt marked som den gamle teknologien ikke kunne fylle. Vi kan altså tenke oss at regionale rørledninger for naturgass uten tvil ville ha erstattet det gamle bygasssystemet. En disruptiv teknologi kan også gradvis bevege seg oppover i markedet gjennom forbedringer av ytelse inntil den endelig har skjøvet de opprinnelige markedsaktørene ut. Småskala LNG-produksjon og regionale leveranser kan komme til å dominere et mulig innenlands marked til fortrenghet for CNG og rørleveranser.

Christensen (1995) skiller mellom «lavprisdistrupsjon», rettet mot kunder som ikke trenger samme ytelse som kunder i høyprismarkedet krever og «nymarkedsdistrupsjon» som retter seg mot kunder som tidligere ikke kunne betjenes med fortjeneste med de

¹⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/Disruptive_technology

løsninger som har eksistert inntil nylig. Vi kan se bruken av bolig-gass og propangass som en slik lavprisdistrupsjon hvor mobile leveranser rettes mot småkunder som bruker dette på tur, og i hytter og hus. Det fremvoksende regionale naturgassmarkedet med LNG som leveranseform kan derimot mer ligne en «nymarkedsdistrupsjon». Her er anvendelsene, volumene, ytelsene og prisene rettet mot både etablerte og nye kundegrupper, slik som illustrert i figur 3.4.



Figur 3.4 Disruptive teknologier

«Nymarkedsdistrupsjon» oppstår når et produkt som er ansett som dårligere etter de fleste standarder passer til et nytt eller et begynnende markedssegment. Opprinnelig var naturgass ansett som dårligere enn hydroelektrisk kraft som energikilde på grunn av sine miljølemper. Etter år med forskning og utvikling kommer løsninger på CO₂-håndtering nærmere markedet, noe som forbedrer den posisjonen naturgass kan oppnå som en mer foretrukket energikilde enn tidligere. Derfor har nok aksept og anvendelse av naturgass forbedret sin posisjon.

Men ikke alle disruptive teknologier har nødvendigvis lavere ytelse enn den foreliggende teknologien. En disruptiv (renere, billigere og effektivere) naturgass-teknologi kan komme til å konkurrere ut nåværende kullkraftteknologi, selv om den ennå ikke er fullt ut tatt i bruk av store energiselskaper. En slik situasjon oppstår ofte i næringer som gjør store investeringer i eldre teknologi. For å kunne flytte seg mot en renere energiteknologi (dvs. på en full CO₂-håndteringsplattform) må en markedsaktør ikke bare investere i den, men også erstatte (og kanskje bli kvitt til en høy kostnad) den opprinnelige infrastrukturen. Det kan ganske enkelt være mest kostnadseffektivt for en eksisterende markedsaktør å «melke» den nåværende investeringen gjennom nedgangstiden, mest fordi utilstrekkelig vedlikehold og mangel på kontinuerlig forbedringer som kunne forlenge nytten av den nåværende innretningen ikke blir prioritert. En ny markedsaktør stilles ikke overfor en slik balanseakt, men kan

bevege seg inn i et nytt markedsegment som ikke er begrenset av etablerte systemer og løsninger.

Christensen peker i en serie med publikasjoner (1992, 1995, 1997, 2000, 2003, 2004, 2006) på at det er ofte rasjonelt for markedsledende selskaper å overse disruptive teknologier og innovasjoner. De nye løsningene passer ofte dårlig sammen med de eksisterende systemer og løsninger, og det forføreriske, lille (regionale) markedet som er tilgjengelig for den disruptive teknologien er marginalt i forhold til det (globale) massemarkedet som er opparbeidet for standardløsningen. Det disruptive systemet konkurrerer altså med et eksisterende og mer profitabelt markedstilbud; dvs. anvendte naturgassløsninger for en regionalt, innenlands marked konkurrerer med det å selge gass i bulk til et stort, lønnsomt og voksende globalt marked. Denne logikken kan illustrere hvorfor de store naturgassprodusenter og – tilbydere (les: oljeselskapene) i Norge simpelthen overser og forsømmer det innenlandske markedet for naturgass. Markedsvolumene er vurdert som å være for små til å bry seg om sammenlignet med de store volumene av prosessert (men uraffinert) naturgass de produserer og eksporterer ut av landet.

Tilsynelatende ser det derfor ut som om verken norske eller internasjonale oljeselskaper har den nødvendige interesse for eller passende organisasjonsinnretning for å utvikle et innenlandsmarked for anvendelse av naturgass. Kanskje var det en viktig begrunnelse for regionale energiselskaper som med viten og vilje satset på å utvikle de regionale markedene. Slike aktører som vi fant i B/H/S-regionen, var avstemte i forhold til miljøutfordringer, tilgang til og potensial ved alternative energikilder, og var dessuten opptatt av å stimulere lokale og regionale naturgassklynger (Karlsen et al. 2005).

3.2 Klynger og innovasjon

Fremveksten av regionale næringsklynger anses som et viktig empirisk bevis for overgangen til en mer fleksibel produksjonsform. Flexibilitet oppnås blant annet gjennom organisering av produksjonen i lokale nettverk av bedrifter. Nye sektorer, som IKT og bioteknologi, hevdes å ha en tendens til å utvikle regionale klynger, og i særlig grad nær vitenskapelige kunnskapskilder (Cooke 2002). Det forklares med at mye ny, vitenskapelig kunnskap er såkalt taus eller implisitt kunnskap. Kunnskapen er (ennå ikke) publisert og allment tilgjengelig. Da er personlige kontakter og hyppig samkvem med forskere og kontakt med forskningsmiljøer nødvendig for å overføre kunnskapen. Og det er enklere og rimeligere å få kjennskap til ny kunnskap når en er lokalisert nær kunnskapskildene. I for eksempel bioteknologisk industri fremheves bedrifters evne til å utvikle og/eller utnytte ny, forskningsbasert kunnskap og frembringe nye produkter med bakgrunn i slik kunnskap som avgjørende for å lykkes.

I følge Reve og Jacobsen (2001) har Norge tre internasjonale næringsklynger innen energi, maritim sektor og sjømatproduksjon, og industrien i disse sektorene fins for det meste på Vestlandet. Dessuten har vi fire nasjonale vekstkraftige nettverksnæringer; Tele/IT, Finans og Handel i Oslo, og Reiseliv/opplevelser spredt rundt i landet. I tillegg har vi mange konkurransedyktige nisjebedrifter som for eksempel Lærdal Medical i Stavanger.

Vårt spørsmål er om naturgassanvendelser innenlands i dag eller i nærmeste fremtid er i ferd med å bli en ny klynge, eller om det har tilknytning til noen etablerte klynger, dvs. er en såkalt beslektet økonomisk sektor som deler noen av de øvrige klyngenes teknologiske og kompetansemessige grunnlag, eller om naturgass faktisk mangler forutsetninger for å utvikle seg til en selvstendig klynge eller til å bli en klyngerelatert næring?

Det er ulike oppfatninger av hva som kjennetegner klynger, men to kriterier synes å være sentrale for å avgrense dette fenomenet (Rosenfeld 1997). For det første er klynger en sammenklumping av bedrifter i samme eller nærliggende bransjer til et geografisk område, ved at bransjene har relativt mange arbeidsplasser i området. Det er en regional konsentrasjon av arbeidsplasser. I tillegg inngår det i definisjonen av klynger at det skal være samhandling mellom bedrifter, for eksempel at det forekommer flyt av produkter og tjenester med medfølgende flyt av informasjon og kompetanse mellom dem. Klynger er altså lokale nettverk av samarbeidende bedrifter.

I tillegg snakker en om regionale innovasjonssystemer som en videreutvikling av klynger, der nettverket av bedrifter samarbeider med kunnskapsorganisasjoner (som universitet, høyskole og forskningsinstitutt) med relevant kompetanse for de viktigste lokale bransjene. At en agglomerasjon av bedrifter kan betegnes som en regional næringsklynge er ingen garanti for suksess. Det finnes både voksende og krympende klynger og gode bedrifter utenfor klynger. Det som fremstår som en geografisk opphopning av beslektede næringsaktiviteter behøver heller ikke å innebære at bedriftene har mange koblinger mellom seg. Naturgassanvendelser kan være et slikt tilfelle.

Klynger kan imidlertid være gode miljøer for å fremme nyskaping, og mange har vært opptatt av suksessformelen for dynamiske og innovative klynger. Letingen har vel resultert i forståelsen av at det ikke finnes noen enkel formel på suksess. Ofte dreier det seg om en lang historisk prosess og flere «myke» faktorer, som samarbeidsånd og entreprenørkultur, som ofte har ledet frem til den selvforsterkende klyngedynamikken. Empirisk observeres det nå en tiltakende konsentrasjon mot færre og sterkere næringsklynger innen de fleste næringer, mens den geografiske avgrensningen av næringsklyngene ikke er like tydelig som tidligere. Det kan synes som at verdiskaping, innovasjon, produktivitet, lønnssevne og internasjonalisering er høyere innen næringsklynger. Dessuten at det blir færre og sterkere globale næringsklynger, at det er et hierarki av globale, regionale og lokale næringsklynger som henger sammen. Næringsklyngene er mindre lokalt avgrenset enn før, og lokale næringsklynger trenger fangarmer inn i de globale næringsklyngene, og ikke minst at kunnskapsbasert vekst særpreger næringsklyngene.

Åpne markeder og global konkurranse stimulerer denne utviklingen. Klyngene får større kritisk masse, samtidig som de samme næringsklyngene har kunnskapsmessige fangarmer inn i konkurrerende og komplementære næringsklynger på global basis. Slik endres den industrielle geografien; det kreves større kunnskapsmessig spesialisering og høyere kritisk masse for å lykkes industrielt og kommersielt. Dermed blir det få globale næringsklynger som dominerer, som Houston, Aberdeen, Stavanger gjør i olje.

Midtøsten som har verdens største olje- og gassressurser i verden, har ikke tilsvarende komplette næringsklynger.

Under disse globale, komplette klyngene oppstår regionale, spesialiserte næringsklynger som er nært knyttet opp til de globale klyngene, sier Reve. De nye kunnskapsbaserte næringsklyngene oppstår i og omkring kunnskapsentra, som regel knyttet til universitet og forskningsmiljøer tilrettelagt for kommersiell penetrasjon. Slike innovasjonsmiljøer har mange kulturelle dimensjoner vi ennå ikke har full innsikt i.

I mange sammenhenger omtales petroleumsrettet virksomhet som «Olje- og gassklyngen». Den samlede klyngen utgjøres av vevet av relaterte virksomheter, leverandører, kunder, kunnskapsprodusenter etc. Perspektivet er ikke knyttet til den enkelte virksomhet, men til klyngen som helhet. Verdiskaping, innovasjon, læring, kompetanseoverføring osv henføres til klyngen.

I Norge har vi gjort en rekke klyngestudier i 15-20 år, og globalt er det gjort tusenvis av slike studier. Ennå mangler vi vel en absolutt systematisk gjennomgang av alle disse, men tre hovedkonklusjoner, er likevel tydelige. Klyngetenkning gir:

- Nøkkelbegrep for å forstå og forbedre verdiskaping og innovasjon i regionale økonomier
- Retning for økonomisk politikk; dvs. retter fokus på grupper, ikke enkeltbedrifter
- Lærdommer for politikktutforming og gjennomføring av innovasjons- og næringspolitikk

Selve næringsklyngen konstitueres av fire ulike forhold; en *konkurransarena* som beskriver hvor dynamisk klyngen er, *faktorforhold* som fokuserer på tilgang, pris og kvalitet av klyngens innsatsfaktorer (her: særlig NG), *etterspørselsforhold* som belyser om lokale kunder er krevende og ledende, og til sist hvor kritisk nettet av *relatert industri* er for kjernebedriftenes konkurransevne. Dette mikroøkonomiske systemet må i tillegg ha ulike mekanismer eller drivere for å bli unikt, vekstkraftig og verdiskapende. Dette dreier seg om ulike *oppgraderingsmekanismer* og verdiskapingsmekanismer.

Dersom alle disse faktorene eksisterer, vil næringsklynger ha høyere verdiskaping og høyere innovasjon enn i næringer uten tilsvarende klyngeegenskaper. La oss se hvordan det er fremstilt i faglitteraturen i neste figur. I boken «Et verdiskapende Norge» definerer Reve og Jakobsen nemlig en næringsklynge som (2001:7);

en samling av bedrifter og organisasjoner som er koblet sammen gjennom handel, samarbeid, felles innsatsfaktorer og infrastruktur, og gjennom sosiale forbindelser. I næringsklynger strømmer kunnskap, folk og produkter raskere rundt enn i næringer uten klyngeegenskaper. Det fører til at innovasjonstakten blir høyere og transaksjonskostnadene synker. Kort sagt fører klyngeegenskaper til at næringen føres inn i kontinuerlige oppgraderinger.

En næringsklynge konstitueres av fire ulike forhold; en konkurransearena som beskriver hvor dynamisk klyngen er, faktorforhold som fokuserer på tilgang, pris og kvalitet av

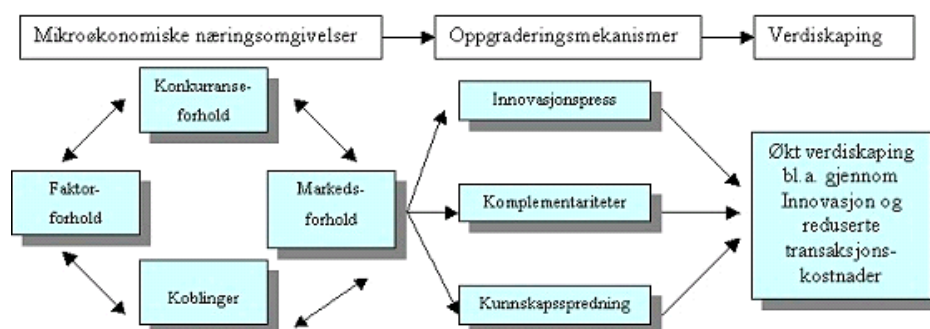
klyngens innsatsfaktorer, etterspørselsforhold som analyserer om lokale kunder er krevende og ledende, og til sist hvor kritisk nettet av relatert industri mv. er for kjernebedriftenes konkurranseevne.

En klynge kan sies å være komplett om alle virksomheter har tilgang på alle relevante innsatsfaktorer (kompetanse, kapital, innsatsvarer, tjenester). Det innebærer også at leverandørnettet må være tilstrekkelig, samtidig som de relaterte aktører kan levere de riktige komplementære innsatsfaktorer (f.eks. høyere gradskandidater eller FoU).

Forfatterne peker på tre oppgraderingsmekanismer for en næringsklynge;

- Innovasjonspress
- Komplementaritet
- Kunnskapsspredning

Innovasjonspress oppstår som rivalisering om kunder, og gir motsvarende virkninger på leverandørsiden, som sprer seg videre til faktormarkedene. Innovasjon vil i denne sammenheng være et felles uttrykk for den nyskaping som skjer i petroleums-klyngen, både på produkt og prosessiden. Komplementaritet betyr at én aktørs eksistens forutsetter én annens når det gjelder utnyttelse eller tilbud av en felles ressurs. Flere aktører fyller altså ut en samlet utnyttelse av ressursen slik at kostnadene reduseres ved økende bruk. Kunnskapsspredning er en positiv ekstern effekt (som biprodukt av markedssvikt) som forutsetter at aktører med komplementær kompetanse har møteplasser og koblinger for utveksling av kompetansen.



Figur 3.5 Klynge, oppgradering og verdiskaping

En klyngemodell gir oss også mulighet til å analysere nærmere de koblinger en eventuell naturgassklynge har til andre næringer, institusjoner, organisasjoner, initiativ eller aktivitetssystemer. Relaterte aktører har komplementær kapasitet og kompetanse som på ulike måter (konkurranse, samarbeid, nettverk ol.) påvirker (forsterker, svekker o.l.) tilpasningen i selve klyngen. I denne sammenheng vil det altså være selve grensene for klyngen som utfordres. Fokus er på relasjonene til de nærliggende aktører utenfor klyngens primære virkefelt.

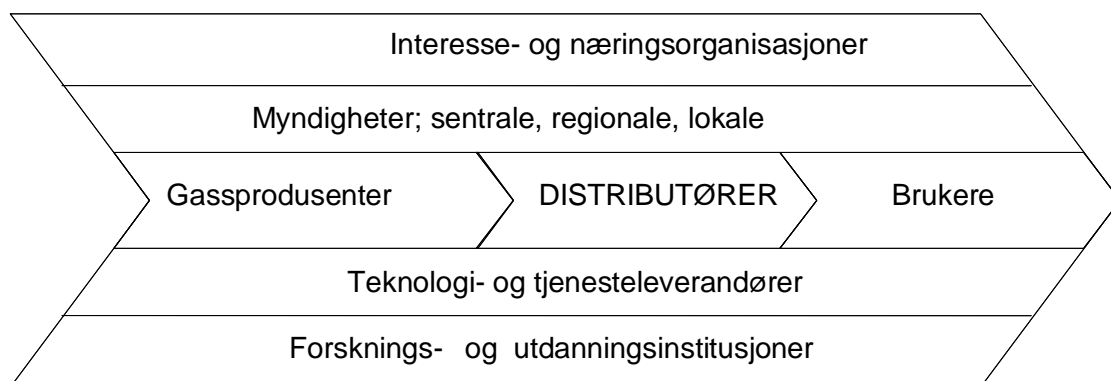
Klynger kan imidlertid ikke styres på samme måte som en virksomhet eller et avtalebasert nettverk, ei heller fungerer det på samme måte som et fritt konkurransemarked. Likevel gjøres det mange forsøk på å lede klynger ved å lede organisasjoner som inngår i formelle og utformelle nettverk. Slik klyngeledelse må skreddersys ulike klynger, sier Normann og Isaksen (2009:ix):

Målet med prosesser i og styring av klynger, klyngegovernance, kan forenkles til i prinsippet å handle om to kritiske oppgaver. Den ene er å skape enighet blant de selvstendige aktørene i klyngen om prioriteringer, strategier og mål for utviklingsarbeidet i klyngen. Den andre viktige oppgaven er å oppnå enighet om roller, ansvarsfordeling og myndighet i klyngen. Når det er enighet på begge områdene er en klynge og et klyngeprosjekt i en optimal situasjon som stiller minimale krav til inngripen og koordinerende tiltak, og klyngen vil være i en ideell situasjon for å realisere kollektive målsetninger.

Normann og Isaksen finner tre ulike former for klyngestyring; *institusjonell*, med vekt på læring og tilpasning, *instrumentell*, som retter seg mot å identifisere tiltak og virkninger, samt å bygge tillit mellom aktørene og *ideologisk* klyngestyring som dreier seg om å oppnå enighet om prioriteringer, strategier og mål for utvikling av klyngen. I en gryende klynge med svake oppgraderingsvilkår slik vi finner det i starten av det innenlandske gassmarkedet, vil en sentral oppgave i klyngebyggingen være å øke det regionale samarbeidet og koblingen til eksterne kunnskapsmiljøer. Styringen i slike klynger i sin spede begynnelse er basert på innsikter fra ideologisk klyngestyring, supplert med en institusjonell forståelse.

3.2.1 Næringsmessig og regional forankring

Naturgass vil kunne bli et viktigere element i den fremtidige energiforsyningen, med utbygging av gasskraftverk, til direkte oppvarming, til fremstilling av hydrogen, som drivmiddel for transportformål, som energikilde til produksjon og som råstoff til produkter. De kommersielle aktørene som har fokus på å utvikle et innenlands marked for naturgass er avhengige av en rekke tjenester og teknologiområder samt medvirkning fra myndigheter og ulike interesseorganisasjoner (stakeholders). Verdikjeden for naturgassektoren kan illustreres med figur 3.6.



Figur 3.6. Verdikjeden i naturgassektor

Spissen i denne verdikjeden er rettet mot utvikling og anvendelse av både velkjent og innovativ gassteknologi. Naturgass brukes ennå i svært begrenset skala i Norge, og for

at markedet skal øke vesentlig er man avhengig av at et lønnsomt distribusjonsnett bygges ut. Nøkkelaktørene i verdikjeden er *distributørene*, selskaper som opptrer som grossister i å kjøpe og samle opp gass som bringes til lands av olje- og gassprodusenter. Dernest må denne gassen foredles og leveres til brukere. De øvrige aktørene som er omtalt i denne verdikjeden har viktige, men sekundære funksjoner. *Timingen* av de ulike aktørenes beslutninger og handlinger er avgjørende for fremveksten av gassmarkedet. Først når alle aktørene samstemmer sine handlinger vil vi kunne observere en verdiskapende markedseffekt. Det norske gassbildet var lenge preget av at det fantes produsenter som landet gass på ulike steder langs kysten. Gassen ble imidlertid bare prosessert for å kunne eksporteres. Forholdene lå ikke til rette for bruk innenlands. Distributørleddet manglet, og dermed visste man heller ikke om det ville være brukere som kunne ta unna og anvende gass til innenlandske formål. Verdikjeden ble altså ikke operativ før de første spede markedsfremstøtene ble gjort i Haugesundsregionen midt på 1990-tallet. Da hadde Norge produsert og eksportert naturgass i nesten 20 år.

I nasjonal sammenheng ble B/H/S-regionen en pioner, men ikke alene når det gjaldt tilstedeværelse av aktører i den sentrale, operasjonelle aksene av verdikjeden. Nærheten til gassressursene og engasjerte initiativtagere i områdene som fikk de første landanleggene for behandling av gass (Kårstø og Kollsnes), ga Vestlandet et forsprang innen utbredelse og anvendelse av gass. Også andre regioner i Norge kunne vise frem mange sekundæraktører i sitt nærområde, ikke minst gjaldt innen gruppene av «teknologileverandører» og «FoU-institusjoner» hvor mange klynger utenfor Vestlandet var sterke. Forskningsaktørene i Stavanger- og Bergensregionen kan neppe konkurrere med alle disse miljøer, men regionale aktører ser at det vil være av stor betydning for fremtidig virksomhet og verdiskaping at kunnskapen om relevante gassteknologier er tilstede i regionen. Knutepunktene og gasssystemet rundt Kollsnes, Kårstø, Karmøy og Sola bør kunne utnyttes til en mer bredspektret nærings- og kunnskapsutvikling enn dagens situasjon tilsier, sier de regionale aktørene. Andre regioner i Norge manglet imidlertid nærheten til landfallene for gassen fra norsk sokkel, og de manglet de samme initiativrike distribusjonspionerer som B/H/S-regionen hadde.

En må også ta med at i det store bildet er Norge så vidt synlig som europeisk kompetansemiljø på utnyttelse av naturgass, trass i at vi er en av de største produsenter og leverandører av denne energikilden. Det er likevel ikke for sent å bygge opp regionale kompetansemiljøer som skal kunne bidra i teknologi- og næringsutvikling for de neste 50-100 år, og en styrke ligger i at regionens gassutnyttelse kan fokuseres på hele verdikjeden fra utvinning av gass til industrielle og husholdsbaserte anvendelser. Deler av næringslivet og industrien som er utviklet i forbindelse med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, kan ha interesse av eller bidra i forbindelse med ilandføringen av gass. Men når det gjelder utnyttelsen av gass på land skal en ikke overvurdere de typiske offshoreleverandørenes teknologi og deres interesse for dette segmentet. Snarere kan det være mer naturlig for skipsindustri, VVS-bransjen, mindre prosess- og verkstedsmiljøer, engineering, tekniske konsulenter og handelsnæringen å se forretningsmuligheter her. For det grunnleggende forsknings- og utviklingsarbeidet, vil de mest sentrale aktørene være industrikonsernene Statoil og Hydro, satsingsvillige

bedrifter fra bransjer som potensielt kan dra nytte av naturgass, samt miljøer innen basis og anvendt fysikk, kjemi og bioteknologi (Karlsen et al. 2005).

3.2.2 Konkurransen og samarbeid

Entreprenørånden i B/H/S-regionen er det ikke noe galt med; økt gassbruk på land kan utvikles langt uten radikal nyskaping, gjennom både konkurranse og samarbeid. Knutepunktene og gasssystemet rundt Kollsnes, Kårstø, Karmøy og Sola ønskes utnyttet til en bred nærings- og kunnskapsutvikling. Med de større kvanta LNG som etter hvert blir tilgjengelig, vil gass også transporteres til andre deler av landet der fremføring av rør ikke er lønnsomt.

Rogaland og Hordaland er den sterkeste gassregionen i Norge; den har bred kompetanse og god forretningsmessig forankring til naturgassanvendelser. Flere aktører arbeider med gassprosjekter som kan gi nye produkter og nye arbeidsplasser. Regionen har også sterk deltakelse fra myndigheter og konsulentbransjen. Derimot er regionen svakere når det gjelder teknologileverandører og gasskompetente forskningsinstitusjoner. Disse vil i dag neppe aktivt konkurrere med etablerte internasjonale miljøer, mens det vil være av stor betydning for fremtidig virksomhet og verdiskaping at aktuell kunnskap om forskjellige gassteknologier og anvendelser fins i regionen.

Regionens aktører opererer i dag spredt; effektive støttetiltak for å oppnå fordeler knyttet til samvirkende kapasitetsutnyttelse kreves. Regionen møter dessuten de samme barrierer som øvrige regioner i Norge; gassmarkedet innenlands er lite og veksten langsom. Potensialet er imidlertid godt og perspektivet langsiktig; Norge vil ha naturgass tilgjengelig for bearbeiding kanskje i 100 år, dvs. fire nye generasjoner kan anvende gassen både til nyskaping og jobbskaping om man arbeider klokt. Naturgass vil representere en lang overgangsperiode frem til at f.eks. hydrogen og andre bærekraftige energiformer kan anvendes på bred basis. Dette generasjonsgapet ønsker gassmiljøene i Rogaland og Hordaland å utnytte til å bygge opp en moderne og nettverksbasert gassklynge til beste for hele nasjonen.

Regjeringen har utredet bedret infrastruktur for innenlands transport og distribusjon av naturgass; rør, LNG eller CNG (komprimert gass). I seg selv krever ikke dette krever ikke mye ny forskning. I 2004 ble det opprettet et statlig innovasjonsselskap for miljøvennlig gassteknologi, lokalisert i Grenland og et nasjonalt senter for sluttbrukerteknologi, lokalisert på Haugalandet. Innovasjonsselskapet skal fokusere på gasskraftverk med CO₂-håndtering der utfordringen er hvorvidt det er mulig å kombinere behovet for reduserte CO₂-utslipp og økt verdi av CO₂ bl.a. for økt oljeutvinning. Det nasjonale senteret på Haugalandet skal blant annet arbeide med informasjon om forbrukerorienterte gassløsninger, f.eks. mikrogasskraftverk i kjelleren og gassovn på kjøkkenet. Det er også viktig å stimulere til samarbeid mellom flere regionale sentra med informasjon om gassbruk, med basis i aktiviteten på Norsk Gassenter.

I 2003 åpnet Gassteknisk forskningscenter i Trondheim med vekt på CO₂-innfangning, gass som råstoff til industrien og til fremstilling av hydrogen, og sluttbruk av naturgass i Norge. Kunnskaps- og kompetanseutviklingen er altså i gang, også når det gjelder økt innenlands verdiskaping av naturgass. Men i det store bildet er Norge så vidt synlig som

europesk kompetansemiljø på utnyttelse av naturgass. Det er likevel ikke for sent å bygge opp flere kompetansemiljøer som kan bidra til teknologi- og næringsutvikling i de neste 100 år, særlig om regionens gassutnyttelse fokuseres på hele verdikjeden fra utvinning til industrielle og husholdsbaserte anvendelser, hevder gassaktørene. Kompetansemiljøene i B/H/S-regionen har i lang tid arbeidet sammen med disse nasjonale miljøene og med internasjonale partnere for å styrke sin slagkraft og bredde. Ennå gjenstår de store teknologiske og innovative gjennombrudd for bruk av naturgass innenlands.

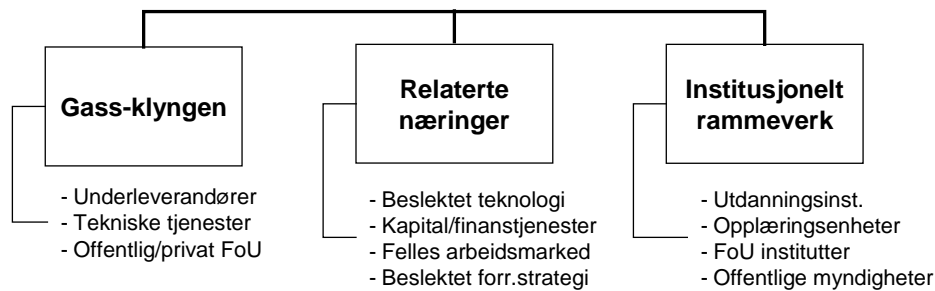
3.3 Fins det en gassklynge i B/H/S-regionen?

Det er ulike studier av hvor omfattende den norske olje- og gassklyngen er, og anslagene varierer avhengig av hvilke kriterier som brukes. I flere studier av denne klyngens internasjonalisering og lønnsomhet på 1990-tallet brukes andel av omsetningen levert til olje- og gass som kriterium (Kristiansen 2001). Det gir ca. 650 foretak som mulige undersøkelsesobjekter i hele klyngen. Aetat har gjort årlige kartlegginger av sysselsettingen i petroleumsrettet virksomhet siden 1973 basert på registreringer i hvert enkelt fylke. I denne kartleggingen var det i 2001 ca. 800 selskaper (Karlsen et al. 2002).

Slik olje- og gassklyngen er avgrenset gjelder den bedrifter som er registrert i Norge og som utfører petroleumsrettede aktiviteter enten på den norske, danske eller britiske kontinentalsokkelen, eller på norsk landområde. Det fins ikke fullstendige (nasjonale) oversikter over hvilke og hvor mange bedrifter som på ulike tidspunkt har oppdrag mot olje- og gassklyngen. Dataene er derfor basert på den kjennskap Aetat har innen hvert fylke til de virksomheter som er aktuelle som registreringsobjekt. De registrerte virksomhetene hører hjemme både i den såkalte primærgruppen, dvs. bedrifter som driver kjerneaktivitetene innen leting, utbygging, vedlikehold, produksjon, ilandføring, foredling og transport av olje og gass, og i sekundærgruppen, dvs. de som har leveranser til primærgruppen eller som utfører bygging og drift av ilandførings- og foredlingsanlegg. I disse undersøkelsene tas vanligvis ikke avdelinger av utenlandske selskaper, enkeltpersonforetak, stiftelser og lignende med. Det samlede tallet på aktører som er med i olje- og gassklyngen kan derfor være høyere enn 800.

Imidlertid fins det ingen studier som klart skiller ut en egen gassklynge som del av olje- og gassklyngen. En viktig oppgave i denne studien er derfor å klarlegge hvorvidt de gassrelaterte aktører i Rogaland og Hordaland har slike forbindelser og relasjoner til hverandre at det er naturlig å kalle det en regional gassklynge. Studien bygger derfor på kartlegginger gjort av Karlsen og Quale (2003) og på Karlsen et al. (2005) om gassrelaterte næringsaktører i B/H/S-regionen. Dessuten kan det være ønskelig å se hvilke avgrensninger en eventuell slik klynge kan ha til sine omgivelser, dvs. til eventuelle relaterte næringer, bransjer eller markedssegmenter.

En naturgassklynge (NG-klynge) kan som konkurransearena bestå av tre elementer; næringsvirksomheten, et sett av beslektede økonomiske sektorer som deler gassnæringsens teknologiske og kompetansemessige grunnlag, og et institusjonelt rammeverk. Prinsipielt vil NG-klyngen da se ut som i figur 3.7.



Figur 3.7 Gassklyngen og dens omgivelser

Virksomhetene i klyngen er knyttet til virksomheter i relaterte næringer på ulike måter. Virksomhetene kan dele beslektet teknologi, etterspørre de samme kapital- og finanstjenester, etterspørre den samme type fagkompetanse i arbeidsmarkedet eller ha beslektet forretningsstrategi. I beskrivelsen som følger vil vi for enkelthets skyld anvende begrepet naturgassklyngens relasjoner til relaterte næringer, institusjoner og aktivitetssystemer som en samlebetegnelse for de mange tilknytningsformene.

Tentativt kan vi si at en antatt NG-klynge i B/H/S-regionen domineres av et par-tre større aktører (utdypes i kap. 6 og 7) som i grossistsammenheng produserer og distribuerer naturgass innenlands. I tillegg kommer leverandører av naturgassrelaterte tjenester, som transport og drift og vedlikehold av infrastruktur. Hovedkompetansen hos disse aktørene ligger i forholdsvis konvensjonell bruk av naturgass, som nok skaper beskjedne ringvirkninger for en næringsutvikling. Pådrivere for kompetanse- og teknologiutvikling fins likevel i FoU-miljøene og hos noen mindre aktører som driver rådgivning, opplæring og formidling av informasjon. I leveransekjeden til de større aktørene finner man mange aktører med blandede interesse av kunnskaps- og teknologiutvikling. Enkelte leverer eller mottar bare «proven technologies», dvs. løsninger som er velprøvd og enkle å skaffe til veie. Andre er opptatt av å finne frem til nye løsninger, noen ganger basert på ideer fra industriell økologi om flernivåutnyttelse av energitilgang (gartnerier), andre ganger med miljøbegrunnelser knyttet til naturgass som erstatning for mer forurensende energiformer. Nye brukere og bruksområder knyttes til de opprinnelige småklyngene, her er rederier og transportselskaper interesserte og i økende grad aktive. Både til ferger, buss, drosjer og privatbiler brukes naturgass i økende grad, i takt med utviklingen av infrastruktur for å få gassen frem til markedet (Karlsen og Quale 2003).

Avgrensingen mellom en naturgassklynge, de relaterte næringene og det institusjonelle rammeverket er imidlertid ikke åpenbar. Reve og Jakobsen (2001:143) anfører at interesseorganisasjoner og myndighetsorganer (OED/OD) gir viktige bidrag i form av ulike innsatsfaktorer til olje- og gassnæringen. Med unntak av viktige segmenter i maritim sektor ligger disse relaterte næringene utenfor selve naturgassklyngens verdikjede.

I utgangspunktet kan det (hypotetisk) antas at relasjonene mellom en NG-klynge, de relaterte næringene og det institusjonelle rammeverket har ulik styrke og retning. For hver av de valgte bransjer og aktivitetssystemer kan det derfor være viktig å se nærmere

på de roller og prosesser som preger samhandlingen med en NG-klynge. I tillegg til at relasjonene kan preges av ulik styrke, kan det også vise seg hvorvidt NG-klyngen er kritisk avhengig eller uavhengig av de relaterte næringene m.v. Den ulike graden av avhengighet kan være både ensidig eller gjensidig, og kan variere over tid.

De viktigste områdene å vurdere avhengigheten ut fra er faktorforhold, markedsposisjon og konkurranseforhold. Faktorforholdene omfatter tilgang, pris og kvalitet av aktuelle innsatsvarer, f.eks. både teknologisk utstyr eller FoU-resultater. Markedsposisjon gjelder først og fremst om hjemmekundene også er med blant de mest krevende på den internasjonale arena. Konkurranseforholdene omhandler hvor dynamisk selve klyngen er i forhold til struktur og strategier på både kjøper- og leverandørsiden.

En NG-klynge vil i denne sammenheng ha en pådriverrolle, dvs. kan stimulere til eller påvirker innovasjon og teknologiutvikling, samt utnytte de tilbud tilgrensende næringer og aktivitetssystemer gir. Fellesinteressen ligger i at bruken av naturgass øker. I sin tur gir det økt salg for distribusjonsselskapene, flere prosjekter og oppgaver for forskningsmiljøene, forbedrede driftsbetingelser for sluttbrukerne og økte muligheter for ny næringsvirksomhet for produsentene av naturgassen.

Hvorvidt B/H/S-regionens gassarenaer og -anvendelser stemmer overens med et slikt rammeverk er egentlig et empirisk spørsmål. I denne studien har vi forsøkt å beskrive hvorvidt de viktigste av disse aktører og aktiviteter som vist i figur 3.5 og 3.6 faktisk finnes. Dessuten kan et slikt rammeverk også legges til grunn for en mer inngående vurdering av relasjoner og innovasjonspotensial knyttet til innenlands anvendelse av naturgass.

De tre oppgraderingsmekanismene påpekt i Figur 3.5 kan styrke evnen til nyskaping blant bedrifter i klynger. Tankegangen bak mekanismene kan imidlertid kritiseres for å være regionalt «nærsynte». En legger vekt på at dynamikken i klynger oppstår gjennom samarbeid og konkurranse med geografisk nære bedrifter. Flere studier peker på at regionale næringsklynger kan «låses fast» i tradisjonelle måter å produsere på, nærme seg markedet på, osv. (Isaksen 2004). Tette lokale nettverk kan stenge for nødvendige impulser utenfra. Bedrifter i dynamiske klynger synes nemlig å hente kompetanse der den beste kompetansen finnes, og ofte i eksterne FoU-miljøer og klynger andre steder. Dynamikken mellom innhentet kompetanse og lokal bearbeiding og sosialisering av denne i klynger antas imidlertid å være spesielt viktig.

I klynger er det store muligheter for at kunnskap og impulser utenfra spres til flere aktører i klyngen, blant annet på grunn av den tredje oppgraderingsmekanismen jeg nevnte. Kunnskapen bearbeides av flere aktører, kobles sammen med aktørers egen kompetanse og kan bli til spesifikk lokal kompetanse som deles av flere lokale aktører. Klyngefokus vil også per definisjon i betydelig grad innebære at politikken retter seg mot å støtte opp om konsentrasjoner av vellykkede næringsmiljøer som er av en viss størrelse. Slike miljøer finner vi først og fremst i urbane strøk. Vinnersektorene og de geografiske industrielle tyngdepunktene får dermed langt mer oppmerksomhet enn mer enkeltstående aktører på mindre steder. Heller ikke bedrifter som tilhører bransjer som ikke er pekt ut som vinnere står spesielt sterkt i forhold til en næringspolitikk som er tuftet på klyngeteori.

Det åpne spørsmål er altså hvor det største innovasjonspotensialet befinner seg, og om naturgass er innen virkningsområdet for dette potensialet. Sett under sett kan vi anta at innovasjonspotensialet er størst:

1. Innen de kunnskapsområder man allerede ligger *langt fremme internasjonalt*
 - Naturgassanvendelser er neppe et slikt felt
2. Innen de konkurranseutsatte næringer hvor man allerede har en *kritisk masse* av bedrifter som samhandler og konkurrerer
 - Naturgass mangler kritisk masse
3. Omtrent umulig å innovere i nye satsingsområder hvor det *ikke er noe fra før*
 - Kan naturgass bli et unntak fra det generelle mønsteret?

I utgangspunktet kan det derfor se vanskelig ut for naturgass å lanseres som en kandidat for nyskaping og innovasjon, i alle fall på kort sikt.

Reve (2006, **sjekk ref**) hevder at utviklingen innen den globale økonomien er at det dannes færre og større globale hierarkier av næringsklynger og at konkurransen mellom klyngene blir sterkere. Utviklingen innen moderne kommunikasjon gjør at også klyngene går på tvers av landegrensene. Anbefalingene fra Reve er derfor at regioner må bygge unik styrke snarere enn å kopiere andre regioner, at klyngebasert innovasjonspolitikkk må utformes i tett dialog med bedriftene i klyngene, at det trengs ulike verdiskapingsstrategier for ulike klynger og at man må stimulere klynger til å vokse frem nedenfra snarere enn å forsøke å skape næringsklynger gjennom strategiske investeringer iverksatt gjennom politiske vedtak.

I forhold til regional næringspolitikk er det spesielt viktig å vise til den politiske oppmerksomhet de identifiserte klyngene (både geografisk konsentrerte og mer nettverksbaserte verdikjeder) har fått. Disse er blitt oppfattet som industrielle tyngdepunkt som gjennom sin klyngetilhørighet har ytterligere evnet å tiltrekke seg virksomheter, kapital (privat og offentlig), og arbeidskraft. Næringspolitikken har endret karakter fra å satse på svake sektorer til mer å bli orientert mot vinnerne.

Overfører vi dette til B/H/S-regionens arbeid med å danne en gassklynge er altså poenget at regionen måtte finne sin egen modus, og at nettverk, dialog og samarbeid om praktiske og prinsipielle løsninger kunne være en farbar vei. Dessuten måtte det være mulig å få til skreddersydde opplegg for klyngens innovasjons- og verdiskapingsaktiviteter, Næringsnøytrale opplegg virker dårligst. Og til sist er det ikke gitt at en slik regional gassklynge kan sentralplanlegges og dirigeres fra toppen (Normann & Isaksen 2009). De økonomiske rammevilkårene må få klyngen til å vokse frem nedenfra, samtidig som det gis oppmerksomhet til de formelle og uformelle relasjoner som må styrkes.

4 Marked – hierarki – nettverk

I økonomisk teori har vi mange ulike modeller for hvordan markeder skapes og hvordan nyskapede produkter og tjenester sprer seg i dette markedet. Alle teoriene henter sin empiriske motsvarighet i private virksomheters næringsutvikling, med det sett av økonomiske motiver, rasjonalitet og markedskamp som karakteriserer slike aktører. Imidlertid drives næringsvirksomhet også i offentlig sektor, tradisjonelt som statseide nøkkelvirksomheter styrt gjennom det politiske hierarkiet, men etter hvert også som hybride organisasjoner som utvikler seg i skjæringsfeltet mellom politikk og næring. Grensene mellom offentlig og privat sektor utviskes, begge driver næring og organiserer seg sammen for å vinne brukernes gunst og pengepung. Naturgass er en ressurs som i prinsippet eies av samfunnet, men forvaltes, foredles og fordeles både av offentlige og private aktører. Egentlig ligger det i sakens natur at naturgass vil være en allmenning både for offentlige og private virksomheter. Det er derimot ikke gitt at alle vil organisere seg på samme måte. I utgangspunktet kunne alle de regionale tilbyderne av naturgass og tilhørende tjenester i B/H/S-regionen fritt velge sin organisasjonsform og styringsstruktur. De var ikke bundet av forutgående føringer, nettopp fordi de fleste representerte nye gassaktører og fordi markedet faktisk ikke var dannet. Aktørens organisasjonsstruktur, strategi og tilbud måtte nydannes, og valgmulighetene var åpne.

4.1 Teoretisk triangulering

Så langt har vi påpekt muligheten for å teoritriangulere det empiriske bildet vi skal forsøke å tegne. Det teoretiske mangfoldet som er streket opp så langt peker på fire ulike anvendbare perspektiver. Det første bidraget dreier seg om *transisjonsprosesser*. Hvilke betingelser knytter seg til skift i energisystemer og hvor lenge varer et system? Vi startet med bygass i 1848 og holdt det ved like til 1970-tallet. Vil vi fortsette nå med LNG fra 2000 til 2070? Det andre perspektivet omhandler *tidligmarkeder*. Hvilke deler av naturgassanvendelsen vil representere en læringsarena for resten av landet, eventuelt for eksport? Når og under hvilke vilkår forventes et massemarked? Et tredje bidrag dreier seg om såkalte *disruptive teknologier*. Har naturgassanvendelse en reell disruptiv karakter og vil energiselskapene ignorere eller utnytte denne? Det fjerde perspektivet omtaler *klynger, innovasjon og nyskaping*. Fins det en (regional) gassklynge eller er den bare et segment i en oljeklynge? Egner gassanvendelser seg egentlig for innovasjon, eller er det ikke heller et spørsmål om kjente varer på et kjent marked?

For de store energiselskapene og deres kunder tilbyr de nye teknologiene og markedene tydeligvis små eller ingen fordeler. Selskapene nærmer seg markedene på samme måte som før, og ser bort fra det potensielle regionale markedet siden disruptive løsninger ofte tilsier lavere fortjenestemarginer (Christensen et al. 2006). Både verdier og målsettinger hos oljeselskapene styrer så vidt man kan se oppmerksomheten bort fra teknologier eller løsninger som kan forstyrre strategien eller gjøre fokus på kjernemarkedet uskarpt. Derfor er det mest vanlig at disruptive løsninger fanges opp av mindre virksomheter som ikke nødvendigvis er etablert i hovedmarkedet, og hvor det å

utvikle eller ta i bruk den disruptive teknologien representerer en ny mulighet (Christensen et al. 2000).

Christensen (1997) anbefaler at store, markedsledende selskaper bør se opp for disruptive løsninger og investere i mindre og nye virksomheter. Dermed kan de fortsette å presse på en videreutvikling av teknologien i kjernemarkedet. Om de tar i bruk en slik strategi så kan det gi de store selskapene en begunstiget posisjon i forhold til disruptive løsninger og deres talsmenn. Selv om enkelte oljeselskaper har aksjeposter i regionale gasselskaper så som Gasnor og underselskaper spunnet ut av Lyse Energi, er slik strategisk posisjonering ikke observert i omfattende grad i Norge. Derfor er det vel rimelig å anta at naturgass teknologi ikke anses som disruptiv i den egentlige teknologiske betydning. Snarere kan slik teknologi som knytter seg til distribusjon og anvendelse på et innenlandsmarked anses å være en radikal og disruptiv markedsløsning i lys av en fremtidig energitilførselsmangel. En slik løsning kan endre markedet betydelig, den kan skape starten på et nytt segment i energileveranse markedet i Norge.

Når vi trekker disse teoretiske trådene sammen, finner vi at alle peker mot en viktig syretest; nemlig å forklare hvordan skal det regionale markedet erobres. Utfordringen når det gjelder innenlands bruk av naturgass i Norge er nok ikke knyttet til å utvikle helt nye teknologier. De fleste løsningene som brukes i denne sektoren er ennå velkjente og tilgjengelige på det internasjonale marked. Snarere er utfordringen å utvikle en dynamisk markedssituasjon, dvs. å støtte både «skyv-og-trekk» drivere som er sterke nok til å skape et selvdrevet marked. I tillegg er ikke alltid disruptive løsninger disruptive nok for brukere og kunder, dessuten tar det ofte lenger tid før de også er nevneverdig disruptive overfor etablerte selskaper. Markedsledende selskaper har ofte vansker med å innse at nye løsninger er på vei til deres marked.

Disse ideene fra ulike teorier om økonomiske transisjonsprosesser, teknologitilpasningssyklus, disruptiv nyskaping og klynger må derfor utvides med et perspektiv på *samstyring* og *nettverksdannelser*, dvs. hvordan beslutningssterke nettverk er bygget på ulike nivåer og mellom ulike aktørgrupper (politikere, lokale/regionale myndigheter, næringsliv, kunnskapsinstitusjoner, etc.) for å realisere oppstarten av et nytt næringssegment. Vi trenger altså alternative forklaringer til de økonomisk inspirerte teoriene for å forstå hvordan private og offentlige aktører kan samvirke for å skape et regionalt, innenlands naturgassmarked. Ved erobring av et nytt marked, hvilken struktur og strategi gir aktørene størst sjanse for forretningsmessig gevinst; hierarki (vertikalt byråkrati), nettverk (likeverdig partnerskap), marked (kommersiell konkurranse) eller ulike blandingsformer?

4.2 Samstyring og regioner

Rogaland fylke har vært en pioner i innenlands bruk av naturgass i Norge. Fylket kan ses som et regionalt innovasjonssystem som gir lokaliserte, eksterne ringvirkninger, lokalisert mobilitet av faglært arbeidskraft og nyskaping relatert til samarbeid og konkurranse mellom offentlige og private aktører (Edquist 2005). Forsøkene på å fremme bruken av naturgass i Rogaland kan ses i lys av ideer om «sosio-politisk ledelse og styring», slik dette er definert av Kooiman (2000:139) som:

Ordninger hvor både offentlige og private aktører sikter mot å løse samfunnsmessige problemer eller skape samfunnsmessige muligheter, og sikter mot å ta vare på de samfunnsmessige institusjoner hvor disse styringsaktivitetene finner sted.

I regional sammenheng har bruken av naturgass blitt sett som en naturlig forlengelse og utvidelse av oljeaktiviteten, en mulighet til å diversifisere og skape en mulig «tredje energivei» (vannkraft er den første og olje den andre) for å høste og sikre samfunnsmessige muligheter for regional utvikling.

Selv om naturgass kan ses som komplementær til oljeaktiviteten og derfor til en viss grad ses som uttrykk for norsk «stivhengighet» og «systemisk innlåsing/synkronisering» (Benner 2003), er det ikke selvnlysende at dette faktisk er tilfelle. I særdeleshet er sluttbruken av naturgass avhengig av andre teknologiske løsninger og annen teknisk kunnskap enn ulike oljeprodukter. Sluttbruken er også blitt knyttet til de miljømessige begrensninger innenlands anvendelse innebærer som ofte er diskutert både i nasjonal og regional debatt. Teknologiske innovasjoner og nyutvikling har derfor blitt ansett som viktige også på dette feltet. En utfordring denne studien møter er derfor å beskrive og analysere de regionale forsøkene på å styrke FoU-aktiviteter som gjelder bruken av naturgass av virksomheter, nettverk mellom virksomheter og partnerskap mellom private og offentlige aktører. I hvilken grad har B/H/S-regionen maktet å skape den nødvendige kunnskap og de gode vilkår for en suksessrik nyskappingsstrategi knyttet til gassanvendelser?

Flernivåstyring (multi-level governance) er selvsagt ikke et helt nytt fenomen. Men modernisering av offentlige organer og institusjoner stiller i økende grad aktørene overfor nye utfordringer. Særlig gjelder dette effektiv samordning på tvers av ulike styrings- og administrasjonsnivåer, men også relasjonen til aktører i privat sektor settes på prøve. Flernivåstyringen innebærer både samvirke mellom ulike nivåer i en beslutningsprosess, ofte som en kollektiv beslutningstaking hvor både lokale, regionale og nasjonale nivåer trekkes med, men gjerne slik at det nasjonale nivået overlater kontrollen over selve beslutningsprosessen til det regionale og lokale nivået.

I relasjon til de regionale gassmarkedenes oppbygging foregår flernivåstyringen slik at den trekker med ulike typer offentlige og private aktører. I stort kan dette redusere transaksjonskostnadene og bygge nye typer sosial kapital. Behovet for slik flernivåstyring er tett knyttet til fremveksten av en kunnskapsbasert regional økonomi. Her befinner regionale og lokale aktører seg i førersetet som endringsagenter, gjerne med politikkutforming både fra toppen og fra bunnen. Poenget er ofte å utvikle et lokalt lærende nettverk som promoterer en kompetent arbeidsstyrke på det valgte satsingsområdet gjennom samarbeid snarere enn gjennom hierarkiet. Kunnskap er lokal, i den forstand at den holdes av individer, men den utvikles gjennom samarbeid og kollektiv læring. I seg selv vil læringen kunne stimuleres gjennom nettverk, og læring og nyskaping fungerer best når aktørene er tett nok koblet til hverandre til at de kan samhandle og utveksle informasjon, erfaring og innsikt. Det kan realiseres gjennom nettverk. Å utvikle et regionalt energimarked krever derfor både tillit, sosiale normer som støtter samarbeid og lojalitet i nettverket, alt er komponenter i den sosiale kapital en region trenger om den skal utvikle noe nytt.

Som modell for beslutningstaking har flernivåstyring flere iboende svakheter, ikke minst knyttet til forutsetningene om tillit, gjensidighet, omdømme, holdning til læring, inkludering osv. Dessuten kan det være utfordringer knyttet til hvordan ansvaret for beslutningstaking og for konsekvenser av dette er fordelt. Selv om modellen impliserer en form for medvirkning fra aktører under toppen av de aktuelle organisasjoner, kan man også tenke seg at nettverket blir elitistisk snarere enn demokratisk, ekskluderende snarere enn inkluderende, læringsvegrende snarere enn læringsvillig osv. Lynn et al. (2001) foreslår en styringslogikk som ser politikkutfall knyttet til fem faktorer;

1. *Omgivelser*; politisk struktur, grad av konkurranse, økonomiske rammevilkår, lover og regler, etc.
2. *Interessentprofil*; særtrekk, behov og atferd
3. *Behandlingsfaktorer*; misjon og mål, inkluderingskriterer for målpopulasjonen, program, prosjektets anvendelsesområde, ferdigheter og intensitet i leveransen av tjenester
4. *Strukturelle faktorer*; organisasjonstype, integrasjonsnivå, sentraliseringsgrad, administrative regler, budsjetter, kontrakter, lokal ledelse og kulturelle forhold
5. *Ledelsesroller og tiltak*; fortolkning av policy direktiver, ledelsespraksis, støtteapparat, profesjonalitet, ansvarlighet

Flernivåstyring innebærer altså at beslutningsautoriteten ikke er sentrert til ett punkt i organisasjonen, men fordelt på ulike nivåer eller lag. Selv om toppledelsen i de involverte organisasjoner nok forsøker å styre beslutningene, vil de likevel aldri fullt ut makte å gjøre det. Makten er spredt i nettverket og selve nettverket er beslutningenes node (Hill og Hupe 2002, 2006). Hvorvidt disse forutsetningene er til stede i B/H/S-regionen og følges som styringslogikk hos det begynnende gassmarkedets aktører, er ennå et åpent spørsmål.

4.3 Tre mulige koordineringsformer

Det regionale naturgassmarkedet i Norge preges i dag av mangeartede aktører og tilhørende forretningsmodeller. Noen er sprunget ut av offentlig sektors omdanning av lokale kraftselskaper, andre av petroleumsnæringens aktørers erfaring med og ønske om å ta hånd om et fremtidig innenlandsmarked for naturgassanvendelser. Som et analytisk utgangspunkt er det nyttig å starte med de to viktigste spørsmål som knytter seg til dannelse av organisasjoner med kommersielle mål; hvordan organisere og hvordan styre? I økonomisk organisasjonsteori vil det være naturlig å identifisere de sentrale institusjonelle former som styrer svarene på disse spørsmålene. Er det marked, nettverk eller hierarki som danner rammen for de økonomisk motiverte transaksjoner denne markedsdannelsen representerer? Forståelsen av institusjonell basisform vil gi oss en pekepinn på hvorvidt aktørene selv vil produsere naturgassen i den form de ønsker å levere den på markedet, om de vil kjøpe den av andre i et underleverandørmarked og deretter distribuere den, eller om de vil inngå avtaler med partnere om sammen å levere markedsproduktene. Til disse institusjonelle formene knytter det seg ulike styringsformer; markedet vil forholde seg til aktører som tilbyr og etterspør, nettverket til ulike former for avtalebaserte partnerskap og hierarkiet til ulike nivåer som innehar ulik makt over selve leveransekjeden. Incentivformene vil også variere, mellom rene

kommersielle motiver, organisasjonsmessige ambisjoner og sosiale eller politiske motiver for vekst. Selvsagt må alle aktørene tilordnes en kontrollmekanisme, enten det dreier seg om ulike former for evaluering, selvkontroll eller utøvelse av autoritet. Summerer vi opp dette kan vi finne strategier som forfølger ideen om økt konkurransekraft, andre som er basert på at veksten skal oppnås gjennom planlagt arbeidsdeling og samordning, og atter andre som nok er styrt av ideen om å bygge nye institusjonelle ordninger. Alle tre strategiene er mulige i et innenlands gassmarked.

4.3.1 Hierarkiet

Weber (1971:107-108) omtalte hierarki som et fast og ordnet system av over- og underordnede posisjoner i en byråkratisk organisasjon, f.eks. et moderne embetsverk, hvor de med større myndighet fører oppsyn med dem som har mindre myndighet. Embetshierarkiet, i sin fullt utviklede form hører til de typer sosiale strukturer som er aller vanskeligst å ødelegge, sier Weber (1971:141). Hierarkiske organisasjonsformer er preget av stor avstand mellom topp og bunn. De kan ha mange ulike nivåer og det kan være mange underordnede i forhold til de bestemmende og overordnede, da får vi såkalte pyramidale strukturer. Sentralt i forståelsen av hierarki står begrepet makt og autoritet. Aktøren har evnen til å tvinge igjennom sine valg, til tross for motstand. I et sosialt skapt hierarki, slik en organisasjon er, vil de som står lavest på rangstigen ha minst innflytelse på avgjørelsene. Autoritet og makt springer ut fra hierarkiets topp, det byråkratiske hierarkiet er monokratisk, dvs. det har én kilde. Mest utviklet er hierarkiet i offentlig forvaltning. Hierarkisk organisering dreier seg da om arbeids- og rolledeling mellom overordnet og underliggende virksomheter og om hvorledes makt- og styringsforholdene mellom de to nivåene skal være.

Den norske statsforvaltningen er hierarkisk oppbygd. Departementene er underordnet Kongen, og direktorater og tilsvarende organer er i sin tur underordnet departementene. Siden naturgass i utgangspunktet er fellesskapets eie, kan innenlands gassbruk i prinsippet også tenkes bygd ut som element i en offentlig, hierarkisk organisasjonsform. Helt siden starten av petroleumsæraen har staten forvaltet nasjonens olje- og gassressurser. Den har etablert selskaper som har ivaretatt selve produksjonen og distribusjonen av disse, både i forhold til de utenlandske og innenlandske markedene. Selv om styringen og organiseringen av enkelte aktiviteter og selskaper over tid er overlatt til aktører og arenaer utenfor myndighetenes direkte kontroll, er det norske gassbildet på ingen måte fri for fortsatt hierarkisk kontroll og styring gjennom offentlige ordninger og aktører. Det gjelder også den innenlandske omsetningen og anvendelsen av naturgass.

4.3.2 Markedet

Man kan også i prinsippet godt tenke seg at innenlands gassbruk ble organisert som et fritt marked. Det ville i så fall være preget av kortvarige, transaksjonelle forhandlinger mellom mange kjøpere med deres ulike behov og kjøpekraft og mange gasselgere med sine leveranseforutsetninger og spesifikke forventninger til pris og betalingsvilkår. Det særpregede ved et marked som styrings- eller samordningsform er at det innebærer frivillig bytte av varer og tjenester til kjent pris mellom to parter. Det er ikke nødvendig at aktørene kjenner hverandre på forhånd for å inngå i byttene, prisen gir signal om at de

stadige bytteaktivitetene er samordnet. I et marked som er i sin begynnelse kan dette signalet endre seg hurtig og dermed påvirke aktørenes interesse for å selge eller kjøpe. I Norge var det ikke enkelt å finne det riktige startnivået for prisen på gassen på det innenlandske markedet. Man var avhengig av å ha referanser til liknende markeder i Europa hvor man har lang erfaring fra slik gassanvendelse.

I økonomisk teori defineres marked som enhver struktur som gjør det mulig for kjøpere og selgere å utveksle alle typer varer, tjenester og informasjon. Tilbud og etterspørsel utgjør relasjonene mellom selgere og kjøpere av et økonomisk gode i et marked med fullkommen konkurranse. Når varer eller tjenester byttes mot penger, foretar man en transaksjon. Transaksjon kan være en ensidig overføring fra en part til en annen part eller en tosidig utveksling mellom kjøpere og selgere, som er hovedparter i et marked. Markedets hovedfunksjon er at et hvert salgbart produkt kan evalueres og verdsettes til en pris. Denne verdifastsettelsen er gjenstand for betydelige studier innenfor økonomi og har resultert i flere teorier og modeller om grunnleggende markedskrefter som tilbud og etterspørsel. Et marked skapes hvis det er knapphet på noe folk vil ha, det må altså være et behov. Da kan markedet oppstå mer eller mindre spontant eller bevisst konstrueres av aktørenes samhandling for å muliggjøre bytte av eierskapsrettigheter til gjenstandene eller tjenestene som omsettes. Slik sett er marked arenaen, mens handel er aktiviteten. Arenaen sørger for at ressursene i et samfunn kan spres og fordeles til de som har høyest betalingsvillighet for godene. Et gode i økonomisk sammenheng er et produkt, vare eller tjeneste som direkte eller indirekte øker nytten til kunden. Godet vil tilfredsstillende ønske eller behov, og det kan selges og kjøpes til en pris på et marked. Goder har normalt avtakende grensenytte for kunden. Nyttens av den første enheten som kjøpes er større enn den neste, helt til nytten ikke lenger motsvarer behovet. Naturgassen er dette godet som det skal handles med. Den fremtrer i ulike «forpakninger» og leveranseformer (rørbasert tørrgass, CNG, LNG) og vil derfor kunne ha ulik pris, ulike markeder og ulike selgere og kjøpere.

Klassiske økonomer (jf. Adam Smith) beskriver tilbud og etterspørsel som avgjørende for markedsprisen til en vare, mens varens reelle verdi (naturlige pris) er bestemt av produksjonskostnadene. Marginalistiske økonomer (jf. Stanley Jevons) så på nytteverdien som avgjørende for varens verdi, og mente at denne lot seg fastslå gjennom å finne likevektsprisen når tilbud og etterspørsel var i balanse. Nyklassisk økonomi (jf. Alfred Marshall) forener disse perspektivene i et forsøk på å forklare og forutse forandringer i prisdannelsen i markedøkonomien. Her bestemmer tilbud og etterspørsel den kortsiktige prisdannelsen, mens produksjonskostnaden bestemmer den langsiktige prisdannelsen.

Vi må altså tenke på markedøkonomi som en koordineringsform der markedet og fri konkurranse bestemmer priser på og fordeling av knappe ressurser og goder ved hjelp av markedskrefter som tilbud og etterspørsel. Privat sektor er eier av virksomhetene, som konkurrerer om å levere de varer og tjenester forbrukerne etterspør. Myndighetene griper sjelden direkte inn for å påvirke markedsutviklingen i en bestemt retning i en slik markedøkonomi.

Imidlertid, markedformen styrer konkurransen og vi har mange ulike markedformer. De ulike formene defineres ut fra visse kriterier: antall og størrelse på tilbydere og

kjøpere, grad av produkt differensiering, tilgjengelig informasjon, samt inngangs- og/eller utgangsbarrierer i markedet. Vårt innenlandsmarked for naturgass likner mest på et oligopol og i perioder på et duopol. Oligopol er kjennetegnet av noen få, store tilbydere som dominerer markedet. Hver og en av tilbyderne har så store markedsandeler at de har mulighet til å styre prisen. Varene som tilbys har de samme egenskapene og dekker det samme behovet, dvs. homogene varer. Naturgass er en homogen vare, det norske bensinmarkedet er også homogent. Vi har få tilbydere (Esso, Statoil, Shell osv.), og de fleste kjøpere antar at bensinen har lik kvalitet uansett hvor de kjøper den. Det samme gjelder naturgassen. Pris er derfor et mindre egnet konkurransemiddel i et oligopol. Tilbydere benytter heller andre virkemidler, som reklamekampanjer, servicetiltak osv. Når det er to forholdsvis like store bedrifter på samme marked har vi et duopol. I og med at det er kun to bedrifter i markedet, er det meget gjennomsluktig, noe som fører til at bedriftene tilpasser seg hverandre.

Situasjonen for den innenlandske anvendelsen av naturgass er ikke noe frikonkurransemarked, snarere tvert om. I den analyseperioden studien dekker, finner vi lenge bare én tilbyder (Gasnor), deretter en periode med to (Gasnor og Naturgass Vest), og så en kort periode med tre (med Lyse Gass) tilbydere. Mot slutten av perioden er det bare to tilbydere tilbake i B/H/S-regionen. Oligopol- og duopolformen er derfor den mest aktuelle markedsformen, men den anses som en pervertert variant av et marked med fullkommen konkurranse. Et marked med få tilbydere samordner ikke transaksjonene perfekt fordi det egentlig ikke påvirker prisen til kundene. Dessuten vil gassanvendelser også ha såkalte eksterne effekter som ikke nødvendigvis avspeiles i prisen. Dette dreier seg om forurensningskostnader knyttet til utslippet av klimagasser og partikler m.v. Kanskje mangler et begynnende gassmarked også løpende og oppdatert informasjon til markedsaktørene slik at man heller ikke finner frem til en likevektspris av den grunn.

4.3.3 Nettverket

Med et perfekt marked hvor aktørene har full informasjon, ingen eller neglisjerbare transaksjonskostnader og full ressursmobilitet, skulle man i prinsippet ikke forvente å finne langvarige relasjoner, i hvert fall ikke mellom selgere og kjøpere. Nettverkssamarbeid mellom økonomiske markedsaktører skulle derfor heller ikke eksistere. Praksis viser imidlertid at ulike forretningsrelasjoner eksisterer, og disse er ofte basert på en samhandling som er mer permanent og omfattende enn hva klassisk økonomisk teori predikerer.

Samarbeid mellom organisasjoner er derfor ikke noe nytt. Studier av nettverk har en lang historie, i første omgang knyttet til ikke-kommersielle organisasjoner. Thorelli (1986) påpekte i en klassisk studie at forståelsen av interorganisatoriske nettverk ville være enda viktigere når det gjaldt næringsvirksomhet. Nettopp fordi næringsaktører er involvert i teknologioverføring, utveksling av informasjon, regnskapsoperasjoner og finanstransaksjoner, så vel som markedsføring, trenger man et mer helhetlig grep på forståelsen av hva nettverk er. I økonomisk forstand begrunnes ofte organisasjonen med at man oppnår skalafordeler og spesialisering og at man derved kan redusere transaksjonskostnader knyttet til produksjon og fordeling av varer og tjenester.

Nettverkssamarbeid er altså en organisatorisk tilpasning som kan være et alternativ både til det interne hierarkiske mønsteret og til den eksterne utvekslingen av bytter på markedet. Sammenlignet med den interne løsningen vil nettverket ikke gi samme grad av egen kontroll og styring med de faktiske transaksjoner, og sammenlignet med markedstransaksjonen vil nettverket kreve mer gjensidig avhengighet mellom partene. Hierarkiet er preget av sterk administrativ styring innad i organisasjonen, mens markedsløsninger kjennetegnes av effektiv tilpasning gjennom prisen på varen eller tjenesten som omsettes. Haugland (1994) har foreslått en klassifikasjon av marked og hierarki, ikke som en todelt variabel, men som et kontinuum. Her vil ulike former for samarbeid, fra det uformelle og ad hoc-baserte til det formaliserte og langvarige fordele seg som løsninger med ulik grad av markedsmessige eller hierarkiske særtrekk. Grandori og Soda (1995) foreslår på sin side en tredeling av nettverksbaserte samarbeidsformer, basert på grad av formalisering og sentralisering av samarbeidsaktiviteten, og på forståelsen av ulike styringsmekanismer. Byråkratiske samarbeidsnettverk er basert på formaliserte avtaler, kontrakter og rutiner. Proprietære nettverk er knyttet til formaliserte avtaler om styring gjennom eiendomsrett, hvor fellesselskaper kan etableres av to eller flere eierselskaper for å gjennomføre nye fremstøt på markedet og for å dele risikoen. Sosiale nettverk kan oppstå som følge av personlige eller familiære relasjoner, og nettverket vil typisk samhandle på basis av felles kulturelle normer, gjensidige posisjoner og uformell sosial kontroll.

Det interorganisatoriske nettverket kan også ses som en form for «politisk økonomi» som gjelder fordeling av penger og autoritet. Slike begrensede ressurser er nødvendige for organisasjoner som skal drive optimalt i utviklingen av et marked. Selve nettverket kan knyttes opp mot en utvidet omgivelse som består av myndigheter, lovgivere, offentlige instanser og borgere flest. Flyten av ressurser inn i slike nettverk vil kritisk avhenge av hvordan disse institusjonelle omgivelsene utvikles og hvilken atferd de viser overfor nettverket (Benson 1975:229). Faktisk kan vi tenke oss at nettverkets eksistens blir bestemt av sine omgivelser gjennom både markeder og institusjonelle ordninger.

Nettverk blir dessuten en måte å kunne veksle mellom konkurranse og samarbeid. Høye transaksjonskostnader kan fremme behovet for samarbeid mellom virksomheter (Williamson 1975, 1979). Nettverkssamarbeidet kan også gi konkurransefortrinn for den enkelte aktør. Nettverket kan utvikle seg over tid, basert på en historisk samarbeidsrelasjon. Derfor har bruken av begrepet «nettverk» fått økt popularitet for å betegne ulike former for allianser og samarbeid (Clegg og Hardy 1996). Den avhengighet mange virksomheter har av hverandre i den moderne markedøkonomien avdekker at leveranser til et marked sjelden kan tilbys bare av én aktør, men støtter seg til hele nettverkets leveransekjede. Dessuten er slikt samvirke viktig for den enkelte virksomhets evne til å overleve. Konkurranseskraften hos en virksomhet ligger i hvor effektiv dens transaksjoner med andre virksomheter den er avhengig av, er. Byttestransaksjonene kan omfatte både varer og tjenester og utveksling av informasjon. Nettverket sikrer en utveksling av ønskede transaksjoner og gir dermed også en positiv bidrags-byttebalanse for nettverksdeltakerne. Verdiskapingen skjer ved at deltakerne deler risiko, informasjon og ressurser for å unngå kostnadsdrivende dobbeltarbeid, og at de slik oppnår en effektiv arbeidsdeling. Den enkelte får mer tilbake enn den yter, og det gjelder for alle. Det kollektive bidraget til konkurransekraft anses å være større enn

summen av de enkelte aktørenes individuelle bidrag. Dessuten øker nettverket den enkelte organisasjons fleksibilitet, man kan kjøpe, leie eller kontrahere ressurser fra andre når det trenges. Dette kan gi lavere faste og variable kostnader ved at virksomheten slipper å binde interne ressurser til midlertidige oppdrag, og dessuten kan den oppnå lavere pris hos sine konkurrerende underleverandører. Kjerneorganisasjonen vil så få bedre anledning til å utvikle sin spisskompetanse.

Imidlertid kan transaksjonene mellom aktørene i et slikt nettverk være svært ulike, betinget av økonomiske, teknologiske og sosiale forhold. Nettverkets omfang, permanens, bytterelasjoner og utvekslingsintensitet kan variere over tid. Om nettverket blir for omfattende slik at den enkelte virksomhet opplever at den ikke kan makte å vedlikeholde eller utnytte alle samarbeidsrelasjonene, vil den kunne oppleve at det «koster mer enn det smaker» å være med i nettverket. Dessuten kan transaksjonskostnadene i nettverket øke slik at det ikke lønner seg lenger å være deltaker. Kjernekompetansen kan også svekkes over tid (Jacobsen og Thorsvik 2007:208-209). Selv om samhandlingen internt tidvis kan preges både av konkurranse og samarbeid, av tap og vinning, vil virksomhetene likevel være å oppfatte som deler av samvirkende aktørnettverk.

Nettverksdannelsene kan ha ulike formål og omfang, enkelte virksomheter kan inngå som eiere i hverandres organisasjoner, andre vil bare ha utveksling av avtalte varer, tjenester og informasjon. Krysseierskap mellom virksomheter og organisasjoner, slik vi finner i energibransjen, kan vise seg i utveksling av personell, gjensidige styreverv, forpliktende samarbeidsprosjekter, ledelseskontakter av formell og uformell karakter, osv. Nettverksorganisering kan antas å være både omfattende og langsiktig. Det er løsere enn hierarkiet, men mer forpliktende enn markedet. Nettverket gir en overgang fra sentralisert til desentralisert makt sammenlignet med hierarkiet, det sikrer en verdiskaping nærmere brukerne og tettere på samarbeidspartnerne. Den byråkratiske og lagdelte logikken erstattes av større likhet og jevnbyrdighet i fremstillingen og distribusjonen av varer og tjenester.

Castells (2000) mener nettverksorganisering særpreger dagens samfunnsmessige utviklingstrekk. Han betegner fremveksten av et «nettverkssamfunn» som den store samfunnsmessige transformasjonen. Først er industrisamfunnets stadium tilbakelagt, fortrent av informasjonalismen som er den underliggende produksjonsmåten for nettverkssamfunnet. Det er utviklingen av informasjonsteknologi som er driveren i den nye samfunnsformasjonen. Dermed utfordres de tradisjonelle organisasjonsformer fra alle kanter. Fremveksten av det informasjonsbaserte nettverket presser i særdeleshet den tradisjonelle hierarkisk-byråkratiske styringsformen. Når de tradisjonelle formene forvitrer eller fortrenses, lettes også muligheten til å gjennomføre mer fleksible produksjonsprosesser. Ledelsesformene kan dessuten endres mer i desentralisert retning, samarbeid mellom organisasjoner og virksomheter forsterkes, og strategiske allianser mellom grupper av virksomheter utvikles og befestes. Samfunnets økonomiske arena er dermed blitt nettverksbasert.

Fremveksten av et innenlands gassmarked kunne derfor utmerket vel organiseres som et nettverk, hvor tilbydersiden består av virksomheter som kjenner hverandre og samvirker for å levere sine varer og tjenester til store og små kjøpere som ikke kjenner hverandre

eller samvirker aktivt. Det er imidlertid ikke gitt hvor sterke og bestandige nettverkene vil være. Det vil kunne avhenge av hvilke motiver som har skapt det felles nettverk og hva slags formell eller uformell basis det hviler på. Noen kan være tids- og oppgavemessig avgrensede, og være bundet opp til en inngått avtale. Andre vil være mer uformelle, men hvor gjensidig avhengighet, tillit og kontroll balanserer hverandre ut på armlengdes avstand. Atter andre kan være basert på langvarige tillitsforhold, felles normer og ulike former for institusjonell kontroll. Selv om man kan forvente at enkelte aktører knytter seg til hverandre i nettverk for å kunne posisjonere seg på innenlandsmarkedet for naturgass, er det altså ikke gitt hva slags nettverksorganisering man vil kunne få se (Adobor 2006).

4.4 En taksonomi for styringsformene

Vårt utgangsspørsmål berører hvilken styringsform som er best egnet for en virksomhet som ønsker å utvikle et nytt marked, slik som i tilfellet med det innenlandske gassmarkedet. Slik Coase (1937) opprinnelig formulerte det, anser vi altså virksomheten som å være en styringsstruktur innrettet for å organisere transaksjonskostnadene best mulig. Valget av styringsform betyr mye for utfallet av selve transaksjonene og kostnadene forbundet med disse. Williamson (1975) presenterer oss tidlig for to alternativer, marked eller hierarki, og tilbyr deretter en tredje mulighet i hybrid- eller nettverksorganisasjonen for å styre transaksjonskostnadene. Idealtypisk snakker vi altså om tre typer av samordning og styring slik vi har diskutert foran; *hierarkiet* som ofte omtales som byråkrati og som bygger på standardisering, *markedet* som samordner ressurstilganger og *nettverket* som fungerer gjennom ulike former for gjensidig tilpasning (Thompson 1991: 243-245).

Ikke alle er tilfreds med en slik tredeling av styringsformene. Debatten dreier seg om nettverket er en hybridform mellom marked og hierarki. Er de verdier på en underliggende kontinuerlig variabel (jf. Haugland 1994), eller utgjør de tre verdier på en diskret variabel (Barney og Hesterley 1996:122-123)? Om det første er riktig vil nettverket kunne låne trekk av både hierarkiet og markedet, hybridformen vil variere med den situasjon nettverket befinner seg i. Er det andre riktig vil de tre kategoriene være uavhengige og forskjellige fra hverandre. Da snakker vi om at våre organisasjoner enten styres som hierarkier (byråkratier), nettverk eller som markeder.

Altså - marked, nettverk eller hierarki? Aktørene i vårt innenlandske gassmarked kan innrette sine relasjoner med sine omgivelser etter å ha gjort en vurdering av kostnader og nytte ved de ulike transaksjonsformene. I markedet er aktørene atomistiske og samhandler uten at det dermed oppstår varige bindinger. I flernivåhierarkiet har aktørene organisert seg internt med kommandokjeder hvor all samordning og kontroll foregår vertikalt. I nettverket er markedet til dels erstattet med samarbeid av en viss varighet, men samhandlingen er ikke ført så langt at den nødvendigvis medfører formaliserte og hierarkiske beslutningsmønstre. I prinsippet vil aktørene velge den organisasjonsformen som gir størst nytte og lavest kostnad.

Vi kan summere opp dette som i figur 4.1 under hvor de økonomiske transaksjonsformer som iverksettes for å bygge et regionalt gassmarked er fremhevet.

Økonomiske transaksjoner for å bygge et regionalt gassmarked			
Institusjonell form	Marked	Nettverk	Hierarki
Styringsform	Virksomhet	Partnerskap	Flernivåstyring
Insentivform	Kommersiell	Bidrag-belønning	Politisk/sosial
Styringslogikk	Konkurransse	Gjensidig tillit	Regelfølgning
Kommunikasjonsform	Priser	Relasjoner	Rutiner
Kontrollform	Fortjeneste- evaluering	Selvkontroll	Autoritet
Strategisk fokus	Konkurranssekraft	Arbeidsdeling	Institusjonsbygging

Figur 4.1 Taksonomi for analyse av aktørtilpasningen

I figuren er det anført de antatt mest trolige former som knyttes til de initiale valg aktørene gjør for å sikre suksess av sine økonomiske transaksjoner. Flernivåstyringen gjenfinner vi i hierarkiformen, hvor både politiske og sosiale insentiver vil styre ønsket om å bygge markedssterke institusjoner. I nettverksformen vil man nok også finne ulike interessenter, men vanligvis vil disse være mer på like fot enn i hierarkiet. Her vil balanserte bytterelasjoner være tydelig som insentivform, regulert gjennom en selvkontroll (checks-and-balances) hvor bidrag og belønninger fordeles gjennom en avtale. Den strategiske kjerneideen er å oppnå markedsrett gjennom planlagt arbeidsdeling. Den mer rendyrkede markedsmodellen har mer velkjente særtrekk knyttet til bedriften som styringsform (som i sin tur kan ha ulike organisasjonsformer), med kommersielle motiver og en løpende evaluering av fortjeneste som kontrollform. Det strategiske fokus er knyttet til å oppnå overlegen konkurransekraft.

Som koordineringsmekanisme ser vi at markedet er ulikt både hierarkiet og nettverket (Levačić 1994: 22). Det utgjør en desentralisert samordning i motsetning til hierarkiet. Ser vi på samhandlingen er bytterelasjonene motivert av individuelle egeninteresser. Pris er den viktigste signalinformasjon og det er den aktørene forholder seg til. På den annen side vil ikke markedskoordinering fungere godt om ikke også de andre styringsformene var tilstede. Markedet krever kollektive avtaler garantert av myndighetene for å sikre eiendomsrettigheter til de varer og tjenester som omsettes, og til å sette autoritet bak kontraktsrelasjonene gjennom det legale systemet. Også tillit er en viktig bestanddel i markedet. Om bytterelasjonene bare ble basert på rendyrket egeninteresse ville både gryende mistillit og kostnader forbundet med rettslige tiltak forverre markedets effektivitet som styringsform. Det vil unngås når tillit er bygd opp gjennom nettverk og iboende sosiale forventninger om gjensidig respekt for avtaleinngåelsen.

I vår analyse av det regionale gassmarkedets fremvekst kan vi neppe forvente å finne slike, rendyrkede idealtyper. Likevel vil en slik taksonomi kunne gi oss en pekepinn om hva de ulike aktørene har av motiver og ambisjoner, og hvordan de selv vurderer sine valg i arbeidet med å sikre sine markedsposisjoner. Det spesielle med produksjon og distribusjon av naturgass er at det involverer private så vel som offentlige aktører med ulik erfaring og syn på hvilken organisasjonsform som er best egnet for å skape et voksende innenlandsmarked.

5 Gi gass! Markedet skal bygges

Å utvikle et innenlands gassmarked i Norge er ingen enkel sak. På mange måter ligner det å «selge sko i Afrika». Tilgang på grønn elektrisitet har gjennom flere generasjoner vært så god og så rimelig at man ikke uten videre kan forvente at naturgass vil kunne eksistere ved siden av en slik energiform, gitt den voksende bevissthet om fossile brenslers miljøkonsekvenser. Likevel har flere aktører satset risikovillig kapital og kapasitet for å bygge et slikt marked. Viktige valg i dette arbeidet har vært knyttet til lokalisering og markedssegmenter. Skulle man vente på at Norge utviklet en nasjonal strategi og storskala infrastruktur for å ta i bruk naturgassen, eller rette oppmerksomheten mot regionale behov og nisjer? Dessuten, hvilke eksterne funksjoner ville gassleverandører være avhengig av for å bygge et marked? Åpenbart ville det ikke være tilstrekkelig bare å beherske fremstilling og distribusjon av naturgass i ulike innpakninger. Man trengte også forskriftsbaserte utstyrsinstallasjoner hos brukere, generell og spesifikk informasjon om bruk og sikkerhet ved gassbruk i hus og hjem, i transport og industri, og teknologiutvikling og forskning som kunne støtte bredden og verdiskapingen av gassanvendelsene.

5.1 Mangel på innenlandsmarked

Egentlig har ideen om å bygge et innenlandsmarked for gassanvendelser mest vært for ukuelige optimister. Den har hatt lunken støtte fra myndighetenes side. I stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) sies det (kap. 3.1):

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

På grunn av den begrensede anvendelsen av naturgass i Norge, er aktivitetene rettet mot eksportmarkedene. Den begrensede innenlandske anvendelsen av gass gjør også at det er relativt få aktører som er inne på utvikling og produksjon av naturgassrelaterte produkter og tjenester.

Samlokaliseringsevner på grunn av økt utnyttelse av infrastruktur og biprodukter kan ha stor betydning for lokalisering av ulike typer gassbasert industri. Utnyttelse av slike samlokaliseringsevner kan vise seg å være økonomisk og miljømessig fordelaktig ved at ressurser utnyttes mer effektivt. Det er derfor viktig å ta hensyn til slike forhold ved planlegging av gassbasert næring. Dette har vært viktig ved etableringene på Tjeldbergodden, der en er kommet lengst, og ved de nyere industriinitiativene på Kollsnes, i Haugesundområdet og etter hvert også ved FoU-gassenteret i Risavika. Vi skal omtale disse ulike etableringene etter hvert.

De utfordringer aktørene på det innenlandske markedet for gassanvendelse møtte var tofoldig; det var betydelige svakheter i tilbudet av gass og gassrelaterte produkter og tjenester, og det var ikke uttrykt noe nasjonalt og tydelig markedsbehov for slike produkter og tjenester. Det var heller ingen sterk deltagelse av mulige interessenter og brukere i å konstituere et slikt hjemmemarked. Derfor trengtes det tiltak av ulike slag på begge sider, støttet av gjennomgående regulering og markedsstimulerende aktiviteter som både kunne stimulere tilbudet og etterspørselen og samtidig bygge ned gapet mellom disse to sidene i markedet.

En måte å se dette på er som i neste illustrasjon (Karlsen et al. 2005:36-38):



Figur 5.1. Brobygging for tilbud og etterspørsel av gassanvendelser

Utviklingen av gassmarkedet innenlands krever både tilbuds- og etterspørselsstimulerende innsats. Viktige drivere som kan stimulere tilbudet av gassrelaterte goder vil være utbygging av nødvendig infrastruktur (rørledninger, fyllestasjoner, landfall, mobile transportløsninger), LNG-anlegg og andre former for kommersiell bearbeiding av gassråstoff, og likeens utvikling av behovsrelaterte teknologiske komponenter. På den annen side var det viktig å øke utdannelses- og informasjonsnivået hos mulige brukere og kunder, stimulere holdninger hos brukerne, og ikke minst sikre at mulige gassaktører deltok i utvidet samarbeid og samordnet markedsinnsats. Mens tilbudssiden i stor grad vil være drevet av teknologi og kunnskap, vil etterspørselssiden mer dreie seg om inntryksstyring og kunderelasjoner.

Utviklingen av et tidligmarked vil dessuten kreve brobyggende tiltak og virkemidler. Det kan dreie seg om noe så grunnleggende som å utvikle og befeste standarder og koder som næringen må benytte for å kunne levere sine tjenester til sluttbrukere. En slik oppgave tok Norsk Gassenter for seg da det ble etablert på Karmøy i år 2000 (jf. kap. 5.3.4). Dessuten berører det hva som skal være næringens etablerte økonomiske og lovmessige instrumenter og virkemidler, slik enkelte lobbyorganisasjoner som Hordaland Olje og Gass (HOG) og Gasskonferansen i Bergen i alle år har vært opptatt av (jf. kap. 5.3.2-5.3.3).

Karlsen et al. (2005:36) kartla en rekke slike markedskonstituerende faktorer som virket hemmende for utviklingen av et vitalt marked for gassteknologi og gasstjenester. Viktige barrierer ble opplevd å være:

- en ufullstendig logistikk og delvis sårbar infrastruktur
- uklare rammebetingelser for utvikling av markedstilbud
- prosjektbemanning avhengig av «ildsjeler»
- usikkerhet om pris og lønnsomhet
- relativt få prosjekter som utvikles
- knapphet på nøkkelkompetanse og teknologi

Disse barrierene er neppe unike i forhold til utviklingen av et nytt marked eller en ny nisje innenfor en nytt teknologifelt, men de ble opplevd som viktige begrensninger for aktører som ønsket å posisjonere seg tydelig med sine tilbud og behov i B/H/S-regionen. Den begynnende anvendelse av gass i et regionalt perspektiv trengte altså drivere eller oppgraderingsmekanismer. Tiltak som har oppslutning blant brukerne og som stimulerer slike mekanismer vil ha god sjanse for å gi positive effekter. De viktigste for B/H/S-regionen ble ansett å være:

a) Utnytte komplementær, regional kompetanse

- Bevisstgjøre og koble aktører i sentrale deler av verdikjeden
- Utvikle markedsmuligheter
- Bedret spesialisering og arbeidsdeling

b) Spre kunnskap om midtstrøms- og nedstrømsløsninger

- Øke kunnskapsnivå om gass og dens bruksområder
- Oppgradere en ny generasjon av gassbrukere

c) Bruke arenaer der de viktigste aktørene møtes

- Utnytte møteplasser og skape koblinger for utveksling av kompetanse

d) Utfordre innovasjonsevnen i regional gassektor

- Gassanvendelser er ofte lite FoU-drevet, på grunn av;
 - Lavt innovasjonspress i næringen
 - Forholdsvis beskjeden inngangsbillett til markedet
- Noe rivalisering om kunder ved innovasjon på produkt og prosess

Karlsen et al. (2005) beskrev forhold som må ivaretas for å akselerere næringsutvikling og anvendelsen av naturgass. Viktig er forsynings- og infrastrukturmessige forhold i regionen, og hvordan dette og øvrige rammebetingelser påvirker motivasjonen for å starte og oppnå lønnsomhet i prosjekter. utfordringer er også knyttet til at prosjektene krever solid organisering og ikke minst gode betingelser som gjør at aktører kan lære av hverandre. Opprettelse av møteplasser også mellom aktører i bransjer som til det vanlige ikke har kontakt med hverandre kan stimuleres gjennom økonomisk-politiske programsatsinger. I B/H/S-regionen var det potensial for nettverk som kunne danne basis for samarbeid og utvikling av felles prosjekter av teknologisk, industriell eller markedsmessig art på tvers av bransjer.

Samtidig viste kartleggingen at det fantes solide kompetansemiljøer i ulike ledd av verdikjeden i regionen. På FoU-feltet dreide det seg om miljøer i andre deler av landet, dels også utenfor landets grenser. Disse var hver for seg nokså spesialisert innenfor sine teknologifelt, mens andre kompetansemiljøer arbeidet mer i forhold til informasjon rettet mot industri, myndigheter, sluttbruker og det generelle publikum.

En effektiv stimulering av et innenlands marked for gassanvendelser vil, når det relateres til et regionalt segment slik som i B/H/S-regionen, kunne omfatte en velutviklet infrastruktur, stabile og forutsigbare rammebetingelser, solid prosjektorganisering, demonstrasjonsprosjekter og tilgang til industriell «beste praksis», og en solid og bred kompetansebase. Ulike tiltak måtte derfor settes i verk, fra bevisstgjøring av kunder og brukere, via aktiv bruk av møteplasser og arenaer, statlige incentivordninger og godt tilrettelagte rammevilkår, internasjonal relasjonsbygging og lignende for å kunne oppnå å modne et regionalt marked, slik det flere aktører anså det var mulig å realisere i B/H/S-regionen.

5.2 Infrastruktur og sentrale gassetableringer

Naturlig nok ble de første norske prosjektene gjennomført i tilknytning til stedene der våtgass føres i land fra installasjonene i Nordsjøen. Distribusjon av gass gjennom rør er forbundet med høye investeringskostnader. Bedriftsøkonomisk lønnsomhet krever høy etterspørsel for å få et akseptabelt kostnads- og prisnivå. Det er derfor bare nær ett av ilandføringsstedene i Norge (Kårstø) at naturgass pr. i dag fraktes til sluttbruker i rør. I den offentlige utredningen som gikk forut for St.meld. nr. 9 (2002-2003) om innenlands bruk av naturgass, fremheves betydningen av tilgjengelig infrastruktur. I lang tid har innenlands anvendelser vært knyttet til kraftproduksjon på sokkelinstallasjonene og til anvendelse nær landfallene. Slik sett har gassbruken forutsatt at den er tilgjengelig der den skal brukes. Høye investeringskostnader knyttet til infrastruktur for ilandføring og distribusjon krever at gassen omsettes i store volumer eller at transportavstandene er beskjedne. Det har altså vært vanskelig å oppnå stordriftsfordeler for en utvidet anvendelse av naturgass til innenlandske brukere. I NoU 2002:7 (s. ?) sies det:

Etablering av infrastruktur for naturgass er avgjørende for fremveksten av et kommersielt marked for bruk av gass i Norge, og er en forutsetning for å ta i bruk miljøvennlige gassteknologier. Etablering av infrastruktur vil imidlertid være krevende uten offentlig medvirkning.

De største gassaktørene støttet en slik oppfatning av offentlig støtte til infrastrukturbygging lenge. Myndighetenes langsomme reaksjon på dette behovet førte dermed til at mange gassaktører utsatte sine beslutninger om å iverksette prosjekter eller sin markedsintroduksjon. Imidlertid gjaldt ikke dette alle aktører. Noen viste både dristighet, risikovilje og industriell handlekraft trass i manglende infrastrukturstøtte fra myndighetene (utdypes i kap. 6). Ved inngangen til 2000-tallet skyter det hele fart. Noen av de viktigste initiativene er beskrevet i de neste avsnittene.

Tjeldbergodden

På Tjeldbergodden brukes det meste av naturgassen av industrien. Den største brukeren er metanolfabrikken, som i dag er den viktigste avtakeren av gass i Norge. Anlegget er verdens femte største, og Europas største metanolfabrikk. Om lag 15 prosent av Europas forbruk av metanol produseres her. LNG-anlegget på Tjeldbergodden er det første i Norge. LNG distribueres herfra med tankbil til kundene som i første rekke er Trondheim Energiverks fjernvarmeanlegg og Peterson Ranheim papirfabrikk i Trondheimsregionen. I tillegg leveres LNG fra Tjeldbergodden til bussdrift og til verdens første gassdrevne bilferge (Glutra) som går i samband i Møre- og Romsdal.

Et eget selskap, MidGas - Gassbasert utvikling i Midt-Norge - ble opprettet for å utvikle muligheter for gassbruk i landsdelen. Videre opprettet Statoil, Trondheim Energiverk, Nord-Trøndelag Energiverk og Gasnor selskapet Naturgass Trøndelag som tok sikte på å bli hovedleverandør av naturgass i Trøndelags-fylkene, basert på prosjektert gassrørledning fra Tjeldbergodden til Skogn. Det er ennå et åpent spørsmål om dette lar seg realisere.

Kollsnes Næringspark

Naturgass Vest var første selskap inn på Kollsnes Næringspark i Øygarden kommune, hvor det fra år 2000 leverte CNG som ble fraktet på trailer til kunder i Bergen. Der ble den benyttet til gassbusser og fyrsentraler, blant annet ved Haukeland sykehus. Distribusjonssystemet for CNG nådde snart sin kapasitetsgrense. Høsten 2003 satte Naturgass Vest i drift et nytt LNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. De inngikk intensjonsavtaler om leveranser av LNG til ferger, supplyskip og industri på Vestlandet. Blant annet skulle Naturgass Vest levere LNG til Statoils og Eidesviks nye supplyskip. LNG ble i starten distribuert med lastebiltransport, og etter hvert også med skip. De opprinnelige planene om å bygge gassrør fra Kollsnes inn til Bergen, ble skrinlagt i det en så bedre økonomi i oppskalert transportkapasitet for LNG fra større produksjonssteder. På Kollsnes bygget BKK et kogenereringsanlegg som baseres på spillgass fra LNG-anlegget.

Kårstøområdet

Gasnor har med utgangspunkt i gass fra Kårstø bygget ut et lokalt rørledningsnett for distribusjon av naturgass til Karmøy og Haugesund¹⁹. Gasnor var det første selskapet som distribuerte naturgass i rør i Norge. Det ble først bygget ut vel 50 kilometer røرنett, byggingen startet i 1992. Kundegrunnlaget var primært basert på industribedrifter og større yrkesbygg som sykehus og hoteller som erstattet bruk av fyringsolje til oppvarming med naturgass. Hydro Aluminium ble en stor avtaker av gassen som leveres gjennom rørledningen og benyttet gassen til videreforedling og erstattet fyringsolje med gass. Karmsund Fiskerihavn på Karmøy var første industripark i Norge med tilgang på rørlevert naturgass til erstatning for fyringsoljer. Møllerodden AS installerte naturgassfyrte stråleovner i produksjonshallen i sitt nye bygg på Hasseløy i Haugesund. Gasnor etablerte også flere fyllestasjoner for kjøretøy (CNG).

¹⁹ Ved Snurrevarden på Karmøy står Gasnors måle- og reguleringsstasjon der naturgass tappes fra den utgående Statpipe-rørledningen, tørkes og trykkreduseres før den distribueres videre i lavtryksnettet.

Gasnor/Gasspartners LNG-anlegg ble satt i drift på Karmøy. Naturgassen distribueres derfra i tankbiler og forsynte i første omgang gasskunder i Stavangerområdet.

Haugaland Næringspark ble etablert for å utvikle et stort næringsområde sentralt plassert mellom Kårstø og Haugesund. Målsettingen var å bli et pilotområde når det gjaldt industriell anvendelse av naturgass i Norge. Særlig tenkte man på utvikling av petrokjemisk virksomhet som foruten å gjøre bruk av naturgass også er store brukere av våtgasser som etan og propan. Næringsparken er et samarbeid mellom kommunene Tysvær, Bokn, Haugesund og Karmøy.

Nord-Jæren

Det første prosjektet hos Lyse Gass var å legge gassrørledning over Boknafjorden til Risavika ved Tananger, samt bygge distribusjonsnett frem til Forus, industriområdet mellom Stavanger og Sandnes. Man forventet kunne levere den første gassen til kundene i 2004. Parallelt med dette arbeidet Lyse med planer om et gasskraftverk. Et gassrør til Stavanger kan ses på som et løft for bruk av gass i Stavangerregionen. I tillegg til mulighetene innenfor kommunene Stavanger, Sola, Randaberg og Sandnes finnes det i områder sør for Sandnes og i Ryfylke flere mulige, større brukere av naturgass. I dette området ligger blant annet flere av de største veksthusene og en av de store industribedriftene i regionen, Kverneland Klepp, som også er storforbruker av propan. Dette ble nærområdet for energiselskapet Lyses gassfremstøt.

Grenland og ytre Oslofjord

Våtgass ble levert med skip fra Kårstø til fabrikker i Grenlandsområdet. Her benyttes gassen i petrokjemisk industri som råstoff til produksjon av plastråstoffer. Våtgass benyttes også i produksjon av ammoniakk som igjen inngår i Hydros gjødselproduksjon. Videreutviklingen av industrien i Grenlandsområdet ble i stor grad knyttet til økt tilgang på våtgass (etan), og tilgang på naturgass. I forbindelse med økt etanutskilling på Kårstø, var det et alternativ å føre etan i en separat NGL-rørledning til Rafnes. Utviklingen av gassbruken i øvrig industri og til vanlig forbruk i Grenlandsområdet ble dessuten knyttet opp til mulighetene for et grenrør gjennom Skagerak til Grenland. Planene ble sett i sammenheng med avtalen som ble inngått om gassalg til Polen og et gassrør over Skagerak. Et eventuelt gassrør ville tidligst ha vært operativt høsten 2008.

Naturgass Grenland ble i januar 2002 opprettet som det første selskapet på Østlandet. Formålet var å markedsføre og distribuere norsk naturgass til industri og stasjonære brukere. Etter Gasnor og Naturgass Vest, var Naturgass Grenland den tredje forretningsenheten som ble etablert for distribusjon og salg av gass i det norske markedet. I første omgang tok man sikte på å bringe gass på markedet i løpet av 2003-2004, basert på LNG innført til området via bil eller båt.

Hammerfest - Snøhvit

Brønnstrømmen fra feltene omgjøres til LNG, LPG og kondensat som overføres til separate lager og deretter transportert med skip til kjøperne i markedet. LNG utgjør omlag 85 prosent av prosjektets inntekter. Integreert i LNG-anlegget ble det planlagt et energianlegg dimensjonert til å dekke prosjektets behov for kraft og varme til prosessen med å gjøre naturgassen flytende. Anlegget skal tilknyttes kraftnettet i Finnmark, men har ikke som formål å levere kraft til elmarkedet. Energianlegget vil være basert på fire

gassturbiner, der avgassen tas i bruk til varmeformål. Det ble inngått avtaler om salg av LNG til kjøpere i USA og Spania.

Kystgass

Det ble vurdert flere måter å distribuere LNG og LPG fra Snøhvit/Melkøya og videre inn i det norske og skandinaviske energimarkedet. Kystgassinitiativet representerte en nasjonal distribusjonsplan for LNG med utgangspunkt i 10-15 prosent av LNG-volumene produsert fra anleggene på Melkøya. Dette innebar at det måtte etableres et eget transportselskap som skulle håndtere skipstransporten av den nedkjølte gassen fra Melkøya og en rekke mottaksanlegg langs kysten fra Tromsø i nord til eksempelvis en Østfoldby i sør. Der gassen leveres, overtar et lokalt gassdistribusjonsselskap den videre fordelingen av energien, enten med gasstankbiler til lokal tank eller i regassifisert form i lavtrykksnett. Statoil drev prosjektet og etablerte selskapet LNG Norge AS der Naturgass Vest og Gasnor ble invitert med som partnere på basis av sin kompetanse innen LNG-produksjonsanlegg, salg og distribusjon.

5.3 Starten på et regionalt gassegment

Den norske gassanvendelsen var fra 1985 og inntil 2007 knyttet til tre ilandføringssteder i Norge; Tjeldbergodden, Kollsnes og Kårstø, de to sistnevnte i B/H/S-regionen. Gasnor startet leveranser i 1994 i Nord-Rogaland, rettet mot industri og transportsektor. Fra Kårstø leveres gass til blant annet kunder på Jæren og i Ryfylke. To av tre daværende prosesseringsanlegg var altså lokalisert i B/H/S-regionen. Før man får et omfattende distribusjonsnett i hele landet, ga dette en selvsagt fordel til denne regionen. På ti år vokste det innenlandske markedet i B/H/S-regionen til 150-200 MSm³ siden starten i 1994. I tabellen under vises status for dette regionale markedet i 2004.

Tabell 4.1

Status for bruk av naturgass i B/H/S-regionen i 2004

Aktør	Terminal	Teknologi	Mengde (MSm ³)	Oppstart	Marked
Gasnor	Kårstø	Gassrør	45-50	1994	Industri, transport
Gasnor	Kårstø	LNG	25	2003	Skip, industri
Lyse Gass	Kårstø	Gassrør	≤ 70	2004	Industri, bolig
Naturgass Vest	Kollsnes	CNG	8-10	2000	Transport, industri, bolig
Naturgass Vest	Kollsnes	LNG	54	2003	Skip, industri

Kilde: NVE 2004

Gasnor var en pionervirksomhet som gjennom mer enn ti år bygget et distribusjonsnett hvor det leveres ca. 50 MSm³ årlig. I 2003 åpnet Gasnor også produksjonsanlegg for LNG på Snurrevarden på Karmøy. Dette leverte 25 MSm³ LNG i året med tankbiler til regionen. På rekordtid besluttet og bygget *Lyse Gass* et sjørør (Rogass) fra Kårstø til Risavika i Sola kommune. Gassen distribueres deretter fra 2004 i lavtrykksrør på Jæren

og i Ryfylke. Rogass har en langt større kapasitet enn det den opprinnelige tillatelsen på inntil 70 MSm³ årlig representerte; hele 1000 MSm³ pr. år kan ved full kapasitetsutnyttelse transporteres i Rogass. Et viktig aspekt er at denne kapasiteten er bygget av Lyse Energi fullstendig uten statlig finansieringsbistand. Slik sett markerer regionen en høy standard for industrielt vågemot innen gassanvendelser.

Naturgass Vest, som fra 2005 gikk sammen med Gasnor om å lage et felles selskap, etablerte et CNG-anlegg i Kollsnes Næringspark. Fra dette anlegget fraktes 8-10 MSm³ årlig i tankvogner til kunder i Bergensområdet; industri, boliger og busser er de viktigste brukerkategoriene. Selskapet etablerte også et anlegg for LNG-fremstilling med en kapasitet på 54 MSm³ årlig. Dessuten utredet man en rørgassledning fra Kollsnes til Bergen, men denne ble ansett som ulønnsom.

Disse tre gassgrossistene siktet på å dekke markedet i B/H/S-regionen. De bygget med ulike tekniske løsninger lokal og regional infrastruktur for gassdistribusjon og gassanvendelse. I starten fikk naturgassen størst anvendelse som erstatning for fyringsolje, hovedsakelig gjennom Gasnors aktiviteter på Haugalandet der nærmest all bruk av tungolje er erstattet med gass. Økt gassbruk på land *kan* utvikles langt uten radikal nyskaping, og flere løp var godt i gang rundt ilandføringsstedene. Med de større kvanta LNG som etter hvert ble tilgjengelig, ville gass også kunne transporteres til andre deler av landet der fremføring av rør ikke var lønnsomt. Det sterkeste grunnlag for klynger, både nasjonalt og regionalt, ble imidlertid antatt å være knyttet til etableringene rundt ilandføringsanlegg og regionale aktiviteter relatert til nærområdene for gassutnyttelse. Det kunne også tenkes at bearbeidede produkter med gass som råstoff kunne leveres herfra. Samtidig var det her det ingen naturlige eksportmuligheter for selve gassråstoffet. Etter ti år var derfor den geografiske spredningen og omfanget av naturgassanvendelsene ganske begrenset, kanskje var nærmarkedet mettet? Etterspørselen økte imidlertid gradvis andre steder samtidig som kundegruppene ble mer mangeartede og krevende, transportløsningene bedre og ringvirkningene tydeligere.

5.3.1 Forankring i virkemiddelapparat

For å få i gang prosjekter med gass som energikilde innenlands vil det ofte være nødvendig at det offentlige virkemiddelapparatet spiller en aktiv rolle. Offentlige myndigheter har også en rolle å spille på andre områder, slik som utvikling av regelverk, skattepolitikk og ikke minst i forhold til en finansiering av infrastruktur, eksempelvis en eventuell utbygging av rørledninger for transport av gass. Det sentrale spørsmålet var hvordan det offentlige virkemiddelapparatet burde innrettes for å kunne støtte opp under økt bruk av naturgass innenlands. Markedsutviklingen trengte fødselshjelp og gassklyngen trengte styringsimpulser.

I Norge er det operative ansvaret for det meste av de næringsrettede virkemidlene lagt til de tre store virkemiddelaktørene; Innovasjon Norge, Norges forskningsråd og SIVA. Disse har ansvaret for finansierings- og tilskuddordninger og ulike programmer og satsinger. Utvikling av et regionalt og nasjonalt gassmarked vil ta tid. De regionale nøkkelaktørene antok at for å være en medspiller i arbeidet med å øke innenlands bruk av naturgass var det derfor viktig at dette virkemiddelapparatet jobbet langsiktig. Det kan drøye før en oppnår de ønskede effektene av tiltak, og det var således av betydning

at virkemiddelapparatet bidro til en kontinuitet i de ulike satsingene. Det at virkemiddelapparatet forpliktet seg for en lengre periode ville også gi mer stabile rammebetingelser for de private aktørene som deltok i de aktuelle prosjektene. Virkemiddelapparatet måtte altså vise evne til å følge opp tiltak over tid, og en måtte ha realistiske forventninger om kortsiktige gevinster. Særlig ved etablering av et nytt satsingsområde var det viktig med en viss grad av tålmodighet fra det offentliges side. Staten burde ha et aktivt engasjement i utviklingen av denne infrastrukturen, og vurderingene av avkastningene bør ha et langsiktig perspektiv. For en del prosjektkategorier kan det også være hensiktsmessig å satse på statlig-privat partnerskap.

Et betydningsfullt element var at virkemiddelapparatet stimulerte til prosjekter som bidro til overføring av kompetanse og teknologi, også mellom utradisjonelle aktørgrupper. Konkret måtte det innebære å se for seg bruk av gass på nye områder og i nye sammenhenger. Dette impliserte også at de offentlige virkemidlene ikke måtte innrettes på en slik måte at de satte begrensninger på muligheten til å etablere prosjekter med utradisjonelle kombinasjoner. En måtte unngå at virkemiddelapparatet hadde et for sterkt fokus på det kjente, som gjerne kan gi resultater på kort sikt. Istedenfor måtte det tenkes utradisjonelt og langsiktig.

En klar utfordring for virkemiddelapparatet gjaldt proaktive tiltak. En kan bare i begrenset grad basere seg på at de som har prosjektideer oppsøker virkemiddelaktørene. I stedet må det letes aktivt etter spennende prosjekter og aktører. Siden bruk av naturgass langt på vei er et nytt virksomhetsområde er slik oppsøkende aktivitet særlig viktig. Søkelyset måtte rettes mot å utvikle bedre koplinger mellom forskningsmiljøer og næringslivet. Både det å tilføre næringsaktører forskningskompetanse og det å styrke mulighetene for kommersialisering av forskningsresultater var viktige aktiviteter for å bidra til videreutvikling av et nytt virksomhetsområde.

Et siste forhold, som var relatert til det å arbeide proaktivt, var at virkemiddelapparatet måtte ivareta rollen som nettverksetablerer. I den sammenhengen var det særlig viktig å utvikle samspillarenaer. Disse kan fungere som møteplasser både for aktører med en viss erfaring innenfor gassområder og for nye aktører som ser dette som et interessant og spennende satsingsfelt. Gjennom det kontaktnettet som virkemiddelaktørene etter hvert har etablert ligger det betydelige muligheter for å koble aktører på tvers av sektorer og regioner.

Det startet i det små. Rogaland fylkeskommune initierte på slutten av 1990-tallet et felles gassrettet næringsutviklingsprosjekt for Rogalandsforskning (RF) og Høgskolen i Stavanger. Første fase av dette var å oppgradere kompetansen hos begge institusjoner, samt velge ut mulige regionale satsingsområder. Man gjennomførte studier og utredninger av disse problemområdene og kontaktet aktører som forskningsinstitusjonen Polytec i Haugesund og Gassenteret i Nord-Rogaland, samt med Lyse Gass. Studiene hadde som siktemål å kartlegge kompetansen i Rogaland innen gassanvendelser. Dessuten forsøkte man å vise hvor forskningsfronten internasjonalt var samt peke ut hva regionen burde satse på. Høsten 2002 ble det avholdt et oppsummeringsseminar med deltakere fra hele Rogaland. Fra oppsummeringen av disse studiene pekte tre områder seg ut (Karlsen og Quale 2003):

- CO₂ anvendt som trykkstøtte for økt oljeutvinning
- Infrastruktur for gassdistribusjon og anvendelse i det regionale energisystem
- Anvendelse av gass i produksjon av bioproteiner (Norferm)

I tillegg ønsket man også å utvikle kunnskap og kompetanse innen brenselceller og hydrogen. Her så man langsiktige muligheter for å være med i forskningsfronten internasjonalt. RF ble deltager i det mest omfattende kartleggingsprosjektet EU hadde innen hydrogen - HySociety – hvor poenget var å avklare teknologiske muligheter og barrierer knyttet til innføring av hydrogen som sentral energibærer (Fernandes 2005). B/H/S-regionen kunne derfra dra nytte av å være inkludert i et fremragende FoU-nettverk på europeisk basis.

Aktivitetene i Hordaland ble til en viss grad preget av at fokus i stor grad var på utvikling av industrielle gassaktører og omliggende aktivitet, mens f.eks. gassmiljøet på Haugalandet var rettet mot sluttbruk og utvikling av personmarkedet. En annen polarisering som synes etablert innen olje- og gassektoren, var Statoil og Hydros sterke bindinger med FoU- og universitetsmiljøene i henholdsvis Trondheim og Bergen.

Det regionale virkemiddelapparatet skaffet seg slik sett en første oversikt over kapasitet, kompetanse og temaer som det kunne være aktuelt å engasjere kunnskapsmiljøene i Rogaland og dels også i Hordaland i på gassfeltet. Man så de første spirene til en styrt utvikling av en regional næringsklynge med forankring i innenlands gassanvendelse, slik Normann og Isaksen (2009) beskriver slike fenomener.

5.3.2 HOG – et idéverksted

I 2000 ble HOG (Hordaland Olje og Gass) etablert for å samarbeide om ilandføringen av Troll og økt bruk av naturgass lokalt. I Hordaland ble så fylkeskommunens fokus på gassnæringen ivaretatt gjennom Hordaland Olje og Gass (HOG). HOG har inntil det siste hovedsakelig fungert som et organ som representerte i alt 12 Hordalandskommuner med interesse i olje- og gassutvikling. Det startet som det såkalte «Trollutvalget» der lokalisering av Trollorganisasjon og landanlegg var kampsaker. Kommunene Bergen, Øygarden, Lindås og Hordaland fylkeskommune samarbeidet gjennom Trollutvalget om ilandføring av Trollgassen. Etter hvert kom Austrheim, Sund og Fjell kommuner med. Det ble også etablert et Petroleumsråd bestående av klyngen av petroleumsrelaterte bedrifter i Fjell kommune. Senere ble HOG forent med Petroleumsrådet i Hordaland og Vestlandsrøyret. 25 interesseorganisasjoner og tidligere bedriftsmedlemmer fikk tilbud om HOG-medlemskap.

HOG er nå en medlemsorganisasjon som ivaretar Hordalands samlede interesser innen olje- og gassvirksomheten og samtidig styrker regionens muligheter innen petroleumsbransjen. HOG ble i 2009 omdannet til HOG Energi med økt fokus på energi- og miljøområdet. HOG fungerer som et viktig kommunikasjonspunkt og tar mål av seg å være en slagkraftig organisasjon som samler fylkets ressurser med målet at Hordaland skal være en ledende region innen utvikling og foredling av naturressursene på norsk sokkel gjennom styrking av miljøene i Hordaland og Bergensregionen. Personlige kontakter vektlegges i dag mer enn formelle møteplasser og arenaer, men det planlegges og gjennomføres også fokuserte temaseminarer. Foreningen har et aktivt

møteprogram og legger ut løpende informasjon og kommentarer om regionale energispørsmål.

5.3.3 Gasskonferansene – faktabanker og møteplasser

I januar 1994 tok Trollutvalget initiativ til å arrangere en konferanse om gass og gassanvendelse i Bergen. Trollutvalget var den gang sammensatt av ordførerne i Hordaland fylkeskommune, Bergen, Øygarden, Fjell, Lindås og Askøy kommuner. Per Kragseth som da var kommunalråd Bergen kommune, ble leder for programkomiteen, som også hadde Stein Bjørlykke, daglig leder i Trollutvalget som medlem. Fra 1995 ble Gasskonferansen i Bergen en stiftelse med følgende formål²⁰:

Stiftelsen Gasskonferansen i Bergen har som formål å arbeide for informasjon og kunnskap om bruk av naturgass og biogass i Norge.

Dette kan gjøres ved å være et kompetansesenter for gass og gassanvendelse. Det skal bl.a. arrangeres en årlig gasskonferanse i Bergen og gjennomføres andre relevante tiltak.

Den første konferansen ble holdt over i september 1994, og siden har man avholdt årvisse konferanser med 200-300 deltakere. Det ble etter hvert utviklet følgende mål for konferansen:

Konferansen er det årlige møtestedet for mennesker som ønsker å utnytte gassressursene i Norge på fastlandet. På konferansen skal det årlig gjøres opp status for bruk av naturgass på land samtidig som det skal orienteres om nye muligheter.

På hver konferanse gjør konferanseleder Per Kragseth, i tråd med denne målsettingen opp status for naturgassens innenlandske meritter. Målgruppen er bevisst valgt ut fra en triple-helix tankegang, hvor både myndigheter, næringsliv og kunnskapsaktører adresseres, slik det uttrykkes i konferansens målsettinger:

Konferansen er spesielt tilpasset administrative og tekniske beslutningstakere på flere nivåer innenfor industri, næringsliv og offentlig forvaltning, og passer for alle som vil skaffe seg både strategiske og praktiske kunnskaper om bruk av naturgass i Norge.

Stifterne av Gasskonferansen i Bergen var Bergen Kommune, Bergen Næringsråd, Bergen Tekniske Fagskole, BKK AS, Hordaland Fylkeskommune, Høgskolen i Bergen, Gasnor AS, Norsk Gassforum, Norske Shell AS, Rolls-Royce Marine AS, Statoil, Universitetet i Bergen, Øygarden kommune og Gassco. Denne listen viser tydelig

²⁰ Alle sitatene i dette avsnittet om Gasskonferansen i Bergen er lastet ned 15.2. 2011 fra samme kilde: <http://www.gasskonferansen.com/index.php?s=stiftelsen&s2=historikk>.

blandingen av regionale politiske aktører, kunnskapsinstitusjoner og næringsaktører med solid forankring i Bergensregionen, alle med interesse i å styrke utviklingen av en gassklynge og et innenlands gassmarked.

Et interessant trekk ved Gasskonferansen i Bergen er den nye funksjonen den er påtenkt som nettverksbygger. På konferansens nettside sier man følgende:

Alle er enige om en ting. Gode relasjoner er viktig for å nå frem i forretningslivet. Her kan Gasskonferansen hjelpe med å skape et nettverk for de nye og de mer veletablerte deltagerne. Som en del av programmet legger Gasskonferansen opp til å utnytte denne muligheten med Nettverksbyggeren. På Nettverksbyggeren vil alle få muligheten til å treffe på nye mennesker gjennom en organisert og profesjonell form for 'speeddating'. Det er lagt opp sånn at du kommer til å treffe flere av de som er med i dag én av konferansen. Som utgangspunkt, og i forkant av Nettverksbyggeren, er det godt å tenke over hva du vil at andre skal huske deg for.

Gasskonferansen i Bergen er derfor tenkt både som en møteplass hvor kunnskapsfronten i gassbruk synliggjøres, men også et sted hvor relasjoner kan bygges mellom de ulike triple-helixaktørene. Likeens er det en arena hvor det jevnlig presenteres fremsynsbilder av gassanvendelser i Norge, av tidligvarsler om nærstående teknologiske gjennombrudd, samt grenseoppganger mellom de største aktørenes forståelse av feltets samfunnsmessige relevans.

Haugesundsregionen opprettet fra 2001 en slags konkurrent til Gasskonferansen i Bergen, kalt Energirikekonferansen. Den er et samarbeid mellom de større aktørene i energi- og prosessindustrien og den petromaritime næringen på Vestlandet. Medlemmene i Energirike, som både er private energiselskaper og serviceselskaper, offentlige kraftprodusenter og interesseorganisasjoner arbeider i fellesskap for å forankre en allmenn forståelse for energibruk og energitilgang og den betydning dette har for verdiskaping, miljø, kompetanseutvikling, sysselsetting, distriktsutvikling og vekst. Nettverksorganisasjonen arbeider både for energinæringens omdømme og dens rammebetingelser. Energirikekonferansen har ikke nådd samme oppslutning som i Gasskonferansen i Bergen. Imidlertid har det et bredere sett av påvirkningsarenaer. Nettverket skal informere skole og samfunn om verdiskaping, kompetanse og næringsutvikling med utgangspunkt i den årlige EnergiRikekonferansen, samt gjennom tiltak som EnergiRike Topplederforum, EnergiRike Studentforum og EnergiRike Temamøter. Mer påtakelig er det at Stavangerregionen, som er det ubestridelige regionale tyngdepunktet i B/H/S-regionen for både olje- og gassaktiviteten aldri har etablert slike offentlige kunnskapsarenaer for gassanvendelser som man har etablert i Bergen og Haugesund. I 2009 ble imidlertid Offshore Northern Seas (ONS, dvs. oljemessen i Stavanger) medlem i Energirike. Formålet var å forene interessene i den nordlige og sørlige delen av Rogaland når det gjelder fremtidig energiproduksjon og -forvaltning.

5.3.4 Norsk Gassenter – kunnskap om sluttbruk

Norsk Gassenter har sine røtter i gassmiljøet i Nord-Rogaland, og ble i 2000 etablert som Naturgassens Hus AS på Karmøy i Rogaland. Formålet var å gi gassbransjen et kurs- og opplæringsssenter og også være en aktør som kunne bidra til å utvikle og forvalte krav til kompetanse for personer som skulle arbeide med gassanlegg i Norge. I både teori og praksis gis gassteknikere muligheten til å tilegne seg nødvendig kunnskap for å forestå montasje av gassutstyr på en sikker måte.

Gjennom et stortingsvedtak skiftet selskapet navn til Norsk Gassenter i 2004, og ble i 2009 overtatt av Teknologisk Institutt (TI). Dermed utvidet TI sitt tilbud innen gass, samtidig som man kan gjennomføre kurs fra andre av TI's fagområder på Karmøy. Nå fungerer det som et nasjonalt kompetanse-, opplærings- og øvelsessenter for sluttbrukermarkedet for gassenergi i Norge. Selskapet er et aksjeselskap med 33 eiere fra hele den norske gassenergi- og VVS-bransjen. Bak Norsk Gassenter står landets ledende gassmiljøer, og all opplæring og demonstrasjon av utstyr bygger på den kunnskapen som er tilegnet gjennom mange års erfaring med bruk av gassenergi og utbygging av gassvirksomhet på land og til havs i Norge²¹.

5.3.5 Etablerte gassfokusede næringsmiljøer

I B/H/S-regionen utviklet det seg uavhengig av hverandre tre regionalt forankrede miljøer med hver sin tilnærming for utnyttelsen av naturgass. De har til felles en god tilgang på gass, mens de har noe ulike mål og vinklinger basert på ulike forutsetninger knyttet til det enkelte distrikt, kombinert med ildsjelers visjoner. Felles for miljøene er også at de legger til rette for synergi mellom komplementære aktiviteter og søker utvidet samarbeid med og inkludering av virksomheter som kan ha nytte av og bidra til videreutvikling av konseptet.

I Kollsnes Næringspark (Hordaland) ble vekten lagt på *næringsutvikling, nyskaping og praktisk kompetanse*. Forutsetningene for å lykkes var knyttet til gasstilførsel, kraft, areal, havn, nærhet til etablerte petroleumsmiljøer (Kollsnes, Stureterminalen og CCB Ågotnes). Målsetningen var å bli et kjerneområde for norsk naturgasskompetanse, et gründermiljø og et nettverksbyggende kunnskapsmiljø. På Karmøy og Haugalandet (Nord-Rogaland) ble vekten lagt på *gassanvendelser i industri og bolig*. De kritiske forutsetninger knyttet seg til gasstilførsel, men også miljøfokusede tungindustri og fiskeindustri ble vurdert. Regionen har et vidt og flatt oppland med husholdninger og variert næringsliv, godt egnet for rørbasert eller mobil gassdistribusjon. Målsetningen var å utvikle og demonstrere gassamfunnets muligheter, bevisstgjøre næringsliv og publikum, aktiv utvikling av distribusjonsnett, samt erstatte diesel og fyringsolje med gass.

For Risavika Energipark (Sør-Rogaland) var fokus lagt på *forskning og utvikling*. Forutsetningene var også her knyttet til gassforsyningen, men nærhet til FoU-institusjoner med lang forankring i olje- og gassindustrien, internasjonale oljeselskap

²¹ Kilde: http://energilink.tu.no/leksikon/norsk_gassenter.aspx

med stedlig tradisjon og historikk, samt et pågående og dristig energiselskap var viktige forutsetninger. Målsetningen var å stimulere til infrastruktur for utvikling og storskala utprøving av gassteknologi og -anvendelser.

I tillegg hadde B/H/S-regionen sterke og store miljøer for *petrokjemi* og gassbasert *prosessindustri* ved Statoils raffineri på Mongstad, der Mongstad Næringshage er åpnet (2008) med deltagelse av SIVA, og ved Kårstø, der Haugaland Næringspark ble etablert i 2001 av kommunene Tysvær, Bokn, Karmøy og Haugesund og hvor formålet var å bli et konkurransekraftig lokaliseringalternativ for etablering av gassbasert og annen industri. Disse knutepunktene vil kunne ha en langsiktig overrisslingseffekt på sine nærområder. Sett under ett hadde derfor B/H/S-regionen aktive gassnoder med forankring i hver sin byregion; Bergen, Haugesund og Stavanger.

5.3.6 Gassdistribusjon

Selskapene som bygger ut infrastruktur for gassleveranser på land anskaffer utstyr og tjenester fra to miljøer. Der det handler om ilandføring eller tilknytning til gassleverandørens (høytrykks) eksportanlegg eller transmisjonsledning²², er det aktørene fra offshoremiljøet som engasjeres. Etter dette grensesnittet er det lettere utstyr som kreves, og innen dette området finnes det et bredt utvalg av utstyr fra europeiske produsenter som leverer utprøvde løsninger. Installasjonene består mye av konvensjonell teknologi innen rør, trykkreduksjonsventiler, koblinger og måleinstrumenter. I forbindelse med gassbruk på land er det begrenset hvor mange høytrykksinstallasjoner som skal foretas, og de gjennomføres som regel av eieren av gasseksportanlegget (Tjeldbergodden, Melkøya, Kollsnes, Kårstø) eller ilandføringsanlegget (Mongstad, Risavika).

Fra og med neste ledd, som starter ved en trykkregulerings- og målestasjon der gassen blir målt og trykket redusert til distribusjonstrykk på 4 bar, anvendes i stor grad standard installasjonspakker fra etablerte europeiske leverandører med stor produksjon og konkurransedyktige priser. Det dreier seg i stor grad om to ulike prisregimer for høytrykks- og lavtrykksinstallasjoner, som også bidrar til at landgassegmentet ikke er spesielt interessant for de større teknologibedriftene som utvikler løsninger for et krevende globalt offshoremarked. Offshore-engineering og teknologileverandører er derfor ikke så relevante i den gassspesifikke næringsklyngen.

Mindre virksomheter som har arbeidet med marin sektor og prosessindustri, er mer aktuelle som teknologileverandører. Siden det er begrenset hva som kreves av nyutvikling for landutbygging, er det mest et spørsmål om å komme seg kommersielt i posisjon overfor distributørselskapene som forestår utbyggingene, eventuelt basert på agenturer for utenlandske utstyrleverandører.

Hoveddistribusjon av naturgass ble i «take off»-fasen foretatt og planlagt i hovedsak av Gasnor med sin LNG-fabrikk, rørledningsnett og fyllestasjoner for kjøretøyer i Haugesundsregionen. I denne delen av Rogaland var også Haugaland Gass aktiv med

²² Transmisjonsledning er en høytrykks overføringsledning mellom leveransepunktet eller mottaksanlegget til en distribusjonsenhet på land (trykkreduksjonsentral).

sine planer om levere gass til Haugaland Næringspark. Lyse Gass med sitt rørledningsnett på Nord-Jæren vokste hurtig i markedsutstrekning. Gasspartner på Sola bygget ut mottaks- og mellomlageranlegg for LNG, samt videre røرنett til lokale kunder. Naturgass Vest var på sin side svært aktive tidlig på 2000-tallet med sine CNG leveranser i Bergensområdet og med sin LNG fabrikk i drift.

5.3.7 Transportsektoren

Innen transportsektoren anses det å være et godt potensial for mer bruk av gass som drivstoff ved at B/H/S-regionen har sammensatte transportutfordringer i variert topografi på land og sjø, et utvalg av konsulentbedrifter, skipsverft, motorprodusenter og drivstoffleverandører som kan samarbeide om utvikling og utprøving av løsninger. Det var allerede tidlig stor aktivitet på dette feltet der aktørene ofte hadde etablerte samarbeidspartnere og nettverk. Et spørsmål var hvorvidt og hvilke stimuli som kunne bidra til at de organisk utviklede samarbeidsforholdene ble løftet ytterligere.

Rederiet Eidesvik på Bømlo var en pioner som satte i drift det første gassdrevne forsyningskipet, og mente neste generasjon gassdrevne skip kunne gjøres enda bedre og billigere. Ved å erstatte motorene med brenselcelleaggregater, ville utslipp av NOx forsvinne og CO₂- utslipp halveres i forhold til dieseldrift. Ved å ta i bruk hydrogen som energilager i stedet for LNG, ville også utslipp av CO₂ falle bort. Det vil imidlertid ta mange år før hydrogenskipet kommer. Rederiet så på gassdrift som et nødvendig mellomstadium, men hadde som målsetting å realisere skip med denne teknologien. Eidesvik inngikk avtale med Bellona og deres samarbeidsprogram med næringslivet (B7), der Bellona skulle se på hvilke virkemidler og tiltak som trengtes for å kommersialisere en miljøriktig løsning.

Det ble dessuten ansett å være viktig å bistå de norske oljeselskapene med å utvikle teknologi for produksjon av syntetiske drivstoffer og andre konkurransedyktige energiprodukter. Det ble forventet at verdien av syntetiske drivstoff ville øke fordi innholdet av uønskede komponenter er lavere enn i raffinerte produkter. Konvertering av naturgass til syntetiske drivstoff og energiproduksjon ved blant annet å videreutvikle teknologiene for GTL (Gas-to-liquids) og gass til metanol ble diskutert. Dessuten hadde Rolls Royce Marine utenfor Bergen et laboratorium der Statoil og andre selskaper gjennomførte langtidstester av nye drivstoffer.

5.4 Initialbetingelser for det regionale gassmarkedet

5.4.1 Subregionale markedsdrivere

Nær ti år etter at Gasnor startet sine leveranser av naturgass til Hydro på Karmøy, konkluderte en kartleggingsstudie med at B/H/S-regionen trengte en «masterplan» for utnyttelse av de industrielle muligheter økt tilførsel og anvendelse av naturgass åpner for (Karlsen og Quale 2003). En slik masterplan burde legge vekt på hvordan gassanvendelsen kunne samstemmes i en utvidet kontekst, dvs. både i internasjonal og nasjonal sammenheng, samt spesifisere hvordan høyere gassutdanning, forskning, laboratorier, nettverksbygging, internasjonal profilering og aktuell næringsutvikling burde vektlegges. Et forslag var at kunnskapsmiljøene måtte samvirke tettere og mer

forpliktende for å kunne bygge opp kompetansen om gassens fremtidige verdier for B/H/S-regionen. Den fremtidige kunnskapsutviklingen burde skje i dialog med det etablerte næringsliv. Det var imidlertid liten kontakt mellom fylkenes aktører med tanke på felles utvikling. På overflaten syntes det som det viktigste var å sikre at flest mulig installasjoner og anlegg ble lokalisert i eget fylke. Som eksempel fremhever HOG som sin visjon at «Hordaland skal være en ledende energiregion i Europa».

Det er imidlertid begrenset hvor mange fiskefôrfabrikker, gasskraftverk, samt større gass-satsinger og utviklingsmiljøer de store aktørene (særlig Statoil og Hydro) var villige til å etablere langs kysten i Sør-Norge. I praksis viste det seg derfor at lokalisering av kunnskapsmiljøer var vanskelig å få til uten drahjelp og aktiv involvering av de store aktørene. Flere regioner i Norge var i gang med ulike næringsaktiviteter knyttet til industriell anvendelse av naturgass, ikke minst gjaldt det i Trøndelags- og i Grenlandsregionen. Riktignok var man der uenige om transportløsningene, slik man også en stund var i Rogaland, men man samlet seg etter hvert om å sikre norsk gass for norsk industri i norske regioner for norske aktører. Og det var nytt. Naturgass ble ansett som en verdifull energikilde og et anvendbart råstoff egnet for videre bearbeiding. B/H/S-regionen manglet imidlertid en del forutsetninger for å kunne utnytte gassens potensialer fullt ut. Viktige forutsetninger var knyttet til kunnskap, kompetanse, infrastruktur og samordnede planer. De store aktørene etterlyste dessuten større regional konsentrasjon av aktiviteter rundt ilandføringsstedene for gassen.

Kartleggingsstudien bekreftet ikke antakelsen om en dynamisk og ekspanderende gassklynge i B/H/S-regionen. Derimot indikerte den noen temaer og forutsetninger hvor det var mulig å stimulere en prosess for å konstituere en klynge eller en større konsentrasjon av aktiviteter. Kompetansen var imidlertid spredt på mange aktører. Interessen for samordning var størst hos FoU- og utdanningsinstitusjonene, noe mindre blant næringsaktørene og den fylkeskommunale forvaltningen. Den nasjonale dialogen er svak, likeens dialogen mellom regionale næringskonsentrasjoner og tilhørende koordinatorene. Innovasjons- og verdiskapingspotensialet syntes å være størst innen petrokjemisk anvendelse samt innen anvendelse av gassen til fôrproduksjon.

De største aktørene hadde i 2003 liten oppmerksomhet på husholdssektoren, her ble det brukt standardutstyr og -løsninger. Rimelig hyllevare fra Europa kunne anvendes til transport og installasjon og behovet for kunnskapsbasert teknologiutvikling var lite. Derimot anså man at markedet kunne komme sigende på dette feltet etter hvert som distribusjonen av naturgassen økte i tettbygde og urbane strøk.

I grove trekk var de viktigste startbetingelsene for et regionalt gassmarked i B/H/S-regionen knyttet til tilgangen til naturgass fra Kårstøanlegget (1985) i Rogaland og Kollsnesanlegget (1996) i Hordaland. Her etablerte det seg kommersielle og industrielle aktører; Gasnor (1989) i Haugesundsregionen; Naturgass Vest (1994) i Bergensregionen og Lyse Gass (2000) i Stavangerregionen. Dessuten var det lenge etablert internasjonale, nasjonale og regionale energiselskaper slik som Shell, Ruhrgas, Total, Statoil, Hydro, BKK, Haugaland Kraft og Lyse. Også politiske og offentlige aktører var aktive, herunder kommuner fylkeskommunale energiaktører i kraft av å være eiere i de regionale gasselskapene. Nye lobby- og påvirkningsorganisasjoner (Hordaland Olje og

Gass, Gassenteret) etablerte seg, ofte med ledelsesrepresentanter fra de nye regionale gasselskapene. Dessuten ble rammebetingelsene, herunder konsesjoner, pris- og avgiftsregimer gradvis avklart, om en ikke alltid til de regionale aktørenes tilfredshet. En viss støtte til infrastruktur ble også gitt fra ulike hold.

På dette grunnlaget startet oppbyggingen av et regionalt gassmarked i det små, først i Nord-Rogaland, deretter i Hordaland og så i Sør-Rogaland. De regionale markedsdriverne var litt ulike i de tre subregionene, som vist i Figur 5.2.

	Bergen	Haugesund	Stavanger
Initiale drivere <2005	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Transportløsninger ✓ Gassbusser 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Industri ✓ Aluminium ✓ Trykkeri 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bygninger ✓ Institusjoner ✓ Næringsbygg
Sekundære drivere >2005	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gassferger ✓ Institusjonsbygg 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Gassbusser ✓ Gassferger 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Drivhus ✓ Kogen ✓ Planlagt FoU og teknologiutvikling

Figur 5.2 Subregionale markedsdriverne i B/H/S-regionen

Typisk for alle tre gasselskapene var at de gjorde nøye markedsundersøkelser i sine regioner, både for å kartlegge brukerbehov på kort og lengre sikt, men også for å forberede aktører på at selskapene var i ferd med å bygge markedsrelasjoner og leveransekjeder. I 2005 ble det gjort ytterligere en studie som viste at det likevel eksisterte viktige barrierer som kunne hindre en ønsket markedsdannelse (Karlsen et al. 2005). Situasjonen var preget av ufullstendig logistikk og sårbar infrastruktur, uklare rammebetingelser for utvikling av tilbud i markedet, stor avhengighet av «ildsjeler» i prosjektutvikling og derfor relativt få prosjekter som ble igangsatt, usikkerhet vedrørende gasspris og lønnsomhet, og knapphet på nøkkelkompetanse og operativ teknologi. Gassmarkedet i B/H/S-regionen var således både begrenset i omfang og manglet en tilstrekkelig egenutviklingsdynamikk så sent som i 2005. Dette var en utfordring som måtte adresseres aktivt gjennom å bygge opp et samhandlende aktørnettverk.

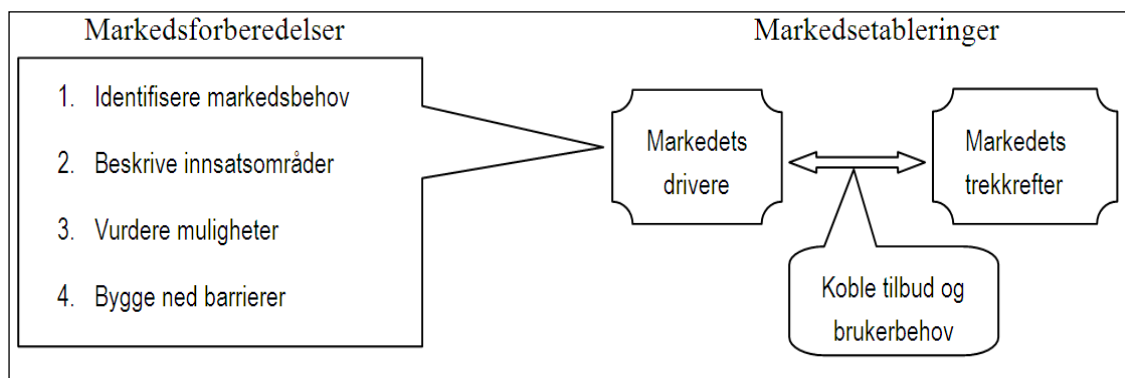
5.4.2 Regiongassens utviklingslogikk

I vårt teoretiske bilde, ispedd tentative empiriske observasjoner, vil naturgassanvendelse i et regionalt innenlandsmarked være særpreget av to forhold: For det første at naturgass har godt potensial for innenlands markedsvekst. Gass vil etter hvert kunne demonstrere fortreffelighet når det gjelder leveringssikkerhet, tilgjengelighet, miljøgevinst og prisfordeler. I Norge hadde vi en underkritisk og fragmentert masse, små krav til innovasjon og begynnende kunnskapsspredning med et tidligmarked som kunne

utvikles i B/H/S-regionen. For det andre har Norge tre sterke næringsklynger, fire lovende nettverksnæringer, mange ulike innovative nisjebedrifter. Anvendelser av innenlands naturgass har antakelig best vekstmuligheter og vil gi flest spin-offs om den kan knyttes tettere til eksisterende klynger, f.eks. distribuert kraft/varme/kjøling til Energiklyngen, gassdrevne brenselceller til Maritim klynge (skip) og gass til bioprotein til Sjømatklyngen.

I neste omgang er det derfor naturlig å se nærmere på de vekststrategier de tre gasselskapene valgte for å kunne realisere et slikt marked og en mulig regional gassklynge ble bygget opp med et slikt perspektiv for øyet. Et viktig trinn i en slik analyse er å identifisere de utfordringene samfunnet står overfor når det gjelder å utnytte naturgass; dette gjelder både nasjonalt og regionalt. Dernest må det skaffes en viss oversikt over hvordan sentrale aktører tenkte seg den fremtidige utvikling. Hvor skal gass anvendes; til kraft- og varmeproduksjon, som drivstoff, som råstoff, osv? Virkningene av slik bruk vil også avhenge av politiske, markedsmessige, miljømessige og økonomiske rammevilkår og disse må skisseres. Dessuten er det vesentlig å rette oppmerksomheten mot både handling og kunnskap når det gjelder naturgassens potensial og strategiene som ble anvendt for å realisere mulighetene. I den sammenheng kan en beskrivelse av hvordan det regionale gassmarkedet i B/H/S-regionen har utviklet seg være viktig, ikke minst å skissere hvilke drivere og trekkrefter som hittil har dirigert markedsutviklingen. Dessuten er det viktig å klarlegge hvordan man har bygd bro mellom forholdsvis spredte drivkrefter og et fragmentert behov for anvendelse av naturgass.

En måte å se byggingen av det regionale gassmarkedet på er som i figur 5.3. De to viktigste analyseblokkene består av markedsforberedelser og markedsetableringer.



Figur 5.3 Utviklingslogikk for det regionale gassmarkedet

I *markedsforberedelsene* vil de sentrale aktørene vurdere hvilket *behov* for energi og råstoff ulike brukere har, hvor stort er dette behovet og hva slags tidshorisont kan det tenkes å falle inn under. Dessuten vil man vurdere hvilke *anvendelsesområder* som ligger best til rette for en mulig satsing, for eksempel renere kraftproduksjon, CO₂-håndtering, som innsatsfaktor i ulike prosesser og produkter, osv. På dette grunnlaget vil man vurdere de *muligheter* som åpner seg for lønnsom verdiskaping, krever det tilgang til en bestemt næringsklynge, ny infrastruktur, eller lignende. Til sist må man vurdere hvordan ulike *barrierer* som kan hindre etablering, kan nedbygges eller fjernes. Dette

kan dreie seg om tilgang til passende finansiering, kompetanse, partnere, eller krever utvikling av nytt regelverk.

Når det gjelder selve *markedsetableringene* er det nødvendig å stimulere de *trekkrefter* et gassmarked er avhengig av. Man må altså skape nødvendig etterspørsel og påvirke brukeropfatningene slik at naturgass blir en foretrukket energikilde. På den annen side vil markedets *drivere* også måtte stimuleres, herunder å skape nødvendige endringer i teknologi og infrastruktur for å kunne levere naturgassen til kundene. Selve koblingen av tilbudene og behovene må også skje til gunstige vilkår. I *oppstarten* vil man kunne være avhengig av ulike brobyggende prosjekter, at de politiske og økonomiske tiltakene støtter gassmarkedene og at de langsiktige rammevilkårene anses som forretningsmessig bærekraftige.

5.4.3 Soria Moria slott?²³

På basis av kartleggingsstudien i 2003 syntes det likevel klart at naturgass ble ansett som interessant både for fremtidig teknologi- og innovasjonsutvikling (Karlsen og Quale 2003). Det ble påvist et stort potensial for økt verdiskaping gjennom å tilføre gassen kunnskapselementer som da ikke aktivt ble anvendt i Norge. B/H/S-regionen var åpenbart den sterkeste regionen for gassdistribusjon i Norge, og hadde dessuten den bredeste kompetanse og næringsmessige forankring til gassanvendelser. Forankringen var imidlertid spredt og hadde behov for atskillige tiltak for å kunne oppnå fordeler knyttet til bedre komplementaritet og samlet kapasitetsutnyttelse. Regionen var sterk også når det gjaldt aktiv deltakelse fra myndigheter, næringsliv og kunnskapssektor. Flere aktører var i løpende aktivitet med gassprosjekter som skulle gi nye produkter og nye arbeidsplasser som resultat. Imidlertid var regionen preget av de samme barrierer som øvrige regioner i Norge; gassmarkedet innenlands var lite og veksten langsom. Gassklyngen var ikke formet.

Potensialet var imidlertid godt og perspektivet langsiktig; Norge kan ha naturgass tilgjengelig for bearbeiding i 100 år, dvs. fire nye generasjoner kan anvende gassen både til nyskaping og jobbskaping om man arbeider klokt. Gass som energibærer vil representere en lang overgangsperiode frem til at hydrogen evt. kan bli anvendt på bred basis. Dette generasjonsgapet satset fag- og næringsmiljøene i B/H/S-regionen på å utnytte til å bygge opp en moderne og nettverksbasert energisektor.

Regionen trengte imidlertid aktive tiltak som kunne stimulere mekanismene for oppgradering i en mulig gassklynge; herunder tiltak rettet mot innovasjonspotensialet (f.eks. SkatteFunn-ordninger), bedret komplementaritet mellom aktører (felles utviklingsprosjekter e.l.), og tiltak som bedret både spredning og deling av kunnskap (møtearenaer og formidlingskanaler av ulike typer). Det syntes å være vesentlig å øke samhandlingen mellom de næringsmessige knutepunktene på Kollsnes, Haugalandet og Risavika. Regionalt fordelte disse tre seg på en balansert måte, samtidig som de også vektla ulike aspekter i verdikjeden for anvendelse av naturgass. Også tiltak som kunne

²³ I folkeeventyret av samme navn, skrevet ned av Asbjørnsen og Moe, er Soria Moria det slottet hvor heltten finner den bortkomne prinsessen.

synliggjøre regionens ambisjoner og fortreffeligheter på gassområder måtte vektlegges; herunder å starte en regional merkevareprofilering for gassregion Vestlandet.

Erfaringer med regionale virkninger av gassbruken er ikke alltid oppmuntrende. Siden 1960-tallet har naturgass utgjort en stadig økende andel av det primære energiforbruket i United Kingdom (UK); i 2003 utgjorde det nærmere 40 prosent²⁴. I Europa er det bare i Nederland (46 %) og i Ungarn (43 %) at naturgass er en mer dominerende energibærer. Tilgangen på naturgass fra Nordsjøen omformet UK fra å være en produsent av sekundær energi (bygass fremstilt fra kull og olje) til en distributør av primær energi. Med denne transformasjonen fulgte det et nasjonalt transportnett (etter hvert også koblet på EU-nettet) som krevde andre organisatoriske løsninger enn de lokale som tidligere var knyttet til bygassnæringen. Naturgass dekket alle de viktigste befolkningssentrene i løpet av 1970-tallet og dekket hele det urbane markedet etter hvert som det nasjonale transportsystemet ble utvidet i UK.

Naturgassen fikk altså raskt en relativ god nasjonal dekning i UK, dette var med på å begrense eventuelle regionale komparative fortrinn som kunne ha oppstått. Selv om naturgass er blitt langt viktigere som energiform, har det ikke fulgt noen ny industrialisering langs det nasjonale gassdistribusjonssystemet, slik det opprinnelig var forventet i UK. Det har ikke oppstått noen gassintensive industriklynger slik man har observert i enkelte andre land. Med unntak av den petrokjemiske industrien, synes det som om naturgass verken har vært eller vil bli noen avgjørende faktorer i utviklingen av tydelige og avgrensede regionale næringsklynger. En viktig årsak til dette var at rørleggingen skjedde hurtig slik at ingen regioner oppnådde et komparativt fortrinn som de kunne utnytte industrielt. Imidlertid har naturgass ganske raskt erstattet bygass samtidig som det har påtvunget UK et nasjonalt distribusjonssystem oppå de opprinnelige, lokale og regionale systemene. Naturgassen har også erstattet kull i mange markeder. Begrenset tilgang på naturgass til rurale områder har på den annen side økt velferdsavstanden der til urbane områder (Karlsen et al. 2005:15).

De norske forventningene om at gassbasert vekstindustri knyttet til en transregional rørledning støttes dermed ikke av de engelske erfaringene. Likevel startet man Skanledprosjektet hvor man i fire-fem år (2005-2009) utredet muligheten for en rørledning langs kysten fra Kårstø til Grenland, og videre til Østfold og Sverige. Hvorvidt disse erfaringene fra UK i det hele tatt var direkte overførbare til norsk gassektor var egentlig et helt åpent spørsmål. Nå er et nasjonalt rørledningsnett ikke lenger aktuell politikk i Norge.

²⁴ Avsnittet bygger på et notat fra Keith Chapman 2004, jf. referanselisten bak.

6 Tre ulike vekststrategier

Selv om gass lenge ikke spilte noen rolle i det norske fastlandsmarkedet for energi, er Norge en supermakt når det gjelder produksjon og eksport av naturgass. Trass i størrelsen på gassindustrien har innenlands anvendelse tatt av i svært rolig tempo. Unntaket er altså den sørlige delen av Vestlandet, med fylkene Rogaland og Hordaland hvor det første og største distribusjonsselskapet ble stiftet i 1989. Mange skeptikere var av den oppfatning at Norge ikke var egnet som naturgassbruker, mest fordi hydroelektrisk kraft har vært rikelig inntil nylig, og fordi infrastrukturen for gassbruk ikke var på plass eller fordi det ville bli for kostbart å installere slikt med et så spredt bosettingsmønster som i Norge.

Et slikt syn deles ikke av de to konkurrerende naturgassleverandørene, Gasnor og Lyse Gass som over tid skaper et marked for sine produkter og tjenester i Rogaland, og for det tilsvarende selskapet Naturgass Vest i Hordaland. Dette kapitlet handler om særtrekkene ved disse tre selskapenes struktur og strategier for å penetrere det regionale gassmarkedet på Vestlandet. De tre kasusene er bygd opp med en likeartet taksonomi for å lette komparasjonen av de valg selskapene gjør når det gjelder strategi, kommersiell profil og politisk (styringsmessig) tilkobling.

6.1 Gasnor – en forsiktig strateg?

Gasnor fremstiller seg i 2009 som Norges ledende (nedstrøms) naturgasselskap med 100 km rørgassnett, CNG-distribusjon og LNG-distribusjon fra tre separate produksjonsanlegg. Gasnor eier 13 CNG-trailere, 14 LNG-trailere, disponerer to LNG-tankskip og cirka 20 LNG-terminaler. Selskapet leverer gass til 48 stasjonære anlegg i 19 kommuner, har engrosleveranser til fire kunder, til 15 skip i innenrikfart, til 150 kjøretøyer, 900 boliger, samt varme til 2200 leiligheter i borettslag, til 150 næringskunder og til ti andre kunder, herunder også til utlandet.

Selskapet er Norges eldste og største distribusjonsselskap og har bygget sin markedsdominans gjennom 20 års systematisk og stegvis vekst. Det ble etablert i 1989 og fusjonerte med Naturgass Vest i Bergen i 2005. Gasnor overtok dessuten Naturgass Trøndelag og Naturgass Helgeland i 2006. Gasnor AS har hovedkontor på Avaldsnes i Karmøy kommune, og har avdelinger i Bergen, Trondheim og Akershus og en driftsorganisasjon på Kollsnes. Selskapet har vel 50 ansatte. Den største produksjonsavdelingen er på Kollsnes nord for Bergen. Naturgassen leveres på ulike måter; gjennom et rørbasert distribusjonsnett med både lav- og høytrykksledninger i hovedsak Karmøy og i Haugesund, som CNG (høytrykk) til Bergensområdet og som LNG (flytende naturgass) til resten av Norge, fra Bodø i nord til Lista i sør.

6.1.1 Selskapets historie

Etter fem år ble Gasnor operativt i 1994 ved å sikre leveranser til Hydro Aluminium på Karmøy, som i sin tur ble det første industriselskapet som erstattet olje med naturgass. Store energiselskaper, så som Hydro, Statoil, E.o.n. Ruhrgas, Total og Shell og

regionale selskaper som BKK og Haugaland Kraft er eiere av Gasnor. Selskapet startet byggingen av rørledning i 1992. Den første naturgasskunden, Hydro Aluminium på Karmøy, tok naturgass i bruk våren 1994. Aluminiumsfabrikken bruker naturgass til smelteovner, homogenisering, holdeovner i støperi, pressverk og valseverk samt til generell oppvarming av lokalene. Siden har selskapet bygd ut et lavtrykks rørrnett for distribusjon til småindustri og næringsbygg i Karmøy og i Haugesundsområdet. Dessuten har store deler av industrien i regionen konvertert anleggene sine til naturgass. I praksis har det meste av industriell bruk av tungolje her blitt erstattet av naturgass.

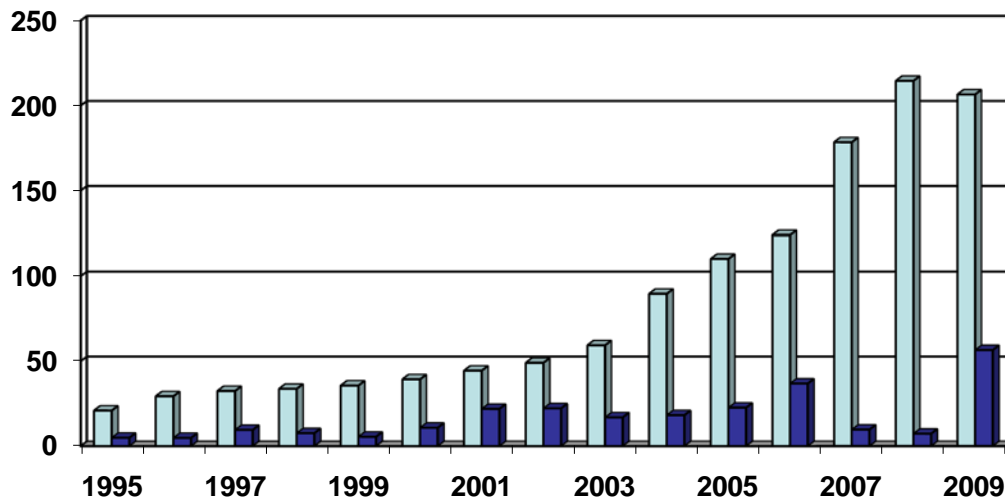
Gasnor har dessuten utviklet et fleksibelt distribusjonssystem som omfatter både tankbiler og LNG skip. Pioneer Knutsen er verdens minste LNG-skip, beregnet for kysttransport av nedkjølt naturgass, og ble satt i drift i 2003. Skipet har en kapasitet på 650 000 kubikkmeter, og frakter gass fra Gasnors LNG-fabrikk i Naturgassparken Vest ved Kollsnes i Hordaland og nordover langs kysten. I dag gjør Gasnor derfor naturgass tilgjengelig både gjennom rørgass, CNG og LNG til hele Norge.

Naturgassen brukes til en rekke formål, som smelting og homogenisering av metall, metallgjenvinning, som drivstoff, til dampproduksjon, tørkeprosesser, kraft- og varme-produksjon, skjærebrenning og til alle typer byggoppvarming. Metallverk, næringsmiddelindustri og mekanisk industri, er noen få eksempler på bransjer som nå bruker naturgass som innsatsfaktor eller som energibærer. Gasnor har to produksjonsanlegg for LNG på Karmøy, og anlegg for både LNG og CNG på Kollnes utenfor Bergen. For å møte det økende behovet bygger Gasnor nå sitt tredje produksjonsanlegg for LNG på Kollsnes. Selskapet eier og driver all infrastruktur for naturgass fra landfallene på Kårstø og Kollsnes frem til sluttbrukerne i Norge.

Kollsnes næringspark i Øygarden kommune (Hordaland) rommer viktige funksjoner for Gasnor. Den ble etablert i 1995, endret navn til Naturgassparken Vest AS i 2006, og eies av Øygarden kommune og Bergen Tomteselskap med 50 prosent hver. Næringsparken er under kontinuerlig utbygging, og er selvforsynt med naturgass, men også elektrisitet og varme fra eget kogenanlegg. Første byggetrinn av Norges største småskala LNG-fabrikk sto ferdig utbygget i Naturgassparken i Øygarden i 2003, og er hovedsentral for distribusjonen av nedkjølt naturgass i Norge. Formålet med industriparken er å utvikle næringsvirksomhet med basis i tilgang på naturgass fra Trollfeltet. Næringsparken består av 500 mål resterende, ferdig opparbeidet tomtegrunn med kogenanlegg, oppdrettsanlegg for torsk, infrastruktur for gass i høytrykks- og lavtrykksnett, to LNG-fabrikker med produksjonskapasitet på 40 000 og 80 000 årstonn, lasteramper for LNG-skip og -tankbiler og dypvannskai, eget CNG-anlegg, offentlig tilgjengelig gassfylllestasjon for busser og biler. I 2003 etablerte både Gasnor og Naturgass Vest hvert sitt LNG-anlegg, henholdsvis på Snurrevarden på Karmøy (kapasitet 20 000 årstonn) og i Kollsnes Næringspark i Øygarden (40 000 årstonn). Fra 1.1. 2005 er Naturgass Vest med alle sine aktiva fusjonert inn i Gasnor. Eier og operatør av gassanleggene i Naturgassparken er nå Gasnor i Bergen.

6.1.2 Intern styrke og svakhet

Gasnor har økt salget jevnt og trutt og solgte i 1995 rundt 20 millioner Sm³ naturgass til kunder i og rundt regionen Haugesund og Karmøy, økerte til over 200 millioner Sm³ i 2009, inkludert LNG-salg fra sine to anlegg. Leveranser av naturgass og finansielt årsresultat er vist i figur 6.1 for hele den operative perioden 1995-2009.



Figur 6.1 Gasnor NG leveranse MSm³/Årsresultat (etter skatt) MNOK

Kilde: Gasnor årsrapport 2003, 2005, 2009.

Markedet for naturgassanvendelse har gradvis økt helt siden Gasnor startet sin drift; faktisk en åttedobling av omsatte gassvolumer og en firedobling av det økonomiske driftsresultatet. Gasnor leverte i 2009 i overkant av 200 MSm³ naturgass gjennom rør, som LNG og som CNG. Videre disponerer Gasnor LNG-fabrikker med samlet kapasitet på 140 000 tonn/år (190 MSm³) på Karmøy og Kollsnes. Gasnor har etablert over 30 terminaler for mottak av LNG, som fungerer som knutepunkt for videre distribusjon i regionen rundt. Videre har selskapet CNG-distribusjon i Bergensområdet og på Haugalandet. Gasnor har dessuten fra slutten av 2008 tilgang på to skip for LNG-distribusjon, et på 1000 m³ og et på 7500 m³. For et kommersielt selskap er det viktig å vise at det tjener penger. Det gjør Gasnor i hele sin historie, selv om overskuddenes størrelse av og til er beskjedne.

6.1.3 De eksterne tekniske og institusjonelle omgivelser

Gasnor forsyner nå mer enn 200 stasjonære kunder med naturgass gjennom sitt distribusjonssystem. Kundene befinner seg etter hvert over nesten hele landet, fra Østlandet via Sørlandet og Vestlandet opp til Nord-Norge. Selskapet eksporterer også et mindre volum LNG til England og Sverige som drivstoff for kjøretøyer (busser og tunge motorkjøretøyer). Kundene er i hovedsak industrielle sluttbrukere, men Gasnor forsyner også LNG til mindre, private kunder. I 2005 ble omtrent 85 prosent av naturgassen fra Gasnor forbrukt av industrielle brukere. Med LNG som drivstoff for fartøyer, i hovedsak til gassferger og forsyningskip, øker dette som et nytt markedssegment.

Mangel på passende infrastruktur har lenge vært en viktig hindring i arbeidet med å øke bruken av naturgass i Norge. Det å transportere LNG blir fremhevet som den beste løsningen for et land med svært variert topografi og spredt befolkningsmønster, som vi finner i Norge. LNG blir ansett å være det mest anvendelige drivstoff for skip og for rederier som er opptatt av både kostnader og miljøforbedring. I Norge diskuteres det mange planer for nye anlegg som også åpner nye markedsmuligheter for Gasnor. Nå forbruker industri og stasjonære kunder mesteparten av den innenlandske gassmengden i Norge. I tillegg er det et økende antall kjøretøyer som bruker naturgass som drivstoff, både i Bergen, Haugesund og Stavanger.

En større mottaksterminal for naturgass bygges våren 2008 på Greåker i Sarpsborg. Gasnor skal ferdigstille LNG terminalen, mens Enova bidrar til byggingen med 24 millioner kroner. **(sjekk status 2011)**. Dette er klart etter at Gasnor og Enova har inngått avtale om tjenesteforpliktelse for distribusjon av naturgass i Sarpsborg i Østfold. Naturgassen skal forsyne industrien på Østlandet og Sverige. Første byggetrinn vil bestå av 5 LNG-tanker på hver 700 kubikkmeter. Kostnadsrammen på dette byggetrinnet er i underkant av 100 millioner kroner. Gasnor vil i løpet av noen år utvide med inntil ytterligere 10 tanker i samme størrelse. Den totale lagerkapasiteten vil da være cirka 10.000 kubikkmeter LNG.

Dette anlegget vil kunne forsyne industri på Østlandet og vestre Sverige. Konvertering fra dagens oljeprodukter innen industri og transportsektoren til naturgass vil gi vesentlig reduksjon av CO₂ og partikler, noe som vil redusere både globale og lokale miljøbelastninger. En del av den kraftintensive industrien, som har behov for mye prosessvarme og -damp, får solide subsidier i form av avgiftslette i bruk av tungolje. Gasnor planlegger også et landbasert røرنett i forbindelse med mottaksanlegget. Inntil det er på plass vil kundene bli forsynt med tankbiler.

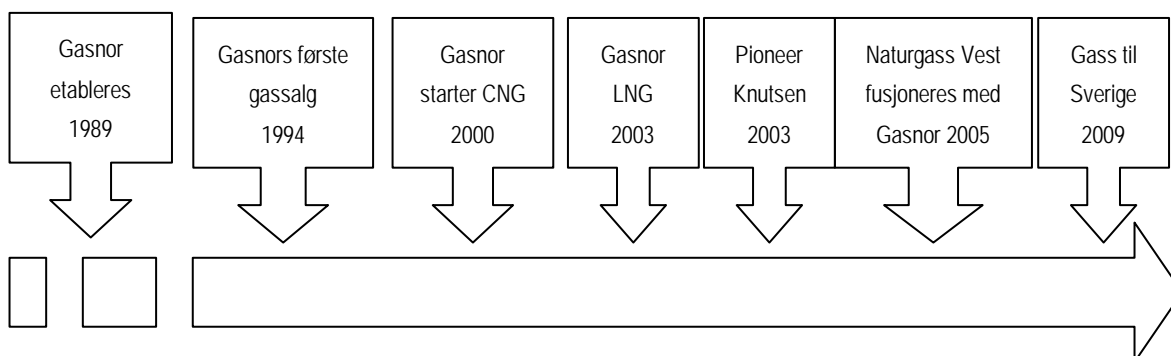
6.1.4 Gasnors strategi

Gasnor viser tydelig at selskapet vil bidra til utvikling av det norske naturgassmarkedet, og deltar både som eier og bistandsyter overfor andre, mindre naturgasselskaper i ulike regioner i Norge. Selskapet arbeider for økt bruk av naturgass ved kjøp og salg samt distribusjon av gass og annet tilknyttet virksomhet. Dessuten deltar Gasnor helt eller delvis i andre selskaper med tilsvarende formål gjennom aksjekjøp eller på annen måte.

I sine første ti driftsår fulgte Gasnor en «inkrementell» strategi (Nadler & Tushman 1990). I små og jevne skritt ble produksjonen økt og markedet utvidet. Senere (særlig fra 2007) kan vi se et markant skifte i Gasnors strategi og en kraftig vekst i omsatte gassvolumer. I slutten av 2004 ble Naturgass Vest, som var basert i og betjente Bergensregionen slått sammen med Gasnor, hvor sistnevnte var overtakende selskap. I 2005 kjøpte Gasnor alle aksjene i Naturgass Trøndelag for å utvide sitt fotfeste i Midt-Norge. I 2009 presenterer Gasnor seg som det ledende naturgasselskapet i Norge. Alle elementene i markedsprofilen understreker Gasnors posisjon og økende evne til å møte det regionale markedets etterspørsel. Vekst gjennom oppkjøp, etablering av nye produksjonsanlegg, mangeartede leveransmåter, og aktiv markedsbearbeiding preger selskapet.

6.1.5 Gasnors tidslinje

Gasnor var det første norske selskapet som leverte naturgass til norsk industri gjennom rørnett, som også leverte komprimert naturgass (CNG), bygget småskalaanlegg for produksjon og salg av LNG, bygget opp en logistikkjede og lokale terminaler for LNG, som eksporterte LNG til andre land i Europa, og som importerte LNG til Norge som supplement til egen produksjon. Gasnor var med andre ord Norges pionerselskap når det gjelder innenlands gassanvendelse. I korte trekk ser Gasnors tidslinje ut som i figur 6.2.



Figur 6.2 Gasnors tidslinje 1989-2009

Selskapet er nå medeier i en rekke selskaper; Naturgass Grenland AS (Porsgrunn) og Naturgass Møre AS (Ålesund), og opererer LNG-mottaksanlegg over hele landet. I 2006 overtok Gasnor alle aksjene i Naturgass Helgeland som del av sin strategiske satsning i denne regionen. Gasnor har utvidet LNG-fabrikken i Naturgassparken på Kollsnes i Øygarden, Hordaland, til produksjonskapasitet på 120 000 årstonn. Den utvidete fabrikken ble offisielt åpnet våren 2007. Totale investeringer er på om lag 400 millioner kroner fordelt på to byggetrinn. Selskapet omsatte i 2006 for ca. 310 mill. NOK. Inntil utgangen av 2009 var dessuten eierkonstellasjonen ganske stabil, med Statoil som største eier (ca. 41 %), men også BKK har en stor eierpost (20 %).

Gasnor forventer en økning i gassleveranser i årene fremover basert på distribusjon av flytende naturgass (LNG). Målsettingen er gjennom internasjonal satsing å øke selskapets salgsvolum. Gasnor har imidlertid lite ledig kapasitet i egne produksjonsanlegg for LNG. Veksten er planlagt gjennomført ved å kjøpe LNG fra importterminaler for LNG i Europa og transportere den til regionalterminaler for videre distribusjon til Gasnors kunder. Gasnor anvender både rørledninger, bil og båt for transport av naturgass, og har leieavtaler for de to LNG-skipene Pioneer Knutsen og Coral Methane. I juni 2008 inngikk selskapet avtale om kjøp av LNG fra terminalen i Huelva, Spania. Gjennom denne kontrakten med spanske Iberdrola s.a. har Gasnor tilgang til LNG utover egen produksjonskapasitet (Gasnor årsberetning 2009:10).

6.2 Lyse Energi – en strategisk risikotaker?

Lyse Energi har fra sitt hovedkontor i Stavanger engasjert seg i gassproduksjon og distribusjon fra år 2000. I 2009 opererer det 461 km gassdistribusjonsnett, 61 km fjernvarmenett, 22 km fjernkjølenett, leverer til et økende antall kjøretøy med gassdrift, har satt i drift en biogassfabrikk og startet salg av klimanøytral gass. Selskapets

regionale forankring er Nord-Jæren i Rogaland, men selskapet ekspanderer sitt marked til andre deler av Norge og til utlandet. Det planlegger nye gassfylllestasjoner, vil legge til rette for elektrisitet som drivstoff, utvide sin biogass- og fjernvarmekapasitet, samt operere en storskala LNG-fabrikk i sin region.

6.2.1 Selskapets historie

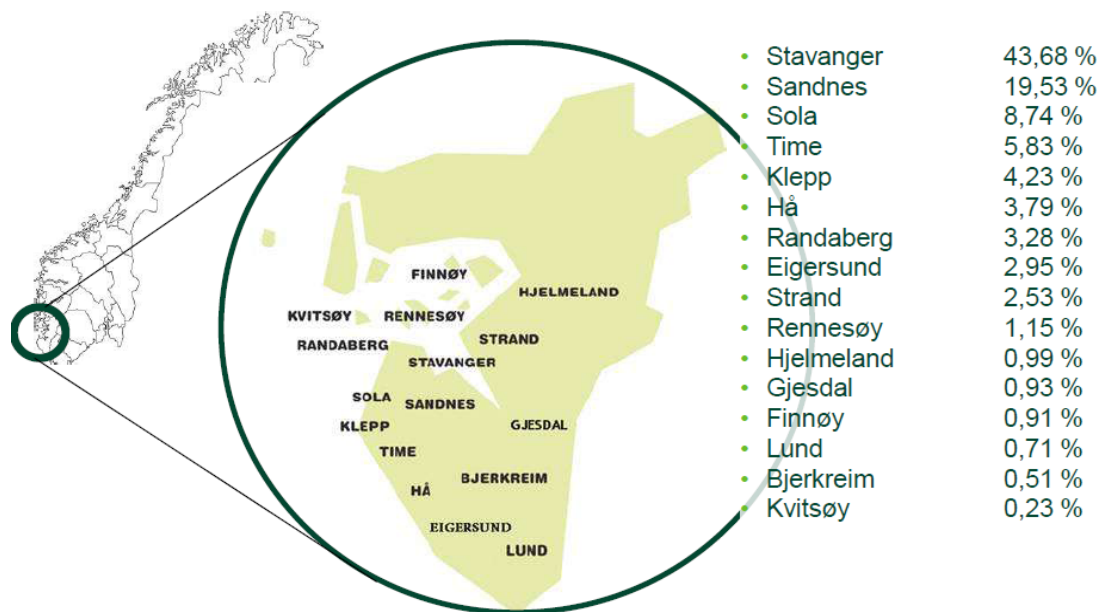
6.2.1.1 Morselskapet

Lyse Energi har en lang historie, faktisk tilbake til 1899, men regner opprettelsen av Stavanger Elektrisitetsverk og Sandnes Elektrisitetsverk i 1909 som det formelle startpunkt. Lyse kraft ble i 1947 opprettet som et interkommunalt, felleseid selskap for vannkraftproduksjon med heleide kraftverk i og ved Lysefjorden og med betydelige engasjementer i fellesutbygginger i regionen. Før Lyse-utbyggingen var fullført, var Lyse Kraftverk og eierkommunene fullt engasjert i utbyggingen av Sira-Kvina, og fra slutten av 1980-årene mottok Lyse også kraft fra Ulla-Førre anleggene.

Den største politiske endringen i norsk elektrisitetsforsyning siden innføringen av konsesjonslovene i 1909 er av mange ansett å være den nye energiloven i 1991. Konsesjonslovene ble opprinnelig vedtatt etter langvarig politisk kamp og søkte å stoppe store utenlandske firma i å kjøpe opp og kontrollere norske naturressurser. Med den nye energiloven i 1991 ble produksjon og salg av strøm ikke lenger monopolbasert, men overlatt til markedet. Dette gjorde de store verdiene som lå i den regionale energiforsyningen synlige, og de kommunale eierne hentet etter hvert utbytte fra Lyse Kraft. I Lyse-området følte kommunene seg imidlertid kraftig utfordret av de mange endringene som oppsto i kjølvannet av den nye energiloven. Endringen i lovverket medførte at eierskapet ble mer aktivt, og selskapet vurderte løpende sin egen kompetanse og samarbeidsrelasjoner. Det tok flere år før politikerne i energiselskapenes styre aksepterte fullt ut at det ikke var styret som skulle fastsette elektrisitetsprisen, men daglig ledelse. Mens mange kommuner i andre deler av landet solgte ut sine eierandeler, valgte distribusjonsselskapene i Sør-Rogaland å etablere et markedssamarbeid for salg av strøm. Dette samarbeidet hadde forankring i en politisk styringsgruppe. Markedssamarbeidet la grunnlaget for en politisk prosess som pekte langt frem og bredt på hele energifeltet i regionen. De kommunale eierne ønsket et helhetsperspektiv på så vel produksjonsvirksomheten i Lyse Kraft som distribusjonsvirksomheten i de kommunale elektrisitetsverkene. Her lå en industripolitisk visjon om å bygge en bredere regional energiprofil enn den opprinnelige hydroelektriske hovedaktiviteten.

I desember 1996 opprettet eierne i Lyse Kraft et såkalt «ordførerutvalg», som besto av fem ordførere og de to styrelederne i Stavanger Energi og Lyse Kraft. Arbeidet i dette endte med at det kommunale eierskapet ble opprettholdt. Sommeren 1998 ble det nye energikonsernet Lyse Energi opprettet med 13 eierkommuner og 500 ansatte. I nær dialog med eierne gjennomførte dette utvalget en omfattende planleggingsprosess. Slik man så det, hadde eierne tre valg: videreføre status quo («business as usual»), selge selskapene («farm out») eller samordne og styrke virksomheten («consolidate»). Eierne var enige om å samordne virksomheten, og i juni 1998 førte dette til opprettelsen av Lyse Energi som morselskap og til heleide datterselskap for de valgte

virksomhetsområdene, herunder gass (Lyse 2007:43). De fleste kommunene gikk inn i det nye konsernet med alle sine eierandeler både på produksjons- og nettsiden. Noen kommuner (Klepp, Hå, Eigersund og Bjerkreim) beholdt sine elektrisitetsnett i egne selskaper, men ble med i Lyse Energi med de eierandeler de tidligere hadde hatt i Lyse Kraft. En kommune (Sokndal) valgte å stå utenfor Lyse. I alt er det nå 16 eierkommuner i Lysekonsernet. Lokalisasjon og kommunenes eierandeler er vist i figur 6.3.



Figur 6.3 Lyse eies av 16 kommuner i Sør-Rogaland

Nå kunne eierne gjennom det nye Lyse Energi utvikle et mer slagkraftig energiselskap. Både ville det være lettere å håndtere de ulike kundenes behov, styre risikohåndteringen ved nye prosjekter lettere og fordele verdier mellom eierne som ønsket utbytte og kundene som ønsket harmoniserte og konkurransedyktige priser i hele regionen. Ordførerutvalget pekte på at regionen måtte hente energi fra nye kilder, herunder vindmøller, biobrensel, gass, søppelforbrenning og lignende. Utvalget var helt klar i sin anbefaling om at reorganiseringen av energiselskapene i regionen måtte gjøres på en felles lest. Derfor ble det valgt en konsernmodell med nisjebaserte, heleide selskaper for produksjon, handel, marked og elnett drift (Lyse 2007:43). Allerede i 2000 ble Lyse Gass opprettet og året etter ble telekomselskapet Lyse Tele etablert. Begge disse etableringene er resultatet av nyskapingssideer både før og mens konsernet ble etablert. I 2003 utvidet konsernstyret selskapets visjon og forretningsidé til nettopp å være et energi- og telekommunikasjonsselskap.

Lyse arbeidet dermed videre innen to forretningsområder; energi og telekommunikasjon. Selskapet ble organisert som et konsern, hvor Lyse Energi AS er morselskap i Lysekonsernet. Forretningsområdet energi omfatter tre datterselskaper innen produksjon, handel og gass, mens telekommunikasjon omfatter to selskaper innen tele-, alarm- og vektertjenester. Selv om selskapets hovedaktiviteter og markeder er i Jærområdet, leverer det også bredbåndtjenester til forretningspartnere over hele Norge.

Lyses eiere har et langsiktig, næringsmessig perspektiv for utvikling av sine aktiviteter og datterselskaper hvor overskudd og fortjeneste på investeringer og drift gis høy prioritet. Selskapet tilbyr en fremtidsorientert produkt- og tjenestebase forankret i det de sier er en godt utviklet infrastruktur. Selskapet er totalleverandør av energiløsninger og driver produksjon, salg og transport av energi i form av hydroelektrisk kraft, fjernvarme, kjøling og naturgass. Selskapet tilbyr også en serie teletjenester og en konkurransedyktig bredbåndsløsning. Hovedkontoret er fremdeles lokalisert i Stavanger.

6.2.1.2 Lyse gass

I dette selskapsbildet skal vi se nærmere på Lyse Gass. Dette datterselskapet ble opprettet i 2000, og eier og driver anleggene for naturgass, varme og kjøling på vegne av morselskapet. I desember 2001 ble utviklingsplanen for rørledninger og markeder lansert. Planen møtte formell motstand fra flere miljøorganisasjoner, før den endelig ble godtatt av miljømyndighetene (Lindseth 2006). Høytrykksrøret, som ble kalt «Rogass», ble ført i land i Risavika utenfor Stavanger i august 2003 og den første gassleveransen til kunder ble levert i mars 2004. Hittil er flere hundre kilometer rørledninger lagt ut til brukere, hovedsakelig på Nord-Jæren. Her går gassrørene nå på langs og tvers av den urbaniserte Stavangerhalvøya. Løkkene i de nyasfalterte fortauene forteller sammen med de gule merkene på lysstolpene at her ligger gassledningen. På Lyses hjemmesider kan man se om ledningen går i nabolaget og om man har mulighet til å koble seg på. Her følger Lyse sin egen strategi; full dekning i hele regionen gjennom en totalplanlegging av gassnettet. Stavanger er i ferd med å bli gassifisert på nytt, to generasjoner etter at bygassen forsvant.

Lyses engasjement innen naturgass er begrunnet i flere forhold. Norge har behov for ny energi etter at det meste av vannkraften er bygget ut. Naturgass er, på samme måte som

Kort om Lyse Gass

Lyse Gass AS ble stiftet høsten 2000 og er heleid av Lyse Energi AS. Selskapets forretningskontor er i Stavanger. Selskapets hovedformål er å bygge og drive transport- og distribusjonsanlegg for naturgass i Sør-Rogaland, å kjøpe og selge naturgass samt å eie og drive anlegg for produksjon og distribusjon av varme og kjøling. Utbyggingen og markedsaktivitetene skjer i nært samarbeid med flere andre selskaper i Lyse-konsernet.

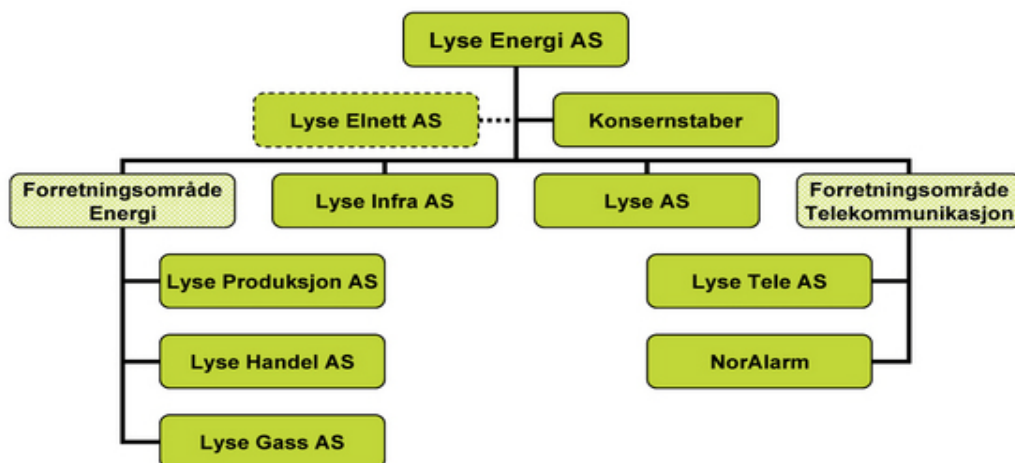
Kilde: Lyse Gass. Årsberetning 2005

elektrisitet, en ledningsbunden energi med mange av de samme bruksområdene som elektrisitet og fjernvarme. Naturgass anses å være en miljøvennlig energikilde som kan redusere utslipp til luft vesentlig når den erstatter forurensende energikilder som for eksempel olje. Lyses 16 eierkommuner er også opptatt av den videre næringsutvikling i regionen. Naturgass er derfor et virkemiddel for å skape ny virksomhet og styrke konkurransevnen for eksisterende bedrifter. For å dekke en stadig økende etterspørsel etter energi er Lyse også

opptatt av å utnytte de lokale energikildene som finnes i regionen. Utnyttelse av disse energikildene forutsetter et vannbasert distribusjonsnett. Fjernvarme er miljøvennlig i det varmeproduksjonen i stor grad skjer ved forbrenning av restavfall eller naturgass og ved bruk av varmepumper.

6.2.2 Struktur og forretningsområder

Selv om Lyse Energi har en lang historie, er det først ved inngangen til 2000 at den store omvandlingen har skjedd. I selskapets to forretningsområder, energi og telekommunikasjon, betjener dedikerte selskaper de ulike markedssegmentene. Organogrammet under viser hvordan selskapet først ble strukturert.



Figur 6.4 Organogram for Lyse Energi i 2000

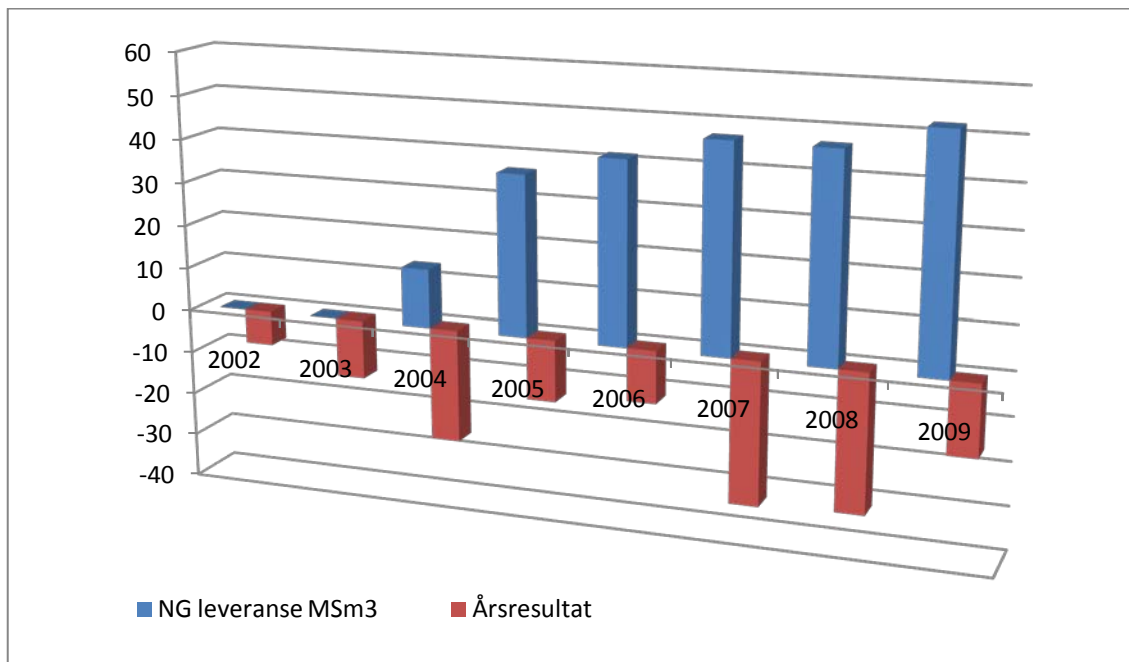
I tillegg til datterselskapene i de to forretningsområdene, er det også opprettet to selskaper som har de øvrige datterselskaper som sine kunder. Lyse Infra bygger og drifter infrastruktur og produksjonsanlegg for elektrisitet, gass, varme, kjøling og bredbånd. Og Lyse AS har som oppgave å rendyrke Lysekonsernets strategiske føringer, herunder å utvikle konsernet mot en flerprodukts-/flernytteprofil («multi-utility»). Selskapet produserer årlig om lag 5,3 TWh strøm, derav 3 TWh som leveres til egne kunder. Dessuten leverer konsernet 500 GWh naturgass, fjernvarme og fjernkjøling, og i tillegg internett, TV og telefoni til vel 60 000 kunder i eget og partners fibernett. Konsernet har nå 640 årsverk og omsetter årlig for 3,5 milliarder kroner (Lyse årsberetning 2009).

6.2.3 Lyse Gass AS – intern styrke og svakhet

Starten var altså lagt en 50 kilometer lang høytrykkssjøledning fra Kårstø i Tysvær kommune til Risavika i Sola kommune. Det er videre bygget et lavtrykks distribusjonsnett for naturgass i Jærregionen samt på øyene Rennesøy, Finnøy, Talgje og Fogn.

Sammen med IVAR (Interkommunalt vann- avløp og renovasjonsverk) og Westco AS eier Lyse Gass AS et energigjennvinningsanlegg i Stavanger hvor restavfall fra husholdning blir energigjenvunnet. Selskapet Forus Energigjenvinning KS produserer cirka 90 GWh damp som overtas i sin helhet av Lyse. Dampen benyttes dels til strømproduksjon via en damp turbin og dels i et fjernvarmenett. Det blir brukt naturgass som spisslast i fjernvarmeanlegget. Det bygges også opp et fjernkjølenett i området slik

at leveranse av varme og kjøling kan optimaliseres for kunden. I figur 6.5 er vist økningen i gassvolum levert av Lyse Gass AS siden oppstarten i 2004, sammenholdt med det økonomiske årsresultatet etter skatt.



Figur 6.5 Leveranser og årsresultat for Lyse Gass/Lyse Neo

Kilde: Lyse årsberetninger 2002-2009

Selv om volumene som leveres er mangedoblet påfører driften selskapet et underskudd hvert driftsår. I starten var underskuddet mest knyttet til store oppstartskostnader relativt til driftsinntektene, i 2007 begrunnes det forholdsvis store underskuddet (ca. 32 MNOK) med «et lavt prisnivå på naturgass»²⁵. Totalleveransen av naturgass i 2009 er vel 52 MSm³, tilsvarende 580 GWh, og underskuddet på årsresultatet er redusert til 16,3 MNOK.

Lyse Gass AS er ikke arbeidsintensivt, men kapitalintensivt selskap. Det har bare 14 ansatte (ved inngangen til 2008) i sitt hovedkontor i Stavanger. Selskapet leverte 446 GWh energi i 2006, svarende til om lag 45 MSm³ naturgass, men dette inkluderer også leveranse av noe varme og kjøling som ikke er produsert ved hjelp av naturgass. Lyse har nå etablert en LNG-fabrikk med kapasitet på 300 000 tonn/år (om lag 400 MSm³/år) i Sola kommune, og har inngått et samarbeid med rederiet I. M. Skaugen om skipstransport av LNG.

6.2.4 De tekniske og institusjonelle omgivelser

Startpunktet for Lyse Gass var dristig. Det fantes ikke store og krevende kunder i Jærregionen, selv om det nok var noen mulige sluttbrukere i veksthussektoren (med behov for varme og CO₂). Dessuten var det også mulige industrielle brukere av

²⁵ Lastet ned fra: <http://aarsrapport.lyse.no/virksomhetsomraader/gass.html>.

naturgass for fremstilling av varme (damp og varmt vann), så vel som direkte anvendelse i produksjonsovner (stål og porselen), og til sist også en mulig anvendelse som kilder for oppvarming i boliger og bygg. Markedet fantes altså egentlig ikke, selv om behovene nok kunne være tilstede. Rogassprosjektet som la sjørøret i Boknafjorden ble besluttet under antagelsen av et tilbudt gassvolum tilsvarende 350 GWh/år etter 10 år. Kontrakter for leveranse av dette volumet ble tegnet allerede ved oppstart i 2004. Prognosen ble raskt justert fra 350 til 800 GWh/år. Optimismen steg. Lyse Gass antok imidlertid at innenlandsmarkedet for naturgass i Norge ville ha mange likhetstrekk med de kontinentale markeder hvor om lag 20 prosent av total energietterspørsel dekkes via naturgass.

Det var mange drivkrefter som utløste Lyses interesse for naturgass. Naturgass var tilgjengelig i nærheten, og selskapet så infrastrukturen for hele energibildet i sammenheng. Man var opptatt av effektiv infrastruktur for energiproduksjon og distribusjon, og ønsket sette i gang virksomhet som kunne redusere behovet for ny infrastruktur for tradisjonell elektrisitetsforsyning. Derfor ble gass sett som et naturlig komplementært forretningsområde for Lyse. I tillegg hadde Lyse et regionalt eierskap som var opptatt av næringsutvikling og miljø, og som samtidig var interessert i å sikre områdets posisjon som ledende energiregion.

Imidlertid er ledningsbasert fremføring av naturgass til sluttbrukere kapitalkrevende og resultatene må derfor vurderes i et langsiktig perspektiv. Lyse slår fast sin tro på at naturgass kan være et konkurransedyktig alternativ som energiløsning for kundene, men at en i enkelte segmenter trolig er langt fra å hente ut den betalingsvilligheten som finnes. Det er derfor av sentral betydning at man oppnår akseptable rammebetingelser for virksomheten, skriver selskapet (Lyse årsberetning 2009: 86, om Lyse Neo).

6.2.5 Morselskapets strategi for energi og klima

Lyse utviklet en «masterplan» for energi og klima med basis i Rogaland, men med antatte muligheter for leveranser til EU-landene. For det første ønsket Lyse å utnytte fornybare energiresurser; vann og vind, biobrensel, avfall og spillenergi. For det andre siktet man mot en mer effektiv energibruk, både gjennom mer effektiv utnyttelse og intelligent styring. For det tredje ønsket man å redusere utslippene av CO₂ ved å levere naturgass til regioner i Europa som produserte kraft med mer utslipp enn ved bruk av gass. Det å handle lokalt og tenke globalt styrte ideen om eksport og utveksling av elektrisk kraft via det samlede produksjons- og distribusjonsapparatet Lyse kunne rå over.

Lyses strategi er å utvikle et fleksibelt energisystem hvor ulike energibærere samvirker står fast. Det erklærte mål er å bringe naturgass til Stavangerregionen innen et rimelig budsjett.

Forretningsutvikling hos Lyse har fokusert på naturgass, fjernvarme og alliansebygging.

Kilde: Lyse årsrapport og regnskap 1999:36

Strategien hos Lyse Energi for å levere naturgass til hjemmeregionen ble derfor klart og tydelig uttrykt fra starten av. Både den forretningsnisjen (naturgasstilførsel) og de første strategiske oppkjøpene av aksjer hos dens sterkeste konkurrent (Gasnor) indikerte at

Lyse forsøkte å oppnå synergier ved å slå sammen erfaringer og ressurser. Av årsrapporten (1999:36) kan vi lese at Lyses mål var å bli den første leverandør av rimelig naturgass til regional anvendelse i Stavangerregionen ved å øke fleksibiliteten i energisystemet ut over vannkraft og olje. Strategien fokuserer således på tre krystallklare hovedelementer; naturgassleveranser, oppgradering av fjernvarmetilbudet og aktiv alliansebygging, inkludert mer omfattende interessentdialoger (jf. tekstboksen).

I starten av denne offensiven holdt Lyse en strategisk aksjepost på 22,4 prosent i Gasnor, som til da var nasjonens ledende leverandør av naturgass til industrielle kunder og til transportsektoren. Lyse vurderte det slik at Gasnor allerede hadde skaffet seg betydelig kompetanse og innsikt og hadde fungert som veileder og ekspert i relasjon til innføring av naturgass innenlands i Norge. Gasnor hadde også gjort betydelig forskning om hvordan man med en gassrørledning kunne krysse fjordstrekningen fra landfallet på Haugalandet i nord til Stavangerregionen i sør. Derfor var eierskap hos Gasnor viktig, Lyse ville sikre seg relevant kompetanse og erfaring.

I det videre utviklingsarbeidet som Lyse satte i gang gjensto det å klargjøre hvorvidt innføring av naturgass i Stavangerregionen faktisk kunne føre til besparelser i investeringer i overførings- og fordelingsnettverk som kunne komme gassprosjektet til gode. Måten som det nasjonale regelverket for nettverksløsninger er formulert på tilsier at fortjenesten av elektrisitetsnettet vil avta hvis naturgass eller fjernvarme blir innført i stor skala. Lyse hadde tette samtaler med NVE og OED om disse spørsmålene.

Olje- og energidepartementet garanterte 1,3 millioner kroner i støtte til et prosjekt som skulle belyse infrastrukturspørsmål og mulighetene for å innføre gass i det regionale energisystemet. Formålet med prosjektet var å sikre dokumentasjon som viste hvorvidt naturgass var et lønnsomt og anvendelig alternativ som energistøtte under det daværende energiregimet, og avdekke hvilke eventuelle begrensninger og regler som måtte revideres for å gjøre markedsintroduksjonen levedyktig. Markedspotensialet og de samfunnsmessige gevinster, inkludert miljøfordelene ved å anvende naturgass ble også utredet. Anvendelser i boliger, næringsbygg, kontorer, transportsektor og i naturgass- og fjernvarmeanlegg ble analysert i tillegg til en detaljert kundeundersøkelse. Utfallet av den interne studien var positivt og ga grønt lys til å starte byggingen av sjørøret og landnettet. I september 2001 anbefalte styret i Lyse enstemmig å bruke inntil 500 millioner kroner for å føre gass over Boknafjorden til Nord-Jæren. Gassen skulle bringes videre til kundene i et rørbasert fordelingsnett, og kunne tas i bruk på Nord-Jæren i 2004. Styrets anbefaling forutsatte ikke at det ble bygd gasskraftverk i regionen.

Saken ble drøftet blant Lyses eiere i lang tid, og ble sluttbehandlet av bedriftsforsamlingen i Lyse 26. september 2001. I forbindelse med salget av ElTele Rogaland i 2000, bestemte eierne at 200 millioner kroner av gevinsten skulle benyttes for å bringe gass til regionen. Styret tok ikke stilling til hvor gassen skulle ilandføres, men alternativene var Mekjarvik i Randaberg kommune og Risavika i Sola kommune. Lyse ønsket å foreta ytterligere tekniske og økonomiske utredninger før endelig ilandføringssted velges.

Etter hvert ble det også klart at morselskapet Lyse Energi utviklet en strategi om å videreutvikle seg som et flerområdeselskap ved å tilby kundene et bredere spekter av

produkter og tjenester. Fremst i denne strategien var behovet for å skaffe til veie ny energi som et supplement til elektrisitet fra vannkraft. Utnyttelse av naturgass som var tilgjengelig fra Kårstø, ble derfor et naturlig strategisk satsingsområde for Lyse. Valget av Risavika i Sola som ilandføringssted og knutepunkt for det landbaserte rørsystemet ble tilsvarende enkelt.

6.2.6 Strategien for gass

Eierne i Lyse Energi så for seg og førte sin første kampanje for naturgass som en viktig hevstang for å stimulere ny næringsutvikling og styrke eksisterende regionale virksomheter. Følgende begrunnelser ble gitt for dette:

- Kampanjen var ansett som strategisk og langsiktig
- Anvendelse av naturgass har et positivt miljøbidrag ved å erstatte mer forurensende energikilder
- Prosjektet har en betydelig fortjenestemargin hvis det fins en større gasskjøper
- Naturgass gir Lyse Energi en ny forretningsmulighet som inkluderer et fremtidig gasskraftverk med tilhørende forskning og utvikling om bærekraftige CO₂ løsninger
- Naturgass gir regionens næringsliv nye muligheter, noe som er i de lokale eierens interesse og som stemmer overens med selskapets mål om å støtte og delta i å utvikle nye forretningsmuligheter.

Det var altså flere grunner til Lyses engasjement i naturgass. Norge trengte nye energikilder, etter som de fleste hydroelektriske kilder allerede var utbygd. På samme måte som for elektrisitet er naturgass en energitype som krever overføring, og har dessuten mange av de samme anvendelsesområder som elektrisitet og fjernvarme. Naturgass er en energikilde som er mer vennlig mot miljøet enn olje, og som kan redusere utslipp til atmosfæren betraktelig når den erstatter mer forurensende energikilder, så som kull eller olje. Lyses kommunale eiere var også ivrige etter å støtte næringsutviklingen i Sør-Rogaland. Naturgass er en måte å skape ny virksomhet på og samtidig styrke konkurransekraften til eksisterende selskaper (Kilde: Lyses årsrapport 2005).

Rogassprosjektet viste at selskapet hadde både beslutningsevne og risikovillig kapital sammen med relevant markedskunnskap. Lyse ble nok overrasket over at kundegrunnlaget var større enn man først antok. Utbyggingsprosjektet ble opprinnelig iverksatt uten identifiserte drahjelpskunder, riktignok med noen mulige sluttbrukere inne noen avgrensede bransjer. Man satset på tidlige leveranser, og to år etter oppstarten leverte man langt over prognosene.

I perioden 2004-2007 la Lyse et vel 400 km langt landnett for gass som strekker seg fra Sola til Stavanger og ned til Hå kommune. Hovednettet er ferdig utbygd, men arbeidet som nå gjenstår er å finmaske nettet. Gassrørene ble i hovedsak lagt der det var infrastruktur fra tidligere. Det er også lagt grenrør til Ryfylkeøyene der gassen blir distribuert til de store drivhusene. Lyse har samordnet legging av gassrør med fiber for

bredbånd, fjernvarmerør, strømkabler eller foretatt legging av gassrør samtidig som annen infrastruktur ble etablert. Man har slått flere fluer i samme smekk.

Første trinn i Lyses gasstrategi var altså å bygge et regionalt energisystem både på Jæren og i Ryfylke. Interessen for å ta i bruk naturgass var imidlertid betraktelig større enn det Lyse anslå i sine første planer. Likevel var det slik at Lyse bygde en del av infrastrukturen med større kapasitet enn bare å forsyne et regionalt brukersystem. Sjørøret fra Kårstø til mottaksanlegget i Risavika ble gitt en svært stor kapasitet. Derfor har Lyse funnet det naturlig å ekspandere tilbudet også i andre retninger, ikke minst gjaldt det LNG. Nær mottakspunktet er det nå bygget et produksjonsanlegg for LNG hvor leveransene skreddersys for større sluttbrukere eller for klynger av brukere knyttet til regionale og lokale naturgassledninger. I den forbindelse gikk Lyse sammen med en lokal investorgruppe (Celcius Invest) om å (på 50/50prosent basis) danne et selskap (Skangass) for å bygge LNG-anlegget i Risavika. En slik strategi gir nå markedsmuligheter også ut over Rogaland.

Liksom Gasnor, innså Lyse at LNG-konseptet muliggjør en ny type mindre LNG-fartøyer med behov for langt mindre mottaksterminaler enn tradisjonell LNG-transport. Mindre terminaler krever betydelig lavere investeringer og forsyningskjeden blir dermed svært kostnadseffektiv. I tillegg til skip vil leveranser med trailer være en effektiv løsning for mottakere som ligger nær LNG fabrikken. Salg og levering av LNG produsert i Risavika skjer gjennom selskapet Nordic LNG. Selskapet er eid av Skangass, som i sin tur eies av Lyse sammen med den lokale investorgruppen Celsius (60 prosent) og rederiet I.M. Skaugen (40 prosent). Rederiet er en av verdens ledende transportører av gass og har for tiden ti moderne LNG-tankskip under bygging. Nordic LNG vil benytte IM Skaugens skip for transport av nedkjølt, flytende naturgass fra Risavika til Nordic LNGs kunder.²⁶

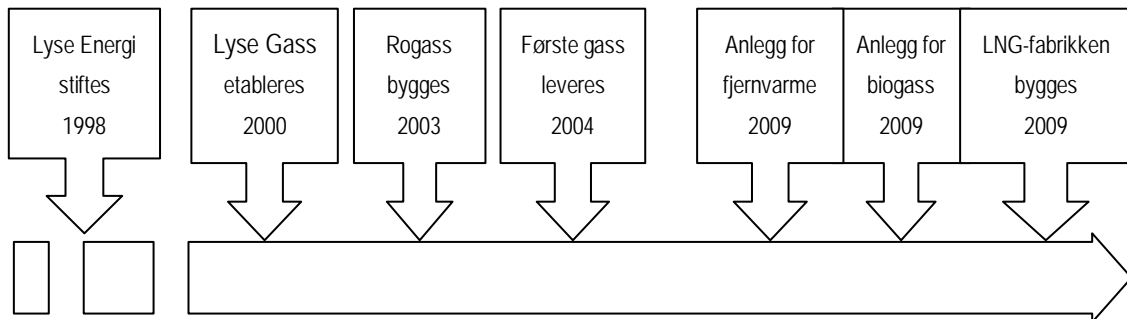
Med det gassnettet Lyse har bygd ut på Nord-Jæren ligger det nå til rette for at man kan produsere biogass fra både husdyrgjødsel, matavfall og kloakk som man distribuerer i samme rørledning og til de samme kundene som i dag bruker naturgass. Kombinasjonen av naturgass og biogass er derfor fremtidens energisystemer, sier Lyse. Med distribusjon av LNG vil selskapet legge til rette for slike løsninger overalt hvor man etablerer en biogassproduksjon og et naturgassnett. Strategien i Lyse Gass har med andre ord vært å bruke den regionale plattformen til å utvide sitt markedsområde til andre regioner og andre land, og til å utvide spekteret av gassbaserte energitilbud.

6.2.7 En tidslinje for Lyse Gass

I 1999 gjorde Lyse Energi, som inntil da hadde vært et regionalt kraftselskap en nøye gjennomgang av hvorvidt naturgass kunne bli et lønnsomt alternativ som energistøtte i det daværende nasjonale energiregimet i Norge. Både markedsmuligheter, samfunnsmessige gevinster, herunder miljøfordeler knyttet til introduksjonen av naturgass ble vurdert. Likeens måtte ulike forutsetninger og barrierer vurderes nøye for å avgjøre om naturgass kunne være et godt alternativ og supplement i den nasjonale og

²⁶ Kilde: <http://www.lyse.no/naturgass>.

regionale energiprofilen. Anvendelser i hjem, industri og kontorer, transport, gasskraft og lokal varmekraft ble analysert i sammenheng med en detaljert kundeundersøkelse. Utfallet av studien viste et gunstig bilde og året etter ble datterselskapet Lyse Gass AS opprettet. Viktige milepæler i tidslinjen for virksomheten er vist i figur 6.6.



Figur 6. 6 Milepæler i tidslinjen for Lyse Gass 1998-2009

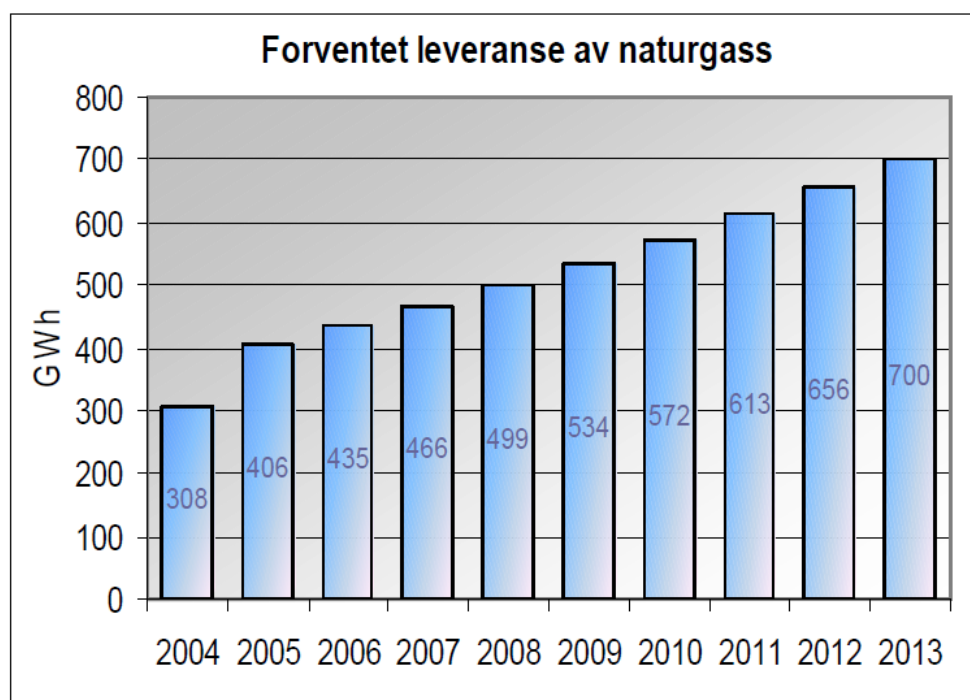
I Lysekonsernet har man omorganisert sin produksjonsform vedvarende siden 2000. I 2009 overtok *Lyse Neo* ansvaret for gassdelen, uten at dette betyr noe forsøk på usynliggjøring av gass som energikilde. Samme år startet byggingen av LNG-fabrikken i Risavika. Den figurerer som Europas største småskala LNG-produksjon, med en kapasitet på 300 000 årstonn. I 2009 åpnet Lyse også sitt biogassanlegg i Mekjarvika. Her omdannes avløpsvannet fra 225 000 personer til gass som føres inn i Lyses gassnett og tas i bruk som klimanøytralt drivstoff og varme. Samtidig er det startet et samarbeid mellom Lyse og IVAR for å realisere enda større andeler av biogasspotensialet som fins i regionen. De to aktørene har stiftet Hå biopark som skal bygge et anlegg for å håndtere både husholdningsavfall og biologisk avfall fra storhusholdninger og industri, samt ta imot husdyrgjødsel. Anlegget skal være driftsklar i 2013.

Lyse har nå som mål å øke leveransene av gass med 50 prosent fra dagens nivå frem til 2020. Gassen skal bestå av klimanøytral gass og spillgass fra LNG-produksjonen hos Skangass i Risavika. Over tid har Lyse Energi omdannet og utvidet sine forretningsområder, særlig gjelder det forretningsområdet for telekommunikasjoner hvor selskapet nå leverer ulike nettrelaterte produkter (Lyse årsberetning 2009). Dessuten har Lyse Neo altså overtatt ansvaret for rørgassdelen, CNG-distribusjonen, LNG, fjernvarme og fjernkjøling. I 2009 leverte dette selskapet 580 GWh energi, som motsvarer om lag 59 MSm³ naturgass. Dette inkluderer også noe leveranse av varme og kjøling som ikke er produsert av naturgass. LNG-fabrikken i Sola kommune er del av det fremtidige produksjons- og leveransesystemet, og er dimensjonert for en produksjon av 300 000 tonn/år, som tilsvarer 400 000 MSm³ årlig. Til sammenligning var hele det innenlandske forbruket i Norge i 2009 vel 300 000 MSm³ (jf. boks 1.2).

I sin vurdering av fremtidsutsiktene skriver Lyse i 2009 at det i løpet av 2010 eller 2011 innføres CO₂-avgift på naturgass, og at dette forventes å ha en viss betydning for naturgassens fremtidige konkurransekraft. Rammevilkårene er derfor viktige. Selskapet er opptatt av at arbeidet med å tilpasse norsk lovgiving til EU-direktivet tar tilstrekkelige hensyn til landbasert nedstrømsvirksomhet som befinner seg i en

oppbyggingsfase. Lyse Neo AS samarbeidet med en gruppe lokale investorer og et rederi, om å realisere en LNG-kjede for forsyning av flytende naturgass til kunder i Norden. Kjeden vil bestå av et anlegg for nedkjøling av naturgass til flytende naturgass for å muliggjøre transport med bil og båt fram til tankanlegg hos kundene. Investeringsbeslutningen ble tatt i 2007 og både byggingen av LNG-fabrikken i Risavika og salgsarbeidet var godt i gang i 2009. LNG-fabrikken ble ferdigstilt i 2010 og driftsoppstarten var i 2011. Lyse Neo AS satset dessuten på å øke salget av Compressed Natural Gas (CNG) til transportsektoren (Lyse årsberetning 2009: 86, om Lyse Neo).

En oversikt over hvordan Lyse forventer veksten i leveransene er vist i figur 6.7 under. Den viser en jevn stigning hvor leveransene øker slik de har gjort jevnlig siden oppstarten i 2004. Fremtiden ses altså i et optimistisk lys.



Figur 6.7. Reell og forventet leveranse av naturgass fra Lyse

Kilde: Rannestad, foredrag på Elektroteknisk Landsmøte 21. sept 2009.

Dessuten vurderte Lyse det slik at nye tekniske byggeforskrifter (TEK2007) ville kreve en økt andel av fornybar energi til oppvarmingsformål. Som en løsning på utfordringene jobbet selskapet med to biogassprosjekter; Sentralreanseanlegg Nord-Jæren (SNJ) og Hå Biopark. Den første biogassen fra SNJ ble levert på nettet sommeren 2009. Hå Biopark er etablert som eget selskap der Lyse Neo eier 50 prosent og IVAR (Interkommunalt Vann-, avløps og renovasjonsverk) eier 50 prosent. Det utredes hvilke rammebetingelser selskapet kan oppnå. Lyse Neo AS forventer tidligst å få levert biogass fra Hå Biopark i 2013. Det ble også i 2009 tatt investeringsbeslutning sammen med IVAR om å bygge en ny forbrenningslinje for avfall på Forus. Økt kapasitet i forbrenningsanlegget for restavfall på Forus vil gi økte volumer av spillvarme som igjen

kan benyttes som fjernvarme på Forus og Jåttå. Lyse Neo AS er i ferd med å bygge en overføringsledning for spillvarme fra Forus til Jåttå for å kunne utnytte spillvarmen fra forbrenningsanleggene ytterligere (Lyse årsberetning 2009: 86).

Lyses strategi har vært å gjøre gasslinjen stadig grønnere, fra propan til naturgass, derfra til spillvarme kombinert med biogass. Enkelte skeptiske røster hevet seg nok mot de store økonomiske uttellingene Lyse påtok seg ved å bygge Rogassrøret og legge et lavtrykksnett i Jærregionen. Allerede etter få år har det vist seg at dette har gjort det mulig å få til en fleksibel energiutnyttelse, som i alle tilfeller er mer klimavennlig enn importert elektrisk kraft basert på kullkraft og olje. Et anlegg, lokalisert mellom Stavanger og Sandnes, gjenvinner energi fra søppelforbrenning og leverer spillvarme til fjernvarmenettet for Lyses kunder. 45 000 tonn avfall benyttes til denne fjernvarmeproduksjonen. Dessuten benyttes naturgass benyttes som spisslast når varmebehovet er stort, dette er mulig med et fleksibelt gassnett slik Lyse har utviklet.

6.3 Naturgass Vest – en politisk spiller

I 1999, ti år etter at Gasnor ble etablert i Rogaland, startet Naturgass Vest opp med leveranser av naturgass i Bergensområdet, i første rekke til busser, borettslag, offentlige bygg og småindustri, levert med trailer. Naturgass Vest var eiet av Statoil, Norsk Hydro, Norske Shell, Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK), Nordhordland Kraftlag, Gasnor og Ruhrgas. Selskapet solgte i første omgang komprimert naturgass (CNG) som ble tappet på flaskebatterier under høyt trykk (ca. 310 bar) til bruk i transportsektoren og til industri- og boligkunder. Naturgass Vest var også operatør for tre CNG-anlegg for transportkunder, åpnet i år 2000. CNG-anleggene leverte naturgass under trykk som benyttes til drivstoff i CNG-busser og andre gassdrevne kjøretøyer. Dessuten bygget selskapet i 2002-2003 en LNG-fabrikk i Kollsnes Næringspark, med produksjonskapasitet på 40 000 årstonn. I 2004 førte selskapet forhandlinger med Gasnor, og ble fra 2005 del av det nye Gasnorkonsernet.

6.3.1 Selskapets historie

Naturgass Vest ble bare 10 år gammelt, stiftet i 1994 og fusjonert med Gasnor i 2004. Startpunktet lå hos politikerne i det såkalte «Trollutvalget». Her arbeidet man for å få til et gassrør til Kollsnes i Hordaland. Dermed ble fokuset også rettet mot hvordan ekstra verdier av gassen kunne skapes i relasjon til hele fylket. Hordaland fylkeskommune (herunder både politikere og administrasjonen) tok initiativ til å stifte både et selskap og et gassforum. Først (i 1994) ble selskapet kalt Vestgass, men allerede året etter stiftelsen ble det omdøpt til Naturgass Vest. Trollutvalget skisserte en visjon snarere enn en forretningsplan for dette selskapet; det fantes nemlig ingen erklærte kunder i regionen ved oppstarten. Visjonen inneholdt både et gasslaboratorium (som ikke ble realisert) og et distribusjonsnett (som ble realisert). I selve visjonen lå det også en tidslinje hvor naturgass substituerte olje og så ble etterfulgt og substituert av biogass og deretter av hydrogen. Selskapets hovedaktiviteter var rettet mot kjøp, salg, foredling og distribusjon av naturgass i Bergensregionen. Samtidig sies det i selskapets aksjonæravtale om selskapets formål at:

Selskapet hadde ikke kortsiktig økonomisk gevinst som mål, men skal arbeide etter sunne samfunnsmessige og forretningsmessige prinsipper for å nå sine langsiktige mål.

Posisjoneringen var altså ikke rent kommersiell, men både langsiktig og samfunnsmessig begrunnet. Med både Statoil og Hydro som nye aksjonærer allerede fra 1995, er dette en interessant grenseoppgang i forhold til de opprinnelige eierne. I alt ni stiftere var invitert til dannelsen av selskapet 2.12.94. Ideen var å lage en sammenslutning for å tilrettelegge for forretningsvirksomhet av varer og tjenester basert på bruk av naturgass, herunder å etablere et gassteknisk senter knyttet til Trollgassen hvor nye produkter til nedstrøms anvendelse av gassen skulle utprøves. De opprinnelige stifterne representerte både offentlige og private aktører; fire kommuner og fire aksjeselskaper, samt fylkeskommunen tegnet seg for andeler i det nye selskapet. Deres ambisjon om å beholde en utvidet samfunnskontrakt hvor både samfunnsmessige (dvs. mest knyttet til regional næringsutvikling) og bedriftsøkonomiske (dvs. kostnadseffektiv drift) hensyn ble altså ivaretatt selv med de nye eierne om bord.

Muligheten for å bygge et distribusjonsselskap for regionale gassanvendelse var egentlig de aller beste i Bergensregionen. Gassanlegget på Kollsnes ble satt i drift i

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

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

Kilde: St. meld. Nr. 9 (2002-2003), kap. 4.1.4

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

etablert i 1995. Selskapet eies av kommunene Bergen og Øygarden. Kollsnes Gassanlegg leverer gass i høytrykksledning til Kollsnes Næringspark.

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

gassdrevne busser skulle økes til 80 innen utgangen av 2003. Det ble etablert to fyllestasjoner for busser og to fyllestasjoner for mindre kjøretøy. I tillegg til CNG-anlegget ble det igangsatt flere gassrelaterte prosjekter i næringsparken. Cod Culture Norway AS bygget et anlegg for yngel av torsk og General Electric Energy AS bygget en teststasjon for gassturbiner.

Også Kværner Energy planla å bygge en teststasjon for gassturbiner. Videre arbeidet Shell med planer om en teststasjon for brenselceller. Naturgass Vest satte i gang arbeid med å bygge et LNG-anlegg på Kollsnes. Selskapet inngikk intensjonsavtaler om leveranser av LNG til ferger, supplyskip og industri på Vestlandet. Blant annet skulle Naturgass Vest levere LNG til Statoils to nye supplyskip. Disse ble bygget som et resultat av en intensjonsavtale som ble inngått mellom myndighetene og Statoil våren 2001. Utslippene av NO_x på de nye skipene ville bli kuttet med 85 prosent i forhold til supplyskip med konvensjonell dieseldrift.

LNG ble planlagt distribuert fra Kollsnes Næringspark med skip. Naturgass Vest så for seg at omsatt gassvolum kunne øke fra opprinnelig om lag 8 millioner Sm³ til rundt 60 – 70 millioner Sm³ etter 2005. I tilknytning til LNG-anlegget på Kollsnes planla Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap (BKK) å bygge et kogenereringsanlegg basert på spillgass fra LNG-anlegget (St. meld. Nr. 9 (2002-2003), kap. 4.1.4). Kollsnes ble derfor den viktigste arenaen i Hordaland, det var der landfallet av gassen ble realisert i 1996. Men Kollsnes ligger 45 km fra nærmeste kunde i Bergen, derfor ble det nødvendig å skaffe såkornmidler for å stimulere et mulig marked. Naturgass Vest utførte en markedsanalyse (finansiert av eierne) før utbyggingsvedtaket i 1996. På basis av denne kontakten man kunder som brukte mye olje for å overtale disse til å substituere denne med naturgass.

I denne første fasen var de regionale og lokale politikerne den viktigste aktørgruppen. De kontaktet selskaper som drev kollektivtransport og lanserte konseptet med gassbusser for Bergensregionen. Ideen kom opprinnelig fra Sverige (Gøteborgsregionen), importert som modell etter en studietur politikerne hadde dit. Gassbussprototyper var allerede utviklet av Volvo, så konseptet var egentlig hyllevare. Et besøk i Nord-Italia ga ytterligere vann på møllen. Der anvendte man en mobil CNG-trailer, og ledelsen i Naturgass Vest skisserte en tilsvarende måte å bringe gassen til Bergen. Gassbussprosjektet ble så et samarbeid mellom Staten, Hordaland fylkeskommune, Bergen kommune, Gaia Trafikk, HSD Buss og Naturgass Vest (fra 2005 med Gasnor). Det begynte med en søknad i 1995 om statlige midler til gassbusser i Bergen. Argumentet var både hensynet til bymiljøets luftkvalitet og muligheten for å få til leveranser av naturgass fra Kollsnes. Søknaden fikk gjennomslag, og resulterte i at både Staten, Hordaland fylkeskommune og Bergen kommune senere bidro med betydelige og avgjørende midler for å realisere prosjektet. De nødvendige politiske vedtak ble fattet i Hordaland Fylke og Bergen kommune, og tilsvarende styrevedtak ble fattet i busselskapene. 10.juni 1998 ble det undertegnet avtale om å gjennomføre gassbussprosjektet med 3 fyllestasjoner og 80 busser som mål.

Det ble utviklet en bred enighet hos de lokale aktørene om at gassbusser var en god, tidsriktig og langsiktig transportløsning. Myndighetene hadde gode incentivordninger, herunder storbymidler som ble et avgjørende fundament i spleiselaget mellom staten,

fylkeskommunen og de ulike selskapene. Derfor var det også mulig å tenke stort. En vellykket prøvedrift fra 1998 medførte at prosjektet fortsatte videre. Etter fem års forberedelser, i 2000 kom de første gassbussene i rute i Bergen. I 2006 åpnet den tredje fyllestasjonen og med det var de opprinnelige målene for gassbussprosjektet nådd. I dag er Bergensregionen, med sine vel 80 busser i 2009 et av de største områdene som trafikkeres med naturgassbusser i Skandinavia.

Utfordringen lå nå i å finne akseptable finansieringsordninger, og nøkkelen befant seg i det offentlige handlingsrommet. Derfor ble det gjennomført informasjonsmøter med politikere i regionen. I perioden 1995-1998 ble det arbeidet aktivt med informasjon, planer og utredninger ble utformet, og det ble gjennomført langvarige forhandlinger (to år) med Troll-lisensen. Informasjonsarbeidet førte til politiske vedtak i Bergen og i Hordaland fylkeskommune, begge bevilget midler til fyllestasjoner for naturgass. Dessuten maktet man å utløse midler over statsbudsjettet i 1998 til CNG-utviklingen i Bergensregionen. En stor gruppe lokale og regionale politikere fra flere partier, men med gode relasjoner til regjeringen, utløste bevilgningen på statsbudsjettet.

Den neste utfordringen lå i finansiere utbyggingen av infrastrukturen. Noe av dette måtte komme fra kundesiden, men kundene var egentlig ikke der. Imidlertid ble Kværner en viktig første kunde. De hadde en testestasjon for gassturbiner på Ågotnes, og gass måtte leveres dit. Den første infrastrukturen ble derfor bestemt å ligge ved sjøen fordi turbinene ble tatt i land der. Ut av dette sprang den første gassbaserte næringsparken i regionen frem, med en lokalisering for fremtidig aktivitet.

6.3.2 Strategiske føringer

I Naturgass Vest utviklet man ingen egentlige strategier for opparbeidelse av et regionalt marked. Snarere tok man utgangspunkt i visjonen og baserte sine langtidsbudsjetter på denne. Tre viktige faser nedfelte seg i dette arbeidet. Det første steget i utvikling var å etablere CNG-kjeden, det neste å legge et gassrør til Bergen, og det tredje var å utvikle et mer helhetlig LNG leveransesystem. Det første og det tredje leddet i denne tenkningen ble realisert, ideen om gassrøret ble imidlertid skrinlagt.

Naturgass Vest utviklet og anvendte i liten grad formell strategisk planlegging. I stedet brukte man tradisjonell budsjettstyring og til en viss grad markedsstudier som underlag for beslutninger. I utgangspunktet tok man tilhold i vurderingene som tidlig ble presentert i St.meld. nr 26 (1993-94), som i et kort avsnitt omhandlet mulighetene for anvendelse av gass til industrielle formål. Her skrives det:

På Kollsnes i Øygarden kommune vil de store gassvolumer som bringes til land fra Trollfeltet kunne åpne for interessante anvendelser av gass lokalt, selv om anlegget først og fremst bygges for å sikre eksport av gass i henhold til langsiktige kontrakter med kunder på kontinentet. For å stimulere til bruk av gass i området rundt terminalen på Kollsnes, har Statoil tilbudt mindre mengder gass til 50 prosent av fyringsoljepris til kunder som ønsker å etablere seg i dette området. Gass er således tilgjengelig og til en gunstig pris. Til nå har det ikke vært

respons på tilbudet. Dette illustrerer at det er en utfordring for industrien å finne lønnsomme bruksområder for gass i Norge.

Tilgjengeligheten av naturgass på Kollsnes ble en konkret forankring for Naturgass Vest. Ambisjonen var ikke bare å lokalisere anvendelsen av gass til Kollsnes, men å føre naturgass til kunder i Bergensregionen, hovedsakelig som erstatning for olje hos større energibrukere. Naturgassen skulle leveres av Naturgass Vest, som i sin tur ville kjøpe denne fra Trollfeltet via Kollsnes.

I 1996 fikk selskapet derfor utført en markedsanalyse som omfattet både en tidlig markedsintroduksjon (1996-2000) og en analyse av et langsiktig hovedmarked i Bergen og omegn (2000-2005). Der kartla man ulike markedssegmenter, herunder industri, oppvarming (næringsbygg, boligbyggelag og institusjoner) og transportsektor. Analysen anslo potensialet for gassalg til ca. 30 MSm³ årlig i tidligmarkedet basert på behovet hos 49 potensielle kunder og 66 MSm³ i hovedmarkedet. I tidligmarkedet var industrien anslått å være viktigste avtaker, og strategien som ble anbefalt var å adressere de største industrikundene først. I hovedmarkedet ble transportsektor og oppvarming viktigst, og strategien skulle være å videreutvikle de stasjonære markedene og så øke innsatsen for å selge naturgass som drivstoff i transportmarkedet. Målsetningene i disse to fasene ble foreslått å forsyne 60 prosent av markedet gjennom det distribusjonsapparatet Naturgass Vest skulle bygge opp²⁷.

Naturgass Vest arbeidet i starten med to transportløsninger; gass fremført i komprimert form (CNG) i flasker på trailere og etablering av et rørsystem direkte til Bergen. En trailerløsning ville være operativ helt fra starten, et rørsystem krevde både lengre og mer komplisert prosjektering og ikke minst et helt annet finansieringsregime. Markedsanalysen anbefalte derfor å prioritere store kunder innenfor industri (i den grad de var lønnsomme) som primærmarked og bussene som et tilleggsmarked i fase 1 (1996-2000). Naturgass Vest burde heller ikke inngå kontrakter basert på varige leveranser av gass som CNG, men iakttatt mulighetene for andre løsninger (rørtransport, LNG). I fase 2 (2000-2005) burde man så utvikle de stasjonære markedene videre, samtidig som man økte innsatsen for å selge naturgass til transportformål.

I St.meld. nr. 47 ble transportalternativene av gass til Bergen vurdert slik (2003-2004: kap. 5.4.3):

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 Sm³. Naturgass Vest starta i 2000 med distribusjon av CNG på flasker i lastebilar frå Kollsnes

²⁷ Intern analyse utført av Ecotrafic Norge AS 1996 for Naturgass Vest.

Næringspark. Planen var i utgangspunktet å byggje eit rør frå Kollsnes til Bergen, men ein valde i staden å starte opp med CNG.

Naturgass Vest avsluttet arbeidet med rørprosjektet i 2001 til fordel for en LNG-løsning. For å få tilgang på LNG, etablerte de så et eget LNG-anlegg på Kollsnes. En slik løsning var i følge Naturgass Vest en mer fleksibel markedsløsning. Samtidig åpnet Naturgass Vest for levering av naturgass til andre områder enn kjerneområdet i Bergensregionen.

6.3.3 De tekniske og institusjonelle omgivelser

Naturgass Vest ble altså dannet uten at det egentlig fantes noe garantert markedsbehov for naturgassen i Bergensregionen. Dermed manglet egentlig den viktigste interessentgruppen for å sikre selskapets kommersielle suksess. Riktignok hadde naturgass til busser blitt utredet av de tre busselskapene Bergen Sporvei, PAN Trafikk og Vest Trafikk høsten 1994, som i dag er del av Tide Buss AS. Deres utredning fikk selskapene til å inngå et samarbeid om å realisere en konvertering av halvparten av deres felles kjøretøypark til naturgass. I praksis ville det innebære 20 nye naturgassbusser hvert år fra 1997 med et voksende årlig naturgassbehov fra 560 000 Sm³ til 2,2 MSm³. Likevel var dette neppe alene noe grunnlag å etablere et nytt gasselskap på. Det mobile CNG-systemet (med tre CNG-tanker) man baserte sin markedsanalyse på ville ha betydelig ledig kapasitet til å forsyne også andre kunder. Selv om Naturgass Vest skulle få leveringskontrakten alene ville det dessuten kreve minst tre fyllleanlegg for naturgass i Bergen. Potensialet ble imidlertid vurdert som interessant, siden flere kjøretøygrupper (herunder avfalls- og postbiler, drosjer og andre private distribusjonskjøretøyer) kunne tenkes å trekkes med om et slikt distribusjonsnett ble utbygd.

Egentlig kan dette synes litt uvant siden salg av gass som drivstoff gjerne krever mer ressurser sammenlignet med markedet for stasjonære anvendelser i industri og oppvarming av boliger. Gasselskaper betegner gjerne transportmarkedet som et etternølersegment («late market»), det er det markedet man fyller når det stasjonære markedet allerede er etablert. Gassmarkedet for transportsektoren blir derfor vanligvis ikke prioritert først fordi det nettopp krever økte kostnader knyttet både til egne fyllingsanlegg og høyere leveransetrykk enn de stasjonære anvendelsene krever. Naturgass Vest tok altså sjansen på å gjøre dette etternølersegmentet til sitt tidligmarked.

6.3.4 Interne styrker og svakheter

I oppbyggingen av kompetanse og kapasitet ble samtaler og idéutveksling med ledelsen i Gasnor viktig for Naturgass Vest, særlig når det gjaldt skiftet fra CNG til LNG som leveranseprofil. Selskapet brukte eksperter fra eierne (f.eks. Hydro og Statoil) som utredet og evaluerte løpende forslag, snarere enn å oppbemanne selskapet. Men med utbyggingsvedtaket i desember 1997 ble det nødvendig å øke også den interne bemanningen. I 1998 ble det diskutert om Naturgass Vest skulle fortsette som selskap; rørledningen ble planlagt dimensjonert ned og Gasnor ble brukt som teknisk hjelper på arbeidet. Som resultat av denne hjelpen fikk Naturgass Vest og Gasnor aksjer hos

hverandre som oppgjør for arbeidet med å prosjektere gassledningen. Naturgass Vest var imidlertid i en lærlingeposisjon sammenlignet med Gasnor, avhengighet av eksterne eksperter og intern sårbarhet var derfor stor.

6.3.5 Selskapets struktur og kontrollsystemer

Fra starten i 1995 var Per Kragseth alene ansatt som administrerende direktør i Naturgass Vest. Selskapet ble sakte bemannet opp med en markedssjef og en personalsjef i 1998, og en teknisk sjef året etter. I 2002 var Naturgass Vest bemannet

med 11 fast ansatte, samt et varierende antall

beredskapsvakter.

Organisasjonskartet så de gang ut som i figur 6.9.



Figur 6.9. Organogram for Naturgass Vest, 2002

Kilde: Per Kragseth, 2011

Organisasjonsform som passet for en regional gassdistributør i en vekstfase.

I 2004 var antall ansatte økt til om lag 20 personer og organisasjonen ble gjort mer funksjonsbasert. Produksjon, transport, drift og vedlikehold ble skilt ut som egne organisasjonsheter og bemannet opp, mens prosjektutvikling ble noe nedbemannet. Selskapet var i ferd med å finne en

6.3.6 Nettverket

For Naturgass Vest var det naturlig å knytte seg til kompetanse- og politikermiljøet i Hordaland fylkeskommune. Her fantes politikere som var opptatt av mulige ringvirkninger av å ha ilandføring av Trollgassen innen fylkets grenser. Dessuten hadde fylkeskommunen en aktiv avdeling for næringsutvikling som også planla for det samme formål. Og Trollutvalget hadde sitt utspring herfra. I en overgangsperiode ble daglig leder i Trollutvalget også knyttet til selskapet som daglig leder, noe som ytterligere understreket opphavet til selskapsideen.

Typisk var det også for Naturgass Vest at det ansatte en tidligere politiker - Per Kragseth - som administrerende direktør og sin første (faste) ansatte i 1995. Hans fremste oppgave var egentlig å bygge det nettverket som kunne realisere ideene om regional verdiskaping av naturgassen. Først måtte det inngås avtaler om kjøp av gass. Trollisensen møtte Naturgass Vest med et forhandlingsutvalg med deltakere fra Statoil, Shell og Saga. Forhandlingene varte i to år før avtalen ble signert i slutten av 1997. Kontrakten med Troll skulle gi leveranser av gass til selskapet i 20 år.

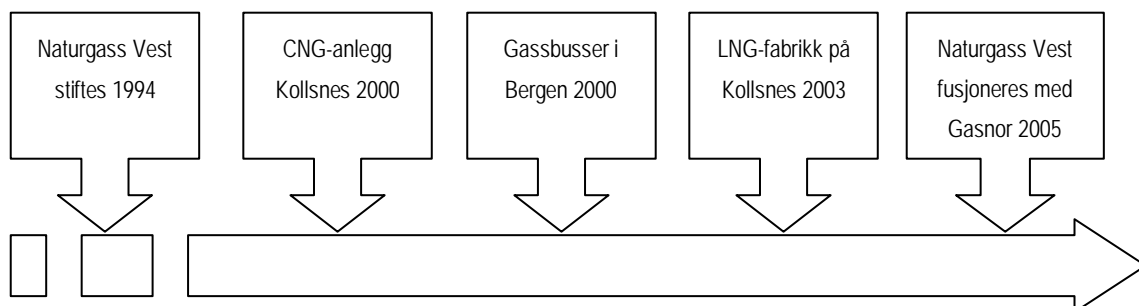
Aktørmiljøet som ble bygd opp rundt Naturgass Vest besto i starten både av de etablerte oljeselskapene som hadde eierandeler i selskapet (Hydro og Statoil), av kunnskapsmiljøene (Universitetet i Bergen, CMR, Sotra videregående skole), av

konsulentselskaper (DNV, Bergen Engineering, Asplan Viak, Vestconsult), av bransjetilknyttet industri (Rolls Royce Marine; General Electric, West Piping), av entreprenørbedrifter (Carbontech, Prototech, Fluent) og av interesseorganisasjoner (Hordaland Olje og Gass) og ekspertgrupper (Vestlandsrøret). Flere av disse var også sentrale interessenter i Naturgass Vest gjennom sine eierandeler i selskapet.

Hordaland Olje og Gass (HOG) fikk etter hvert en unik posisjon i dette nettverket, både som informasjonsarena, idéskaper og -formidler. HOG ble etablert som en medlemsorganisasjon for å ivareta Hordalands samlede interesser innen olje- og gassvirksomheten. Hensikten var å bidra til å gi Bergensregionen et fortrinn i å møte utfordringene innen petroleumsbransjen. Dessuten ble Hordaland Olje og Gassenter dannet i 2003 etter initiativ fra Hordaland fylkeskommune og kommuner i Hordaland. Senere har denne sammen med medlemmer av Petroleumsrådet og eiere av Vestlandsrøret AS gått sammen i Hordaland Olje og Gass (HOG).

6.3.7 En tidslinje for Naturgass Vest

Naturgass Vest ble etablert på et risikabelt grunnlag; ingen kunder, ingen forpliktende og langsiktige kontrakter, ingen erfaren organisasjon, bare noen entusiastiske entreprenører som ikke uten videre ville sette forretningsøkonomiske hensyn i høgsetet fra starten av. De viktigste milepælene er avmerket i figur 6.10.



Figur 6.10. Milepæler i tidslinjen for Naturgass Vest

Selv med 10 års prøvetid ble Naturgass Vest ingen suksess som selvstendig selskap. Etter hvert ble distribusjonsapparatet for CNG-leveranser til Bergensmarkedet sprengt, og selskapet satset mer på LNG. Men også det ble mindre vellykket. Hensikten med en LNG-fabrikk på Kollsnes var å kjøle ned gass til flytende form. Dermed slapp man å bygge en rørledning til Bergen hvor markedet var for lite til å kunne ta imot rørbaserte volumer. LNG kan fraktes med både bil og båt, men uhell rammet selskapet. Det oppsto en sprekk i en kjøleveksler som kjøler ned naturgassen, og gassen strømmet ut. Dermed måtte anlegget stenges ned, og et nytt anlegg ble levert. Her fortsatte de uheldige omstendigheter å prege utviklingen. Byggingen av den lille gasstankeren som skulle frakte LNG ble forsinket, og rederiet ble straffet med dagsbøter. Selv om dette ikke skyldtes Naturgass Vest, rammet det selskapets troverdighet og dets evne til å levere gass. Kundene måtte få sine leveranser fra Gasnors LNG-fabrikk på Snurrevarden, transportert til Bergensregionen med tankbiler. Uhellene påvirket selvsagt inntjeningen i 2003.

I mellomtiden var selskapets første direktør fjernet fra sjefstolen og en ny leder innsatt. Selskapet hadde gått gjennom en lengre periode med interne stridigheter og styret valgte å skifte ut lederen. I denne perioden ble det ført fusjonsforhandlinger med Gasnor, som leverte gode resultater både kommersielt og kapasitetsmessig. Naturgass Vest krevde å få hovedkontoret for et sammensluttet selskap lagt til Bergen, men en slik løsning ble ikke akseptabel for Gasnor som jo er lokalisert utenfor Haugesund. Både i Naturgass Vest og i Gasnor er Statoil, Hydro, Shell og Ruhrgas dominerende eiere. Disse var heller ikke enige seg i mellom om lokaliseringen av hovedkontoret. Statoil ville beholde det i Haugesundsregionen, mens Hydro ville ha det til Bergensregionen. BKK, som var den største eieren i Naturgass Vest gikk også inn for Bergen som lokalisering. Faktisk hevdet BKK at Haugesund var uakseptabel som hovedkontor. Det hele endte imidlertid med at hovedkontoret for det fusjonerte selskapet, som ble hetende Gasnor, fortsatt ble liggende i Haugesundsregionen. En del driftsoperative oppgaver ble værende i Bergensregionen, knyttet til Kollsnes.

6.4 Startstrategienes snublesteiner

Startbetingelsene for de tre gasselskapene var knyttet til tre ulike aktivitetsfelter; *politikkområdet* for å skaffe rammevilkår, *kommersiell aktivitet* for å skaffe leverandører og *kunder* til å konstituere et betalende marked og teknologifeltet for å kunne importere, utvikle, tilpasse eller innovere på anvendelsesområdet. Dette bildet kan vi tegne opp, slik som i Figur 6.11.

Fokus-områder	Gasnor	Naturgass Vest	Lyse Gass
Politikk	Underordnet betingelse i oppstarten; kommundefokus	Første og viktigste innsatsområde; regionalt og nasjonalt fokus	Viktig initialbetingelse; regionalt fokus, samfunnsbygging som begrunnelse
Kommersielt	Viktigste motiv, fokusert innsatsområde fra oppstarten	Nødvendig på mellomlang sikt, ikke kritisk i oppstarten	Ikke kritisk i oppstarten, men langsiktig suksesskriterium
Teknologi	Konservativ holdning; «proven technologies» kjøpt fra utlandet	Nyutvikling på idéplanet; gasslab påtenkt, ellers tradisjonell CNG - løsning (Sverige)	Blander kjente og nye teknologier; kostnadsoptimale rørløsninger

Figur 6.11 Startbetingelser for de nye gasselskapene

Oppstartsperiodene for de tre selskapene var litt ulike, jf. tidslinjene foran. Gasnor startet på 1990-tallet, Naturgass Vest sent på 1990- og tidlig på 2000-tallet, mens Lyse startet på 2000-tallet. Det kan ha spilt en viss rolle i valget av hovedstrategier og nettverksdannelser. Hver av aktørene har nemlig vært svært bevisste i forståelsen av

hvilke omgivelser og rammevilkår de var del av og tilpasset sin innsats etter det som man antok var mulig å oppnå.

Politikkfeltet spilte minst rolle for Gasnor og størst rolle for Naturgass Vest. Derimot har Gasnor hele tiden vært fokusert på de fortjenestemuligheter som lå også i små markeder, mens Naturgass Vest nok begynte å bli *kommersielt* oppmerksomme litt for sent. For Lyse er det den langsiktige inntjeningen av dets store satsing på infrastruktur som er styrende for selskapets disposisjoner. Gasnor startet med velkjent og velprøvd *teknologi* og har først i nyere tid beveget seg inn i pionerområder som krever teknologisk nyvinning (for eksempel skip-til-skip lasting av LNG). Naturgass Vest ble mest værende på idé- og tenkeplanet når det gjaldt nye teknologiske løsninger, det velkjente driftskonseptet ble kjøpt fra svenske aktører. Lyse blander gammelt og nytt og fremstiller sin løsning som en teknologisk nyvinning, både når det gjelder leggeteknikken som sparte tid og den økonomiske besparelsen som ble oppnådd.

Gasnor har i hele sin historie drevet en forsiktig lobbypåvirkning overfor politiske organer, men har som rent kommersielt selskap ingen demokratiske forpliktelser i forhold til representative politiske organer på lokalt, regionalt eller nasjonalt nivå. Selskapet har bare forpliktelser overfor sine eiere. Derfor er indirekte påvirkning, gjerne som lobbying, en mer naturlig strategi for Gasnor enn flernivåstyring i egentlig forstand. Lyse og Naturgass Vest er i motsatt posisjon, med sterke demokratiske forpliktelser, men med helt ulike oppfatninger av hvordan dette skal tolkes og følges opp. Lyse trenger den politiske arena som legitimering for sin kommersielle ekspansjon og markedssegmentering, og ikke minst for å etablere nye forretningsområder og datterselskaper. Naturgass Vest trengte den politiske arenaen først og fremst som legitimering for offentlig finansieringsbistand, uten støttemidler hadde selskapet simpelthen ikke kommet ut av startblokkene.

Politikkfeltet består både av hvordan styringsnettverkene er satt sammen og hvordan nettverksstyringen utformes. Lysekonsernet er illustrerende i så måte. De løpende omorganiseringer av Lysekonsernet har forsterket inntrykket av at den opprinnelige demokratiske innflytelsen folk flest hadde på selskapets disposisjoner er endret. Man kan si at *styret*, som tidligere var direkte knyttet på den politiske kanalen, etter hvert er blitt *avpolitisert*. I stedet er *selskapet* blitt *repolitisert*. Selskapet og dets styringsform er blitt et politisk virkemiddel for å sikre bredere energitilgang for regionens borgere. Dialogen mellom eierne (de 16 kommunene) og selskapets ledelse er fortsatt en viktig arena i eierstyringen, men makten er flyttet over til den profesjonelle og ansatte kompetansen. Makten er ikke lenger hos den allmenne og valgte delen av selskapets styringsform. Dessuten er eiersammensetningen ganske ubalansert, med Stavanger kommune som eier av 44 % og Kvitsøy kommune av 0,2 % av aksjene er det ikke én stemme for hver av eierne, men er klar vektning av de 16 kommunenes innflytelse. Lyse Energi har dessuten utviklet et helt moderne grunnlag for virksomhetsstyring (corporate governance). Det er nok ikke like sikkert at Lysekonsernet, slik det nå er vil kunne fange opp signaler av etisk, miljømessig og samfunnssikker drift fra velgergrunnplanet når man bare kan uttrykke borgernes eierinteresser i kommunevalg hvert fjerde år.

Riktignok kan man styrke den demokratiske røsten i selskapsstyringen av offentlige virksomheter gjennom å gjennomføre høringer om viktige strategiske valg, herunder

større investeringer, miljømessig utfordrende prosjekter osv. Høringer er imidlertid en bedre kanal for det institusjonaliserte Norge, enn for borgere flest. Bellona er en aktiv pådriver gjennom høringsuttalelser, men den enkelte innbygger i enhver kommune får ingen innbydelse til delta i slike kvalifiserende menings- og beslutningsaktiviteter. Mindretallets stemme og rettigheter er derfor utsatt med en slik modell for nettverksstyring. Et demokratisk underskudd kan oppstå fordi innflytelseskjeden er lang og full av barrierer, om vi ser det fra den enkelte innbyggers ståsted. Offentlige selskaper kan med sine ulike varianter av nettverksmodeller som styringsform lett komme til å distansere seg fra eierne, dvs. borgerne. Den folkevalgte eierskapsutøvelsen blir dermed passivisert.

7 Hvor bliver Ormen lange?²⁸

I Norge utføres i dag en del anvendt, teknologisk basert gassforskning som på lengre sikt kan ende opp i ulike produkter og tjenester. Dette kan i sin tur skape grunnlag for næringer som produserer og markedsfører selve teknologien. Ved offentlig støtte til FoU-aktivitetene er det blitt lagt avgjørende vekt på markedspotensialet og mulig inntjening fra prosjektene man har støttet. Prosjekter med høy risiko og høyt avkastningspotensial er blitt prioritert. «Arenaprogrammet» for gass som ble igangsatt i 2005 er en type offentlig tiltak som er relevant for regional næringsutvikling, og som skal omtales mer i detalj her. Paradoksalt nok kan det synes som at FoU-miljøene i B/H/S-regionen hurtig ble satt på sidelinjen i dette arbeidet. Selv om enkelte miljøer var tidlig ute (f.eks. CMR), kom de tyngre miljøene aldri ordentlig med i startfasen. Verken Universitetet i Bergen eller Universitet i Stavanger hadde noen betydningsfull rolle i det som skjedde hos gasselskapene før år 2000. Derimot var det offentlige virkemiddelapparatet raskere på banen.

Kapitlet beskriver tiltak som var ment å stimulere til økt gassanvendelse i B/H/S-regionen, med forankring i regionale aktørers og virkemiddelapparatets interesse for markedsforberedende tiltak, herunder forskning (FoU) og teknologisk næringsutvikling.

7.1 Et regionalt vekstprosjekt

Arena-programmet er en felles satsing mellom Innovasjon Norge, Norges forskningsråd og SIVA. Programmets mål er å øke verdiskapingen i regionale næringsmiljøer gjennom å styrke samspillet mellom næringsaktører, kunnskapsaktører og det offentlige. Programmet henvender seg til regionale næringsmiljøer (næringsklynger) hvor det er en konsentrasjon av bedrifter innen en bransje/verdikjede og relevante kompetansemiljøer. Det skal også være et potensial for å forsterke samspillet mellom disse aktørene med sikte på å øke bedriftenes evne til innovasjon og videre forretningsutvikling. Arenaprogrammet tilbyr finansiell og faglig støtte til langsiktig utvikling av regionale næringsmiljøer. Formålet er å stimulere til økt innovasjon basert på samarbeid mellom bedrifter, FoU og utdanningsmiljøer og offentlige utviklingsaktører. Ideelt sett skal Arena-programmet opptre som næringsnøytral bidragsyter på områder hvor man ser muligheter til å initiere nye produkter og tjenester. Siden det forutsetter at både forskningsmiljøer, næringsliv og det nasjonale og regionale virkemiddelapparatet (Innovasjon Norge, Forskningsrådet, fylkeskommunene) deltar i vekstprosjektene er det vanligvis både enighet om hvilke vekstområder som skal stimuleres, og hvem som bør bidra til å sette i gang og drive prosjektene. Slik sett representerer Arena-programmet en «triple helix», med interessenter som både er finansielt sterke og kunnskapsmessig oppdaterte i et forpliktende nettverk.

²⁸ I tredje vers i diktet 'Olav Trygvason', skrevet av Bjørnstjerne Bjørnson i 1861, heter det: 'Men da sol i det annet gry gikk av hav uten mast mot sky, ble det som storm å høre: «hvor bliver Ormen lange? kommer ikke Olav Trygvason?»'.

Arena-prosjektet «Gass-i-Vest» ble i august 2005 godkjent som hovedprosjekt i Arena-programmet og ble avsluttet våren 2009.²⁹ Prosjektet samlet gassrelaterte nærings- og kunnskapsaktører i Rogaland og Hordaland med ambisjon om å bidra til økt innenlands bruk av naturgass. Visjonen var å videreutvikle Vestlandet til en gassregion med særlig fokus på industriell nyskaping i forbindelse med anvendelse av gass. Hovedmålet var å bidra til økt verdiskaping i eksisterende næringsliv og fremvekst av nye næringer og kompetansemiljøer. Delmålene var definert slik:

- Nærings-, teknologi- og kunnskapsutvikling som grunnlag for økt internasjonal konkurranseevne
- Etablere samarbeidsarenaer mellom industri, næringsliv, kunnskapsaktører og regionale myndigheter
- Øke anvendelse av naturgass i Norge

Hovedprosjektet bygget på konklusjonene fra to forutgående arbeider. En forstudie ble gjennomført i 2003 for å kartlegge faktiske og mulige anvendelser av naturgass innenlands, samt å beskrive B/H/S-regionens aktører og deres kompetanseprofiler (Karlsen og Quale 2003), samt en oppfølgingsstudie i 2005 (Karlsen et al. 2005) slik det vises i de neste underavsnittene.

Rent tidsmessig er dette Arenaprojektet plassert mot slutten av vår analyseperiode. Dette er ikke tilfeldig. Innovasjon Norge ville aldri ha satt i gang et vekstprosjekt uten først å ha fastslått at det fantes markedsmessige muligheter for at det kunne bli vellykket. Med både en forstudie i 2003 og et forprosjekt i 2005 fikk man kartlagt gassaktører, markedsformer, teknologi- og kunnskapsstatus i B/H/S-regionen. Dermed visste man en del om hvilke mulige satsningsområder som kunne prioriteres, hvilke aktører som kunne bidra både fra offentlige og private selskaper, samt hva slags innsats som var gjort og ville bli igangsatt fra det sentrale og regionale virkemiddelapparatet. Man kjente til de store prosjektene til både Gasnor og Lyse, og visste om den forestående sammenslutningen mellom Gasnor og Naturgass Vest som beskrevet i forrige kapittel.

Vi kan altså tenke at dette Arenaprojektet ville kunne ha en katalysatoreffekt på de allerede eksisterende utviklingsaktiviteter. Det signaliserte at myndighetenes virkemiddelapparat anså det innenlandske gassmarkedet som løfterikt når det gjaldt nærings- og regionalutvikling, at det kunne ha miljømessige fordeler, og gi teknologiske og kunnskapsmessige gevinster. Dessuten var målet om å øke anvendelsen av naturgass i det innenlandske energimønsteret en åpenbar målsetting som også tydelig ble signalisert. Slik vi har diskutert tidligere var denne interessen fra virkemiddelapparatet rundt gassbasert nyskaping, med tilhørende nærings- og teknologiutvikling, et særpreg for norsk forståelse av naturgassens fremtidige anvendelsesområder. På den annen side

²⁹ Kilde: http://ekstranett.innovasjon Norge.no/templates/Page_Meta_58467.aspx. Dokumentasjonen fra dette prosjektet bygger på interne forløpsrapporter forfatteren har hatt tilgang til som deltaker i styringsgruppen for prosjektet. Rapportene dekker både søknader og statusrapporter for hele prosjektperioden.

kan de tre store gassdistributørene virke litt mindre interessert i nyskappingsdimensjonen enn i muligheten for å tilby pålitelige leveranser, dels som noe nytt og dels som erstatning for eksisterende energiløsninger. Likevel var det faktum at de innenlandske gassleveransene fra disse selskapene økte. Sammen med tilveksten i teknologi- og tjenesteleverandører, FoU- og utdanningsinstitusjoners engasjement, nye brukergrupper som dukket opp, interesse- og næringsorganisasjoner som vedvarende presset informasjonsfronten om gassanvendelser, osv. var dette en viktig begrunnelse for å sette i verk et Arenaprojekt innen gassfeltet.

7.1.1 Kunnskapsaktørene

Forstudien forsøkte først å lage en oversikt over denne sektoren i regional sammenheng, koblet mot relevante arbeidsområder og kompetansefelt. Fem kunnskapsinstitusjoner ble forhåndsvurdert og deretter ble gassprofilen deres kartlagt; Høgskolen i Stavanger (HiS, nå UiS) sammen med Rogalandsforskning (RF), Høgskolen Stord Haugesund (HSH) sammen med Polytec, Universitetet i Bergen (UiB), CMR Christian Michelsen Research sammen med Prototech og Risavika Energipark. Den sistnevnte aktøren befant seg i en oppstartsfase. Etableringsplanen ble påbegynt i regi av «Arena for regional næringsutvikling og entreprenørskap» i 2001 (ARNE-prosjektet) som sammen med Lyse, Statoil og Shell finansierte arbeidet. Energiparken ble lokalisert i det området som senere er blitt landfall for Rogassrøret (2004), samt lokalisasjon både for LNG-fabrikken til Lyse og dets partnere (Skangass 2010)³⁰ og for Risavika Gas Centre som ble åpnet i 2008. Dette gassenteret er under utvikling til å bli et fullskala testsenter for forskning, utvikling og kommersialisering av ny energi- og miljøteknologi, med hovedvekt på miljøvennlig bruk av naturgass. Statoil, Lyse, Shell, International Research Institute of Stavanger (IRIS, tidligere RF) og Universitetet i Stavanger eier nå dette senteret. De øvrige kunnskapsaktørene er enten slike som i hovedsak driver fysisk og kjemisk grunnforskning om gass (særlig UiB), eller som kombinerer domeneforskning med teknologiutvikling og -anvendelse, slik de øvrige aktørene gjør. Disse fem miljøene dekker hver av de aktuelle subregionene i B/H/S-regionen; UiS og IRIS dekker Stavangerregionen, HSH/Polytech har Haugesundsregionen som oppland, og UiB og CMR/Prototech dekker Bergensområdet.

Et bilde av kompetanseaktørene og deres innsatsområder på gassfeltet er gitt i de neste tabellene. Her er innsatsområdene klassifisert i syv hovedfelt, som a) gass til oppvarming, b) gass i transportsektoren, c) gass som råstoff, d) gass til elektrisitetsproduksjon, e) infrastruktur; transport og lagring av naturgass, f) hydrogenutvikling, og g) generell FoU eller næringsutvikling (Karlsen og Quale 2003). I oversikten er det ikke angitt omfang (f.eks. i årsverk/omsetning) eller grad av kompetanse som er knyttet til innsatsområdene, det lå utenfor forstudiens mandat.

³⁰ Dette selskapet ble etablert i 2007 med Lyse AS som eier av 67,1 % og Celsius Invest AS med 32,9 %. Skangass er ansvarlig for driften av LNG-anlegget i Risavika, et anlegg med årlig produksjon på 300.000 tonn LNG, tilsvarende energibehovet for to byer av Stavangers størrelse. Det investeres vel to milliarder kroner i logistikkjeden og et av Europas største LNG-anlegg. Det er gass fra Rogassrøret som inngår i produksjonen hos Skangass. Produksjonen startet opp i 2011 og anlegget har 25 ansatte.

I Stavangerregionen er kunnskapsmiljøet i hovedsak orientert mot gassanvendelser som er nært knyttet til det omgivende næringslivets behov, slik som illustrert i figur 7.1.

HiS Høyskolen i Stavanger/ RF Rogalandsforskning	a	b	c	d	e	f	g
Sikkerhet							x
Gassteknologi (karakterisering, rensing, syntese)							x
Brenselcelleprosjekt						x	
Hydrogen som energibærer						x	
Gassanvendelse							x
Småskala kogenerering				x			
Fiskeoppdrett og skjelldyrking							x
Computational fluid dynamics					x		
CO2 og havbruk							x
Miljøteknologi							x
Bioprotein			x				

Figur 7.1 Gassprofil ved HiS/RF i 2003

De fleste prosjektaktivitetene dreier seg om generell gassbasert FoU, herunder sikkerhetstemaer og næringsutvikling, men også prosjekter knyttet til hydrogenanvendelser, transport og lagring av gass, samt gass anvendt som råstoff i industrielle prosesser og til oppdrett og skjelldyrking er med på listen.

Flytter vi blikket nordover i Rogaland, til Haugesundsregionen, ser vi følgende profil:

Høgskolen Stord Haugesund/ Polytec	a	b	c	d	e	f	g
Sikkerhet							x
Brann og spredning av gass					x		
Gassanvendelse							x
Gasstransport					x		
Gass til havbruk, fôr og næringsmidler			x				
Energi og miljø							x

Figur 7.2 Gassprofil ved HSH/Polytech i 2003

Haugesundsmiljøet var i denne fasen mest engasjert av sikkerhetsaspekter ved produksjon og transport av gass, samt av ulike anvendelser til havbruksformål og til industrielle prosesser. Naturgassens miljøaspekter ble også tematisert. I Haugesundsregionen er også Norsk Gasser lokalisert (Karmøy), med sitt fokus på informasjon og opplæring i sluttbruker anvendelser (jf. kap.5.3.4).

I Bergensregionen var ikke profilen så svært annerledes enn for de to andre regionene. Hovedaktørene var UiB og CMR/Prototech som vist i figur 7.3

Universitetet i Bergen	a	b	c	d	e	f	g
✓ Miljøteknologi							x
✓ Bioteknologi			x				
✓ Etterutdanning innen gassteknologi							x
✓ Prosessteknologi rettet mot «CO ₂ -frie» gasskraftverk				x			
✓ Nytt studium i prosessteknologi med tilknyttet forskning							x
Christian Michelsen Research/ Prototech							
✓ Gasseksplosjoner (GexCon)							x
✓ Gassmåling							x
✓ Prosessmonitorering							x
✓ Hydrogendrevet brenselcelle						x	
✓ Prototech - Utvikling av brenselcelle (SOFC)						x	

Figur 7.3 Gassprofil ved UiB/CMR/Prototech i 2003

Ved UiB driver man både etablert forskning innen spissområder i miljø- og bioteknologi og har startet utdanning innen nye områder, herunder prosessteknologi rettet mot fremtidig gasskraftløsninger. Ved CMR og Prototech er forskning og teknologiutvikling mer spisset mot felter som kan ha direkte markedsrelevans, herunder gassmålinger og prosessovervåkning, samt flere interessante prosjekter innen utvikling av en ny generasjon brenselceller drevet med naturgass eller hydrogen.

Denne pilotkartleggingen viste at de viktigste fem kunnskapsmiljøene i B/H/S-regionen ikke engasjerte seg nevneverdig innen gass til oppvarming eller til bruk i transportsektoren. Dette var områder som ikke ble ansett som interessante i forskningssammenheng, og hvor teknologiutviklingen foregikk direkte hos gassleverandørene eller hos deres underleverandører. Egentlig kan dette synes paradoksal all den tid både Gasnor og Naturgass Vest satset på transportsektoren som kundegrnlag, og sammen med Lyse Gass etter hvert også leverte gass til private husholdninger og offentlige institusjoner.

Pilotstudien kartla også arbeidsområder og kompetansefelt hos de mest sentrale nasjonale kompetansemiljøene utenfor B/H/S-regionen; herunder i Osloregionen hvor NTNU/Sintefs avdeling for Olje og gassforedling, Universitetet i Oslo og Institutt for Energiteknikk befant seg, i Trondheim hvor NTNU/Sintefs enheter for Energi og miljø, Hydrokarbon prosesskjemi, petrokjemi og katalyse, og enheten for Materialteknologi/elektrokjemi var de mest sentrale, Høgskolen i Agder med sitt fokus på fornybare energiformer og -teknologier, samt forskningsbasert teknologiutvikling hos Norsk Hydro og Statoil. Denne kartleggingen viste at de nasjonale kompetansemiljøene i hovedsak var opptatt av tre teknologi- og kunnskapsområder;

gass som råstoff, hydrogenutvikling og generell FoU og næringsutvikling. Nasjonalt og i EU-sammenheng var de store FoU-miljøene i Norge mest engasjert i hydrogenutvikling og gass til kraftproduksjon, herunder CO₂ – håndtering. Ikke alle disse satsingene passet godt til det regionale perspektivet aktørene i B/H/S-regionen var opptatt av, nemlig en rask introduksjon av naturgass med en mer tradisjonell brukerprofil.

7.1.2 Næringsaktørene

I B/H/S-regionen hadde det også vokst frem en rekke næringsaktører med en erklært tilhørighet til gassbransjen. Pilotstudien gjorde en preliminær opplisting av slike kommersielle virksomheter og interesseorganisasjoner, delt inn i ni ulike bransjer og interessefelt. Et knippe av disse er listet i figur 7.4.

Bransje/kategori	Antall
Infrastruktur, salg og distribusjon av naturgass	14
Gass til oppvarming	8
Gass til transportsektoren	7
Gass som råstoff	1
Gass i elektrisitetsproduksjon	7
Hydrogenutvikling	4
Forskning og utvikling	18
Næringsutvikling, interesseorganisasjoner	22
Rådgivning, installasjon, diverse tjenester	74

Figur 7.4 Gassrelaterte næringsaktører i B/H/S-regionen i 2003

Denne kartleggingen kan ikke sies å være fullstendig, men den gir likevel et første riss av en gassnæring i vekst i 2003. Det er påtakelig at mange interessenter og aktører befinner seg nær de kommende brukermarkeder, samt også fins i et visst omfang innen kunnskaps- og næringsutvikling.

Konklusjonen fra forstudien var at naturgass anses som et interessant område for framtidig teknologi- og innovasjonsutvikling. B/H/S-regionen var den sterkeste gassregionen og hadde den bredeste kompetansen og næringsmessige forankring for gassanvendelse og ble anbefalt som prøveregion. Potensialet for nyskaping ble i pilotstudien vurdert primært å ligge innen teknologiutvikling på områder som også andre vestlige land kan dra nytte av. Utfordringen ville være å ta tak i nisjer der miljøet i Norge kan ha spesielle forutsetninger eller muligheter, f.eks. innen petrokjemi og havbruk. Slik innovasjon fordrer ressurskrevende arbeid der resultatene gjerne er langt fra kommersielt gjennombrudd. Dette kan igjen bety relativt lav interesse og deltagelse fra næringslivet, og da spesielt fra SMB-sektoren, og at en stor del av aktiviteten vil måtte foregå innen universitets og instituttsektoren (Karlsen og Quale 2003).

7.2 Audition for gass-scenen

Data og erfaringsinnsamlingen peker på noen tydelige innsatsområder der et utvidet innenlands gassmarked vil kunne forankres. Et *stort* norsk innenlands marked kan bare utvikles ved at naturgassen anvendes til storskala kraftproduksjon og som råstoff for petrokjemisk og kjemisk industri, men erfaringer fra Storbritannia, Italia og Frankrike viser at det likevel finnes interessante innovative nisjer innen transportsektor samt småskala energiproduksjon for næring og husholdninger.

Urbaniseringen krever smartere og mer energieffektive bygninger. Desentralisert energiforsyning må kombineres med løsninger som kan optimalisere balansen mellom kraft- og temperaturregulering. Kogen- og trigenanlegg etterspørres derfor i økende grad både for boligsamvirker, nærings- og institusjonsbygg. Videre ser en at nasjonale rørgasssystemer tilsynelatende ikke gir direkte klyngeeffekter. Gassbaserte næringsparker knyttet til gassknutepunkter vil kunne kreve stimulerende tiltak for å gi ønsket vekst og tilsiktede regionale ringvirkninger.

Europas innlands vannveier og kystnære områder belastes i økende grad av dieseldrevne fartøyer med stadig mer forurensing der en ennå ikke har sett effektive løsninger for å forbedre situasjonen. Gassbaserte fartøyer drevet enten med brenselceller eller turbiner vil kunne redusere forurensingen og øke energieffektiviteten på linje med det som skjer for Europas landtransport og stasjonære energiforsyning.

Transportsektoren i Europa går i økende grad over fra LPG til CNG og moderniserer infrastrukturen med økende antall fyllestasjoner for naturgass. Service- og leverandørsektoren for gasskjøretøyer vokser. Den private etterspørsel på dette feltet stimuleres i stor grad gjennom direkte økonomiske tilskudd fra myndighetene til kjøp av kjøretøyer eller ved subsidiert drivstoff. Europa er i gang med å substituere bensin og diesel med naturgass, og Europas motorveier blir «naturgassveier».

På bakgrunn av den samlede innsamling av informasjon og data i forstudien, ble det foreslått fire ulike delprosjekter som hver for seg kvalifiserte som gode kandidater i henhold til kriteriene (jf. kap. 7.1) og de utviklingsbehovene som kartleggingen har avdekket. Disse kandidatprosjektene kunne sammen eller hver for seg utgjøre en portefølje av gassrelaterte utviklingsaktiviteter innenfor rammen av et Arena hovedprosjekt. Kandidatprosjektene fordelte seg mellom Hordaland og Rogaland og dekket dessuten ulike deler av den samlede verdikjede for anvendelse av naturgass innenlands. I det etterfølgende gjøres det rede for hvert enkelt av disse innsatsområdene.

Disse fire kandidatprosjektene fikk anledning til å delta i en opptagelsesprøve i 2006-2009 for senere om mulig å etablere seg som aktør og tema innen gassnæringen. En slik «audition» brukes for alle utvalgte kandidatprosjekter innen Arena-programmet. Et profesjonelt panel, liksom i scenekunsten, vurderer prosjektets egnethet og kvalitet som en første testlinje som må bestås. Dernest søkes prosjektet fullfinansiert, dvs. at markedsaktører blir anmodet om støtte i tillegg til det som Arena-programmet tilbyr. Slik fungerer dette både som en reell utvelgelse, men også som en modning av prosjektets teknologiske, næringsmessige og regionale egenskaper.

7.3 Forsøk på nyskaping

Med basis i forstudien om økt utnyttelse av gass innenlands ble det gjennomført en oppfølging i form at et forprosjekt i 2004-2005, finansiert av Arena-programmet. Dette foreslo temaområder og aktuelle næringsaktører og trakk opp rammene for gjennomføring av et hovedprosjekt (Karlsen et al. 2005). Blant de mange interessante ideer, aktive aktører og dyktige pådrivere for regional gassanvendelse som forprosjektet kartla, var ikke alle kandidater for et Arena hovedprosjekt. For å kunne gjøre en balansert avveining av prosjektkandidatene, var det nødvendig å klarlegge kriterier og prioriteter som bør legges til grunn ved nominasjonen. Valget av kandidatprosjekter bygget på Arenaprogrammets målsetting om å stimulere innovasjon gjennom samarbeid og relevante nettverk, samt tilhørende gass-spesifikke forutsetninger for å nå slike mål. I tillegg var det viktig at de valgte områder skulle ha rimelig potensial for å demonstrere konkrete resultater innenfor Arenaprojektets varighet.

Ut fra dette ble kriteriene for kandidatprosjektene bestemt å være:

1. Strategisk betydning
 - kompetanse, regional utvikling, nasjonal betydning
2. Potensial for økt gassbruk
 - vekstpotensial
3. Internasjonal dimensjon
 - nettverk, tematisk relevans, deltagelse

Innenlands gassanvendelse i dag anses først og fremst å være en markedsutfordring, men er også en miljømessig og teknologisk utfordring. Kriteriene er derfor valgt med utgangspunkt i naturgass som en vare og i behovet for tilknyttede kunnskapskrevende tjenester. Gass blir interessant som innsatsfaktor for utviklingen av et regionalt marked med potensial for vekst også nasjonalt og internasjonalt.

Et hovedprosjekt for anvendelse av naturgass innenlands måtte også kunne plasseres inn i et regionalt innovasjons- og utviklingsperspektiv og kunne stimulere utvikling av en gassklynge gjennom å:

1. utvikle samarbeidskonstellasjoner med industri, næringsliv, kunnskapsaktører og regionale myndigheter
 - Utnytte komplementær, regional kompetanse og kapasitet
2. påvirke teknologi-, kunnskaps- og næringsutvikling
 - Utfordre innovasjonsevnen i regional gassektor
3. øke anvendelsene av naturgass i Norge
 - Spre kunnskap om midtstrøms- og nedstrømsløsninger

For å øke bruken av naturgass måtte de forskjellige prosjektene resultere i enten *kompetanseutvikling*, *nettverksbygging* eller *næringsutvikling*. Målet var at B/H/S-regionen skulle være det ledende nasjonale kompetansesenteret på naturgass. Industri- og næringsklynger med anlegg for *distribuert kraft*, *varme og kjøling*, samspillsarenaer mellom *gassbaserte næringsparker*, likeens *brenselcelleteknologi* ombord i skip og en *gassvei* med fyllestasjoner for hytan (en naturgass/hydrogenblanding) mellom Rogaland og Hordaland, ble pekt ut som delmål for Arena-prosjektet «Gass-i-Vest». Hovedmålet var økt bruk av gass i Norge, også ut over det regionale prøveområdet.

De to førstnevnte temaene ble dekket av IRIS, mens de to sistnevnte ble tatt opp av CMR (Christian Michelsen Research AS). Arena-programmet finansierte for- og hovedprosjektet med totalt 8,5 mill kroner i perioden 2004-2009. I tillegg tilførte andre offentlige og private aktører hovedprosjektet om lag 28 millioner kroner, enten som direkte tilskudd eller som egeninnsats. I samsvar med programmets retningslinjer ble det ved avslutningen av prosjektet gjennomført en ekstern sluttevaluering, utført ved NHH Norges Handelshøyskole (Baardsen og Lien 2009). I det etterfølgende skal vi se mer på innholdet i disse fire prosjektpakkene.

7.3.1 Distribuert kraft/varme/kjøling

Erfaringene fra gassbrukerne i Europa peker i retning av økt bruk av distribuerte energisystemer der gass anvendes både til å produsere *kraft*, *varme* og nødvendig *kjøling* (trigen). I første omgang kan slik distribuert produksjon utvikles uavhengig av fast infrastruktur for gasstilførsel og bidra til å opparbeide et regionalt marked for gassbasert energiproduksjon. Kapitalbehovet for slike distribuerte energisystemer er på kortere sikt mer begrenset enn for sentraliserte løsninger, blant annet gjennom mer effektiv avlastning av regionalt linjenett for strømforsyning samt en behovsbasert trinnvis utbygging for å dekke økt og ny energietterspørsel fra bolig- og næringsutvikling.

En viktig side med distribuerte energisystemer er at de ofte blir mer miljø- og energioptimale gjennom praktisk anvendelse av primær og sekundær energi fra gassomformingen. Dette segmentet åpner også for aktiv deltagelse fra energiselskaper og i regionen fins flere pionerer på utvikling av slike regionale gassmarkeder, særlig Gasnor og Lyse. BKK og Haugaland Kraft er tradisjonelle energiselskaper som er medeiere i Gasnor og som er godt i gang med å inkludere naturgass i sin forsynings- og forretningsutvikling.

Målsettingen på dette satsingsområdet var å stimulere til utvikling av et bevisst og informert marked. En avansert produksjonskjede som kunne levere teknologi for miljømessig og økonomisk forsvarlige, kombinerte varme-, kjøling- og elektrisitetsløsninger til moderne bygninger og anlegg, særlig til forretnings- og institusjonsbygg, nye boligfelt og næringsområder var det teknologiske siktemålet. Imidlertid måtte satsingen identifisere og møte flere utfordringer, herunder;

- Forutsetningen for å ha avsetning på varmen fra kogenanlegg krever en aktivitet for å identifisere brukerområder for ulike størrelser av kogenimplementering.
- Forhold rundt regelverk for gassinstallasjoner må følges opp.

- Forhold rundt eventuelle søknader for utslippstillatelser, avgifter, miljømotstand, etc. krever avklaring og bearbeiding overfor myndigheter og organisasjoner.
- Kalkyler og forutsetninger: Gasspris, avgifter, (ny)teknologikostnader. Størrelsesorden på tilgjengelig teknologi i forhold til typiske kunder og investeringsdyktighet må gi økonomi.
- Spesielle studier for enkelte anvendelsesområder, f.eks. for drivhus der en utfordring er effektiv fordeling av varme, kjøling og CO₂ i produksjonsprosessen.

Dette satsingsområdets aktiviteter involverte regionale miljøer som sammen skulle identifisere og arbeide frem prosjekter og bidra til løsninger som kunne tilpasses lokale energibehov så vel som å møte miljø- og energiutfordringer nasjonalt og internasjonalt. Man måtte også være åpen for løsninger fra småskala (>100 kW) til større anlegg (~5 MW) installert elektrisitetskapasitet.

B/H/S-regionen har mange aktører med ulike roller som inngikk i dette satsingsområdet, herunder regionale energiselskaper (Gasnor, Haugaland Kraft, Lyse Gass, BKK), teknologiutvikling og -leveranser (Rolls-Royce Marine, Prototech, kjøleaktør), veksthusnæringen i Ryfylke (Rennesøy forsøksring), FoU/UoH (Universitetet i Bergen - høytemperatur brenselceller, Polytec – små/middels kogenanlegg), brukeropplysning (Norsk Gassenter) og konsulenter (Bergen Engineering, Interconsult).

Innenfor distribuert kraft/varme/kjøling ble det iverksatt flere delprosjekter og initiativ. I 2007 initierte man et samarbeid med HOG om mulighetsstudier av gassbaserte energieffektive kraft/varme/kjøleløsninger for sykehus i Hordaland og Rogaland. Sykehusene som var interessert skulle få en utredning av eget anlegg, med forslag til løsning og videre framdrift. Her deltok både IRIS og selskapet SMI systemenergi i samarbeid med Sunnhordland Kraftlag, Lyse Energi, HOG, Helse Fonna/Stord sykehus og Stavanger Universitetssykehus (SUS). For Stord sykehus ble det utført vurderinger av kogen basert på normtall og cirkatall for arealer etc. for å anslå fremtidig energi/effektbehov (varme/kjøling). For SUS ble det utredet mulighet for kogen uavhengig av planene om varmpumpe.

I forbindelse med etablering av nytt stormeieri på Jæren og bygging av storskala veksthus i samme område, var det også interessant å identifisere muligheter for kombinerte, distribuerte energiløsninger. Da prosjektforslaget først ble presentert i 2007, var målet å bidra i Tines prosjektering av energiløsninger kombinert med utredning av Wiig Gartneris behov for energi og CO₂. Siden den gang har disse aktørene sammen med Bioforsk avsluttet spesifikasjonsfasen og avtaler er inngått om at Tine leverer overskuddsvarme og elektrisitet til Wiig Gartneri og at Wiig avtar all CO₂ fra Tines gassfyring. Behovet for slike utredninger ble dermed betydelig redusert. Gjennom «Gass-i-Vest» ble fire ingeniørstudenter ved Høyskolen i Bergen blitt koblet med Tine og Wiig. Med sine hovedoppgaver verifiserte de ulike energiløsninger og utredet nærmere muligheten for et kogenanlegg.

I Kviamarka på Jæren etableres flere anlegg for næringsmiddelproduksjon, herunder Norges største meieri som skal stå klart i 2011. Her fins også Lyse og IVARs

(Interkommunal, vann, avløp og renovasjon) mottak for bioavfall som konverteres til biogass for distribusjon og fjernvarme. Området har et godt potensial for å demonstrere effektiv kombinasjon og utnyttelse av ulike energiformer. Tines Lysegassfyrte energisentral i Kviamarka er oppført vegg-i-vegg med stormeieriet som er under bygging. Sentralen er i prøvedrift fra 2011 og dekker hele oppvarmingsbehovet for det enorme Miljøgartneriet som er etablert her. I 2011 vil også leveransene av CO₂ til luftgjødsling for tomat-, paprika og andre veksthusgrønnsaker i gartneriet starte. Energisamarbeidet mellom Tine og Miljøgartneriet gjør at det blir ett i stedet for to utslippspunkter for CO₂. Etter hvert skal denne energisentralen også overta produksjon av flisfyrte vannbåren fjernvarme, som sammen med økt bio-gasstilførsel fra Lyses naturgassnett vil bidra til å gjøre denne energilinjen stadig grønnere.

Ikke alle initiativene lykkes. På tross av iherdige forsøk på å få i gang IFU-prosjektet med selskapet OPRA ble prosjektet på slutten av 2007 avbrutt, mest grunnet økte kostnader. I slutten av februar 2007 møtte OPRA sammen med Innovasjon Norge og fikk belyst deres situasjon. Innovasjon Norge lukket prosjektet, men ville holde en åpen dør til selskapet for eventuelle turbinutviklingsprosjekter de måtte lansere i fremtiden. IRIS mente at kjernen i prosjektet fortsatt er aktuell, og spesifiserte et mindre prosjekt basert på en Turbec mikroturbin som eies av Risavika Gas Centre.

Med utgangspunkt i et studentarbeid som ble gjennomført i 2007 ble det holdt møte med Gasnor for å konkretisere aspekter for en konseptstudie. Målet var å utrede grunnlag for en kommersiell realisering for en trigenløsning i Bergen Havn. Aktuelle parter å involvere i forarbeidet er Gasnor, BKK, HiB, BOH. Selskapet Klimaservice driver med prosjektering og installasjon av ventilasjons-, kulde- og varmeanlegg. Målet var å utvikle og produsere portable, fleksible (plug-and-play) enheter for trigen med optimal utnyttelse av lokalt tilgjengelige energiresurser, inkludert bio- og naturgass.

7.3.2 Gassbaserte næringsparker

Bakgrunnen for initiativet om å stimulere utviklingen av næringsparker, dvs. fysisk avgrensede områder med klyngespesifikke aktører samlet rundt en felles infrastruktur, var observasjonen om at det i B/H/S-regionen var det etablert og under utvikling betydelige gassbaserte miljøer med nærings-, produkt- og FoU-fokus. Innhold og fokus for disse miljøene passet godt innenfor rammen av de nystartede støtteordningene som forvaltes av Enova og Gassnova for utvikling av innovative gassløsninger. Særlig tre slike miljøer var aktuelle tidlig på 2000-tallet.

Kollsnes Næringspark i Hordaland hadde fokus på nærings- og produktutvikling, nyskaping og praktisk kompetanse. Forutsetningene for å lykkes var knyttet til gasstilførsel, kraft, areal, havn, nærhet til etablerte petroleumsmiljøer, herunder Kollsnes, Stureterminalen og CCB Ågotnes. Denne næringsparken hadde som mål å bli et kjerneområde for norsk naturgasskompetanse, et gründermiljø og et nettverksbyggende kunnskapsmiljø.

Energiparken A/S i Risavika (Sør-Rogaland) satte som sitt varemerke å drive forskning, utvikling og demonstrasjon av nye gassteknologiske løsninger. Forutsetningene for å lykkes var også her knyttet til gassforsyning (landfall av Rogassrøret), nærhet til FoU-institusjoner i Stavangerregionen med lang forankring i olje- og gassindustrien,

nasjonalt og internasjonalt oljeselskap med stedlig tradisjon og historikk, aggressivt energiselskap. De mest konkrete målsetningen var knyttet til utviklingen av passende infrastruktur for utvikling og storskala utprøving av gassteknologi og -anvendelser.

På Karmøy og Haugalandet (Nord-Rogaland) hadde man i lengre tid hatt fokus på gassanvendelser i industri og bolig. Også her var forutsetningene vurdert som å være knyttet til gasstilførsel, men også til miljøfokust tungindustri og fiskeindustri, vidt og flatt oppland med husholdninger og variert næringsliv. Målsetningene var å utvikle og demonstrere ulike sider ved gassamfunnet, bevisstgjøre næringsliv og publikum, aktiv utvikling av distribusjonsnett, erstatte diesel og fyringsolje med gass. Dermed var det duket for Norsk Gassenter i Naturgassens Hus i 2000 (jf. kap. 5.3.4). I tillegg har denne regionen sterke og store miljøer for *petrokjemi* og gassbasert *prosessindustri* ved Statoils raffineri på Mongstad, der Mongstad Næringshage er åpnet med deltagelse av SIVA, og ved Kårstø, der Haugaland Næringspark³¹ er under etablering med Haugaland Gass som ansvarlig for fremføring av naturgass fra Kårstø.

I disse knutepunktene er teknologiutvikling samt utstrakt kontakt med regionale kunnskapsmiljø og næringsliv bevisst vektlagt, og de vil ha langsiktig overrullingseffekt på sine nærområder. Utover de lokale effektene kan næringsparkene se økte muligheter for balansert vekst, læringsgevinster og omfattende internasjonal nettverksbygging gjennom et gjensidig samarbeid. For eksempel kan komplementaritet i tjenestetilbud og teknologiprofil utnyttes i felles internasjonal profilering, særlig i forhold til europeiske aktører.

I starten av dette delprosjektet var det viktig å avdekke hvor vellykkede slike satsinger for å skape lokale utviklingsmiljøer kunne være. I hvilken utstrekning hadde leietakerne i disse miljøene etablert samarbeid seg imellom på ulike områder, hvilken kunnskapsdeling og kollektiv læring finner sted og om samlokaliseringen bidrar til å gjøre bedriftene mer innovative? Dessuten satset man på å klarlegge hvilke planer og utredningsbehov aktørene hadde. Ideelt sett skulle næringsparkene gi rom for mangeartede anvendelser av naturgass (næringsvirksomhet, FoU, teknologiutprøving, demonstrasjon, etc.) med synergi for deltagerne og full utnyttelse av energitilgangen. Prosjektet skal stimulere til utvikling av miljøene, også i samspill med internasjonale energi- og miljøfokuserne næringsparker.

For Arenaprojektet var det mange forhold rundt regelverk for gassinstallasjoner som måtte følges opp. Det gjaldt søknader for utslippstillatelser, avgifter, miljømotstand, etc. krever avklaring og bearbeiding overfor myndigheter og organisasjoner. Man måtte identifisere og utvikle forsknings- og samarbeidsområder, avklare synergier og

³¹ Haugaland Næringspark er stort næringsområde sentralt plassert mellom Kårstø og Haugesund der en har som mål å utvikle et pilotområde når det gjelder industriell anvendelse av naturgass i Norge. Dette innbefatter utvikling av petrokjemisk virksomhet som foruten å gjøre bruk av naturgass også er store brukere av våtgasser som etan og propan. Næringsparken er et samarbeid mellom kommunene Tysvær, Bogn, Haugesund og Karmøy.

komplementære tilbud, og sikre markedsføring av felles tilbud og tjenestespekter. Dessuten skulle nærings- og kunnskapsparkene være test- og demonstrasjonsarenaer for nye gassanvendelser. Temaer som ble diskutert og planlagt knyttet seg blant annet til effektive energisystemer, dvs. små kommersielle gasskraftanlegg, til hydrogen fra naturgass, reduserte utslipp av CO₂ og NO_x, til kommersiell utstyrstesting og til ulike næringsanvendelser

Deltagere i prosjektet var næringsparkenes ledelse og de virksomhetene som allerede var eller som vurderte å bli lokalisert i disse områdene. I tillegg ble ulike kundegrupperinger involvert for å sette markedsfunderte premisser for aktivitetene som skulle innlemmes i disse næringsparkene. Rent konkret var de viktigste aktørene ulike teknologiselskap (Lyse Gass, Shell Technology, Statoil, BKK, Gasnor, Gaz de France), FoU/UoH (Universitetet i Stavanger, Rogalandsforskning, CMR/Prototech, Universitetet i Bergen, Høgskolen i Bergen, Sintef), og infrastruktureiere (Energiparken Risavika, Kollsnes Næringspark, Haugaland Gass, kommuner).

I 2008 hadde B/H/S-regionen fem slike gassrelaterte næringsparker; Naturgassparken Vest og Mongstad Vekst i Hordaland, Haugaland Næringspark og Hydro/Karmøy Industripark i Nord-Rogaland og Energiparken i Sør-Rogaland. I tillegg var Kviamarka Næringspark på Jæren under planlegging som en sjettede næringspark. For alle disse næringsparkene var det noen klyngeutviklingsprosjekter som var felles for alle næringsparkene, mens andre er spesifikke utviklingsprosjekt i en eller flere av næringsparkene.

Delprosjektet utarbeidet brosjyre- og informasjonsmateriale om næringsparkene for bruk i informasjons- og markedsføringsarbeidet i Norge og mot utlandet. Dessuten innhentet man erfaring internasjonalt. Fokus var å finne frem til næringsparker utenfor Norges grenser som har lyktes med å kombinere forskning og utvikling, bruk av naturgass og utvikling av arealer og fasiliteter. Den første kartleggingen viste at det er en rekke steder i USA og Canada der såkalte «eco-industrial parks» synes å være kommet langt med utvikling av attraktive næringsområder, energiutnyttelse og effektive samspill. Kartleggingen ble videreført i samspill med utenriksapparatet til Innovasjon Norge. I tillegg søkte man å gjøre en ny kartlegging av regional og lokal gasskompetanse. Prosjektet skulle samle og eventuelt innhente informasjon om tilgjengelig gassrelatert kompetanse i Rogaland og Hordaland og gjøre den tilgjengelig blant annet for de som jobber med å tiltrekke utenlandske etableringer. Søknad om prosjektmidler fra det regionale utviklingsprogrammet (RUP) i Rogaland fylkeskommune ble sendt inn, men søknaden nådde ikke frem. Prosjektet ble omdefinert og informasjon innhentet fra Rogaland fylkeskommune, Hordaland fylkeskommune, Hordaland Olje og Gass, aktører osv. Denne delen av Arenaprojektet hadde også ansvar for å bistå med prosjektutvikling med spesifikk tilknytning til den enkelte næringspark.

Tine ønsket å etablere et nytt meieri i Kviamarka Næringspark (sør for Stavanger) og ville legge til rette for energieffektive løsninger og tenkte å bygge en energisentral. Wiig gartnerier vurderte muligheten til å kunne bygge et større veksthus i tilknytning til meieriet for blant annet å dra fordeler av synergieffektene. Dette ble indikert en tretrinns fremdriftsplan: 1. Kartlegging av energibehov for veksthus som utføres av Wiig

sammen med Bioforsk. 2. Detaljering av energisentral som utføres av Tine. Et forprosjekt for integrert CHP til meieri og veksthus ville kunne bidra til dette og er beskrevet i statusrapporten for «Distribuert kraft/varme/kjøling» (jf. kap. 7.31). En energisentral ville imidlertid også ha muligheten til å kunne betjene flere bedrifter og dermed kunne forholdene ligge til rette for å kunne oppnå flere synergieffekter. Her kunne «gassbaserte næringsparker» spille en rolle ved å bringe aktørene sammen, stimulere til en visjon for samarbeid og bringe inn erfaringer fra de andre næringsparkene.

Et annet forprosjekt skulle klarlegge grunnlaget for etableringen av en industriinkubator for ny og miljøvennlig energi (herunder også gass), utrede etableringsmulighetene i Risavika og dokumentere grunnlaget gjennom en etableringsplan. Støttemidler fra RUP-programmet i Rogaland fylkeskommune ble gitt i 2008. Nok et forprosjekt gjaldt et senter for gassbasert fermentering i Risavika. Her skulle man klarlegge grunnlaget for etableringen av et senter for gassbasert fermentering, utrede etableringsmulighetene i Risavika og dokumentere grunnlaget gjennom en etableringsplan. Prosjektet drives i regi av Bioprotein AS og «Gass-i-Vest» har bidratt til utviklingen av prosjektsøknaden. Søknad om støttemidler fra RUP programmet i Rogaland fylkeskommune ble delvis skrevet av Gass-i-Vest, sendt inn av Bioprotein og prosjektskissen ble godtatt. Prosjektskissen ble så oppdatert til en søknad som ble sendt inn 15. januar 2008, og forprosjektet begynte således i 2008.

Nok et forprosjekt omhandlet etablering av et kogen- og brenselcellelaboratorium i Naturgassparken Vest. Først skulle man utrede etableringsmulighetene i tilknytning til kogenanlegget på Naturgassparken Vest og deretter dokumentere grunnlaget for en etablering gjennom utkast til etableringsplan. Pådrivere var Naturgassparken Vest, Universitetet i Bergen og Prototech, og prosjektet ble igangsatt i januar 2008.

Enda et forprosjekt klarla grunnlaget etableringen av en industriinkubator, utredet etableringsmulighetene i Hydro/Karmøy Industripark og dokumenterte grunnlaget gjennom en etableringsplan. Søknad om RUP-midler til gjennomføring av forprosjekt ble sendt inn til Rogaland fylkeskommune. Prosjektskissen ble imidlertid ikke godkjent for tildeling av RUP-midler. Prosjektet ble diskutert med SIVA fordi det så ut til å kunne passe inn SIVA's utviklingsprogram. Prosjektet ble så omdefinert for søknad direkte til SIVA. Nært tilknyttet dette temaet var arbeidet med å skissere ulike sammensetninger av bedrifter, klarlegge de energimessige og miljømessige konsekvensene av ulike sammensetninger og trekke konklusjoner for fremtidige lokaliseringer for Hydro/Karmøy Industripark og andre næringsparker. Prosjektet ble startet i 2008.

Dessuten tok man initiativ til en Energikonferansen på Sola, arrangert av Energiparken i 2008. Dette ble i første omgang sett som en nyttig arena for samspill i kombinasjon med Gasskonferansen i Bergen. Den langsiktige ambisjonen var å etablere en arena i Sør-Rogaland med samme profil og betydning som Gasskonferansen i Bergen.

7.3.3 Brenselcelleteknologi ombord i skip

Bakgrunnen for denne satsingen var observasjonen at energiomsetningen innen skipsfart er enorm og utslippene fra bunkersforbrenning er stor. Bransjen møter stadig strengere

krav til reduserte utslipp, særlig gjelder det svoveldioksid til atmosfæren, og regionale krav i Europa og trolig også i USA forventes å presse frem nye løsninger. Her ligger et stort potensielt marked for alternative energisystemer til flåten. I områder der naturgass er eller blir tilgjengelig vil gassbaserte systemer kunne gi store gevinster i forhold til dagens installasjoner. Utfordringen er å utvikle kostnadseffektive løsninger. Her vil høytemperatur brenselceller spille en sentral rolle med avgass som egner seg for varmegjenvinning. Dermed kan den totale anleggsvirkningsgraden økes fra dagens ca. 40 prosent med dieseldrift opp til 65 prosent eller mer med brenselceller, samtidig som en oppnår vesentlige reduksjoner i utslipp.

Men teknologien rundt brenselceller er kun én del av løsningen; nye totalkonsept må utvikles der store deler av maskinanlegget om bord endres. I tillegg til brenselceller, kommer nye komponenter som varmevekslere, turbiner og likestrømsomformere inn i skipet og det reguleringstekniske aspektet er en hovedutfordring. Skisser til løsninger finnes, men vil kreve en sammensatt innsats fra ulike disipliner for utprøving og realisering. Gass som drivstoff i skip har derfor et betydelig potensial samtidig som det kan åpne muligheter industriell utvikling og eksport fra en norsk næring med historie og internasjonalt renommé. Markedet er globalt for ferger, kystfrakt, frakt på de store europeiske elvene, kollektivtransport i metropoler med elv og/eller lang sjøfront, etc. På dette området kan norske maritime aktører bli pionervirksomheter med utvikling og leveranser av fremtidsrettede energisystemer for skip.

Ambisjonen var å stimulere til dannelsen av en norsk maritim teknologiklynge som skulle utvikle alternativer til dagens kraftproduksjon om bord i skip, dvs. å erstatte dagens motor-, generator- og el-produsentløsninger med storskala brenselceller og omliggende systemer. De første utfordringene prosjektet måtte møte knyttet seg til regelverk for gassdrevne skip og innvirkning på fokus og prioritering i utviklingsoppgaver, og til søknader for utslippstillatelser, avgifter, etc. som krevde avklaring og bearbeiding overfor myndigheter og organisasjoner. Dessuten måtte man gjøre markedsundersøkelser, hvor kalkyler og markedsforutsetninger som gasspris, avgifter, (ny)teknologikostnader, kundepotensial og intensjonsavtaler måtte tas i betraktning.

Aktørbildet var ganske overskuelig. En rekke virksomheter har de siste årene vært involvert i utvikling av gassdrevne supplyskip og ferger, og uformelle nettverk av samarbeidende selskaper er etablert. Da konseptene skulle tas et steg videre med introduksjon av brenselceller åpnet det seg utfordringer av ny karakter. I tillegg så man at skipsdesign og -bygging var aktiviteter der samlet nasjonal kompetanse gir slagkraft i internasjonal sammenheng. De første mulige deltagerne i brenselcelleaktivitetene var rederier (Eidesvik), teknologileverandører (Aker Kværner Elektro, Rolls-Royce Marine, LMG Marine), FoU/UoH (SINTEF, IFE, CMR/Prototech), skipskonsulenter (Vik-Sandvik, DnV), og kunder (Statoil).

Målet var i første omgang å bidra til fullfinansiering og gjennomføring av REMKOF prosjektet³², og utvikle og bidra til gjennomføring av konsept for bruk av brenselceller i bulkskip og kyst- og fiskefartøy. Dessuten siktet man mot å gjennomføre minst ett arrangement eller konferanse i samarbeid med bransjeorganisasjoner og Fellowship-prosjektet. Å utveksle informasjon og kunnskap med ZEMShip-prosjektet i Hamburg, var også aktuelt.

Prosjektforslaget ble sendt til mange maritime aktører, herunder Green Reefer, Wilson, Mowinckel, Klaveness Group, DOF ASA, og Viken Shipping i 2008. Dialogen med Klaveness Group og DOF ASA fortsatte, alle andre ga avslag. Dessuten hadde prosjektet dialog med StatoilHydro som bidro med et mindre beløp til oppstarten. Kontaktarbeidet med andre aktører var også omfattende, herunder med SR-Bank, Sparebanken Vest, og Grieg Shipping. Finansdepartementet ble kontaktet vedrørende skattefritak for miljøtiltak i rederinæringen knyttet til omlegging av rederiskatten. Inntil 1/3 av skattegjelden for rederinæringen (dvs. inntil 7 milliarder) kunne ettergis forutsatt at pengene ble kanalisert til nærmere angitte miljøtiltak. Miljøaktører som Bellona og Zero ble likeens kontaktet. Prosjektet utviklet til sist en skisse til forprosjekt for å utrede klassifisering av MF Vågen, en liten passasjerferge på Bergen havn. Arbeidet ble utført av Prototech med midler bevilget fra Arenaprojektet.

I tillegg ble det utviklet et prosjekt for å utrede bruk av brenselceller i bulkskip. Innovasjon Norge bevilget penger til prosjektet. Klaveness Group og Grieg Shipping Group var aktuelle partnere for gjennomføring av prosjektet. Det ble arbeidet med et møte med Klaveness Group for å presentere REMKOF samt bulkskipprosjektet for dem i større detalj. Til sist ble det innledet en dialog med Fellowship-prosjektet (DnV) om å etablere en norsk møteplass for brenselcelleteknolog hvor også maritime applikasjoner var representert.

7.3.4 Gassveien Hordaland – Rogaland

Erfaringene fra gassintensive regioner hadde vist at både infrastruktur i form av fylle- og servicestasjoner for naturgass og effektive insentiver som stimulerer til økt bruk av gassbaserte kjøretøyer, må være til stede for å skape betydelige miljømessige og regionale effekter. Transportsektorens potensial for gassbruk kunne utløse både miljø- og kostnadmessige gevinster. Bruk av diesel og bensin i transportsektoren utgjør en betydelig og voksende del av norske klimautslipp. Bruk av gass i denne sektoren ville gi noe reduserte CO₂-utslipp, men vil i enda større grad redusere utslippene av NO_x, SO₂ og partikler. Økt gassanvendelse vil derfor i tillegg til positivt klimabidrag, gi betydelige forbedringer i luftkvaliteten. Det var besluttet at fem nye ferger som trafikkerer stamveiens viktigste fergestrekninger skal drives på naturgass. Her kunne man allerede se starten på en slik gassvei.

Dette var bakgrunner for prosjektideen om Gassveien Hordaland-Rogaland. Prosjektet kunne gi muligheter til fullskala utprøving av funksjonell infrastruktur og praktiske

³² Ren Marin Kraft og Fremdrift (REMKOF). Et Forskningsrådsfinansiert prosjekt ved CMR som skulle styrke norsk kompetanse på brenselcelleteknologi for skip.

studier av insentivsystemer for kollektive, kommersielle og private transportløsninger og kunne også være forløper til forlengelse av hydrogenveien Oslo-Stavanger videre til Bergen (se HyNor)³³. Målsettingen var å bringe relevante aktører sammen for å realisere gassbasert infrastruktur for gassdrift i alle typer landbasert transport på strekningen Rogaland - Hordaland. Prosjektet skulle samordne med andre initiativer, herunder HyNor som benytter naturgass som råstoff for fremstilling av hydrogen til drift av kjøretøyer på strekningen Oslo-Stavanger.

De mest nærliggende oppgaver var mulighetsstudier av potensial og utfordringer med forbedrede forbrenningsmetoder, f.eks. mulighet at for hytan (naturgass iblandet hydrogen) på sikt kunne gi høyere virkningsgrad og bedre forbrenning. Dessuten måtte man vurdere virkninger, motstand og muligheter med ulike insentivordninger, avgiftsfritak, mv., og forhold rundt regelverk for gass i biler og for fyllestasjoner. En rekke prinsippsspørsmål om investering, drift og vedlikehold av gassdrevne kjøretøyer, infrastruktur for gassfylling, samt lobbyvirksomhet hos regionale myndigheter og leverandører og storbrukere av transporttjenester måtte også avklares. I tillegg måtte det gjøres kalkyler og avklares forutsetninger om gasspris, avgifter, (ny)teknologikostnader, kundepotensial, intensjonsavtaler, m.m.

Tematisk skulle prosjektets aktører rette oppmerksomheten på gass som drivstoff for alle typer veitransport, hvordan man kunne etablere effektiv gassdistribusjon og fyllestasjoner, og samordne innsatsen med andre gassrelaterte transportprosjekter for å oppnå mulige synergigevinster. En viktig oppgave var å få på plass de premissene som krevdes for at alle nødvendige deltagere for realisering av en slik satsing skal arbeide for et slikt mål. Viktige interessenter og grupper som måtte involveres og som utgjorde sentrale deltagere i prosjektet, var drivstoffleverandører (Statoil, Lyse, Gasnor), prosjektering og utstyrsleverandører (kommersielle aktører, Zincar), transportselskaper (Gaia Trafikk, HSD Buss, Columbus, Rogaland Taxi), FoU/UoH/Konsulent-aktører (IRIS, Polytec, CMR, Bergen Engineering), myndigheter (f.eks. Kyststamveien) og de regionale næringsforeninger.

Allerede tidlig i 2008 var man i gang med å utvikle satsing på hydrogenanriket naturgass på bussene i Bergen. Alle de opprinnelige prosjektpartnerne (Gasnor, Busselskapet Tide og Gass i Vest) var omforent om design av en modifisert fyllestasjon, hvor pre-engineering ble utført av CMR-Prototech. Drivstoffavdelingen til StatoilHydro deltok i prosjektet med å gjennomføre utslipps- og effektmålinger ved bruk av hydrogenanriket naturgass. Dessuten var det gjennomført et IFU-forprosjekt om en LNG-fyllestasjon for trekkvogner hvor konklusjonen var at det kunne være et marked for utvikling av slike fyllestasjoner.

Gjennom Arenaprojektet ble også HyNor-knutepunkt Bergen en aktiv samarbeidsarena. Felles strategi for partnerskapet var å prioritere realisering av HyNor

³³HyNor er et nasjonalt utviklingsprosjekt for å implementere hydrogen i norsk transportsektor. Det skal bygge ut en hydrogen-infrastruktur mellom Oslo og Stavanger, kjent som Hydrogenveien. HyNor ble etablert som et prosjekt våren 2003.

fra Oslo til Stavanger, og man planla å sende en søknad fra HyNor knutepunkt Bergen til NFR i 2009.

Et initiativ for å anvende LNG som drivstoff for trekkvogner fikk også en god start. Dieseltrekkvogner som bygges om til å muliggjøre dual-fuel med naturgass (50 prosent LNG, 50 prosent diesel) ble ansett som en interessant måte å introdusere naturgass som drivstoff på. Prosjektet er imidlertid meget tidskrevende da det ikke eksisterte relevant teknologi og kompetanse i Norge. Det eksisterte heller ikke relevant regelverk eller infrastruktur for distribusjon av LNG (fyllestasjoner). Dette er imidlertid så interessant at selskapet Universal Spedisjon i Bergen besluttet å realisere ombygging av en eller to eksisterende trekkvogner som et pilotprosjekt. I desember 2007 besøkte prosjektet et selskap i England som realiserer ombygging av trekkvogner. Her avtalte man å arbeide for å realisere ombygging gjennom dette selskapet. Ombygging av de første trekkvognene kunne startes så snart det ble avklart om ombygde trekkvogner godkjennes i Norge.

7.4 Kan utviklingsprosjektene lykkes?

Det mest systematiske fremstøtet for å sikre en viss teknologisk nyvinning knyttet til det ekspanderende markedet i B/H/S-regionen, ble forsøkt gjennom «Gass-i-Vest»-prosjektet i perioden 2003-2009. Det overordnede siktemålet med prosjektet var å stimulere en klyngedannelse av gassaktørene i Hordaland og Rogaland. Hovedstrategien var å koble forsknings- og utviklingsmiljøer med de regionale gassaktørene i et prosjektsamarbeid, tidsavgrenset til prosjektets funksjonstid, men med håp om at klyngen deretter ville fortsette å utvikle seg i ønsket retning. Det er ikke observert at en slik klyngeforsterkning oppsto som en naturlig forlengelse av «Gass-i-Vest»-prosjektet. Imidlertid frembrakte prosjektet enkelte resultater som nok kan karakteriseres både som nyvinninger og som suksesser, om enn i mer beskjeden grad.

Gjennom prosjektet ble det nemlig tatt mange initiativ (ca 35 stk) til forprosjekter og forretningsutvikling innen gassektoren. Noen av de viktigste var:

- Kogen (kraft/varme/kjøling) på sykehus og i gartneri
- Bergen som del av HyNor-samarbeidet
- Utvikling av kravspesifikasjon og forprosjekt for brenselcelle ombord i skip
- Pilotprosjekt for konvertering av buss for bruk av hydrogenanriket naturgass samt etablering av
- Fyllestasjon for hydrogen
- Forprosjekt hydrogenbasert ferge

I tillegg bidro prosjektet til etablering av «GassArena Norge», som siden 2007 er en konferanse- og utstillingsarrangør som holder årlige samlinger om gassanvendelser i Haugesund. Prosjektdeltakerne holdt dessuten et stort antall foredrag og presentasjoner på konferanser og seminarer om utnyttelse og bruk av naturgass og leverte ulike publikasjoner og rapporter.

Evalueringen av «Gass-i-Vest» konkluderer med at delprosjektene i ulik grad har nådd sine spesifikke mål. To av delprosjektene har vært vellykket med betydelig grad av måloppfyllelse, mens de to andre kan vise til få konkrete resultater. Evalueringen peker

på at selv om gass har vært prosjektets fellesnevner, hadde delprosjektene lite til felles når det gjaldt teknologi, markedsmuligheter, interessenter osv. Det at delprosjektene var så pass heterogene, utgjorde samtidig utfordringer for prosjektet for å oppnå finansiell medvirkning fra næringslivet. Evalueringen har også noen prinsipielle betraktninger vedrørende valg av delprosjekter i forhold til evnen til å produsere resultater og prosjektenes teknologiske og kommersielle modenhet. Evalueringen påpeker en klar sammenheng mellom de resultatene som delprosjektene oppnådde og deres grad av modenhet langs de nevnte dimensjonene. Evalueringen peker på at det også er et spørsmål om hvilke resultater som skapes. Det kan være fornuftig at bidrag til å skape klyngeeffekter skjer ved å gjennomføre konkrete, målbare prosjekter. Et godt Arena-prosjekt bør derfor både gi et konkret og målbart sluttresultat og samtidig virke stimulerende i forhold til å skape eller styrke klyngeeffekter, viste evalueringen (Baardsen og Lien 2009).

7.4.1 Suksesshistorier

Arenaprojektet har utvilsomt bidratt til et par-tre suksesshistorier og gode resultater. 25. september i 2008 ble den første «hytanstasjonen» åpnet i Bergen og ordfører Gunnar Bakke tok en busstur sammen med den lokale barnehagen. Stasjonen var utviklet ved CMR og Bergen har den største tetthet med busser som bruker naturgass som drivstoff. Busselskapet Tide hadde 81 busser drevet på naturgass i 2008, med et lavere utslipp av gasser og partikler enn de tradisjonelle dieseldrevne bussene. Bussmotorene var ombygd og pumpestasjoner for naturgassen var allerede på plass. Nå var tiden kommet for å gjøre bussflåten enda mer miljøvennlig ved å anrike gassen med hydrogen. Den første bussen kjørte på hytan der naturgass var tilsatt åtte prosent hydrogen. Bussene kunne benyttes som vanlig uten at motoren måtte justeres.

Naturgass og hydrogen lagres i hver sine sylindre og fylles på tankene på bussen etter tur, først fylles naturgass og deretter hydrogen. Fylldispenseren og styringssystemet for hytanblandingen var utviklet av teknologiselskapet Prototech, mens Gexcon gjennomførte risikovurderingen av denne infrastrukturen. En fylling holder til 600 kilometer, som er om lag det en buss tilbakelegger i løpet av et døgn i Bergensregionen. Den blå bussen var malt med metan- og hydrogenmolekyler, vel egnet til å gjøre bergensere oppmerksom på at her var det noe nytt i transportbildet.

Dette var det første hytanprosjektet i større skala i Norge, før var det bare en maxitaxi i Stavanger som kjørte permanent på hytan. Starten på prosjektet var egentlig en flyveidé som kom fra Naturgass Vest i 2003-2004, fulgt opp av dets leder Per Kragseth. Hydrogenet var ment å skulle produseres ved hydrolyse av naturgass. Denne ideen ble kuppet av Sintef, men ble ikke noen suksess der. «Gass-i-Vest» kontakter Tide og Gasnor for å starte utprøvingen med hydrogenanrikt naturgass. Disse partnerne var interessert og en søknad ble sendt til Forskningsrådet, som avsto den. Siden kom Tide, Gasnor, StatoilHydro, CMR, Prototech, Gexcon, Bergen kommune og Hordaland fylkeskommune med på finansieringslaget, sammen med HOG og Arenaprojektet. Initiativet kom altså fra Arenaprojektet, som fra de ulike interessentene ble oppfattet som en nøytral aktør. Prosjektet medførte aktiv medvirkning fra partnergruppen. StatoilHydro evaluerte den tre måneder lange forsøksperioden med hytan i 2008 ved å gjennomføre utslipps- og effektmålinger, utført gjennom et svensk konsulentselskap

(Almén 2008). Ved å forsterke metangassen med hydrogen økes forbrenningsgraden og dermed effekten. Samtidig reduseres forbruket av metangass og de tilhørende klimagassutslippene, samt at støyen fra bussmotoren reduseres.

Ved avslutningen av prøveperioden ble aktørene forespurt om en videreføring, enten med en høyere hydrogenandel eller i form en innblanding av biogass. Dette var man positiv til. En utfordring var at det ikke er lønnsomt å bruke hydrogen som drivstoff, trass i at hydrogen bare gir vann og luft i eksosen. En mulighet ville være å utnytte overskuddhydrogen fra raffineringprosesser til hytanprosjektet. Gitt en passende finansiering ville Tide stille sin infrastruktur og kompetanse til rådighet for videreføringen.

Et annet vellykket demonstrasjonsprosjekt var knyttet til den lille passasjerfergen «Vågen». Den trafikkerer i sommersesongen mellom Fisketorget og Akvariet i Bergen, og ble øremerket som mønster for CO₂-fri båttrafikk. Fergen ble utstyrt med et brenselcellesystem som drives med hydrogen, utviklet av Prototech, det samme selskap som utviklet fyllingsdispenseren for hytanbussen. Brenselcellene produserer elektrisitet fra hydrogen og framdriften sikres av en elektrisk motor. Den miljøvennlige og stillegående fergen er et resultat av utviklingsprosjektet REMKOF (Ren Marin Kraft og Fremdrift).

Dette forsøket var kostbart. Det mottok ca. 16 millioner kroner fra prosjektpartnerne CMR Prototech, CMR Gexcon, Transnova, Sparebank1, Djupevåg Båtbyggeri AS, BKK, LMG Marin, Li Balance, Statoil, Ser energy, Sparebanken Vest, Jo Tankers, Institutt for energiteknikk, Norges forskningsråd, Bergen kommune og Hordaland fylkeskommune, sammen med tilskudd fra Arenaprojektet «Gass-i-Vest».

Av sikkerhetshensyn foregikk prøvedriften med MF Vågen uten passasjerer. En viktig del av prosjektet var nemlig å sette sammen ulike elementer basert på kjent teknologi i et system som fungerer på best mulig måte. Hydrogenet som brukes som drivstoff i brenselcellene er ikke lagret på tradisjonelt vis under høyt trykk, men som metallhydrid, altså bundet til metallpulver. Hydrogenet frigjøres fra metallet under oppvarming. Dette gjør det mulig å lagre store mengder hydrogen under lavt trykk.

Det er imidlertid et stykke frem før brenselceller kan erstatte dagens dieselmotorer i større ferger, fiskebåter eller supertankere. Hittil er det bare supplyfartøyet MS Viking Lady (sjøsatt i 2009) av større skip, som anvender brenselcelleteknologi. Derfor er det viktig å ta erfaringene fra MF Vågen med inn utvidede prøveprosjekter hvor marint miljø, med ulike påkjenninger som vibrasjoner og fuktighet, vil påvirke driftsikkerheten. Det er viktig å hente erfaringer med driftstid på båter med brenselceller, drive systemene lenge, og vise at de er driftsikre. Potensialet for bruk av brenselceller i skipsfart har imidlertid fremtiden for seg. Teknologien vil gi null utslipp av nitrogenforbindelser, er støysvak og drivstoffkostnadene kan antagelig reduseres med 30 prosent.

Også et par andre initiativ fra «Gass-i-Vest» på transportsektoren er også verd å merke seg. Et forsøk med gassbaserte trekkvogner for tungtransport på land, hadde potensial til å stimulere en overgang til mer miljøvennlig drivstoffanvendelse i transportsektoren. Likeens var Arenaprojektet deltaker i nettverket HyNor hvor et mål var å etablere en

ren hydrogenfyllerestasjon i knutepunktet Bergen³⁴. Arenaprojektet så dette som en naturlig tilkobling til delprosjektet som skulle legge til rette for kostnadseffektiv etablering av LNG fyllerestasjoner hos lokale transportselskaper. En enkel tilgang til LNG som drivstoff ville gjøre det mer attraktivt for transportindustrien å konvertere fra diesel til naturgass langs en av Norges mest trafikkerte landtransportruter mellom Bergen og Stavanger. Disse initiativene oppnådde en del støtte og oppmerksomhet, men trengte etter alt å dømme lengre tid enn Arenaprojektet tillot for å kunne realiseres fullt ut.

7.4.2 «Nesten», skyter ingen mann av hesten!

Forventningene til vekstprosjektene knyttet til distribuert kraft/varme/kjøling var store innen «Gass-i-Vest». Derfor var skuffelsen desto større da man ikke lyktes. I alle tre byområdene i B/H/S-regionen ble det antatt at det var svært gode muligheter for å utvikle teknologi og nærmarked for desentraliserte, høyeffektive kraftvarmeanlegg med kjøling. Dette skulle realiseres i samarbeid med industrielle aktører, kraftselskaper og gassleverandører (jf. kap. 7.3.1). Strategien bygget på ideen om å utvikle effektive produksjonsklynger som kunne levere komplette, teknologiske løsninger (jf. boks 1.6), herunder å videreutvikle de løsninger dagens kraftvarmeanlegg med kjøling anvendte. En stor informasjonsutfordring var dessuten knyttet til kunnskap og kompetanse på bruk av kraftvarmeanlegg i regionale strømnnett.

På dette feltet utviklet Arenaprojektet et stort IFU-opplegg³⁵, med en foreslått budsjetttramme på 21 millioner kroner, herunder betydelig støtte fra andre offentlige og private finansieringskilder. Slike prosjekter krever et likedelt trepartssamarbeid mellom Innovasjon Norge, «lokomotivaktøren» og SMB-aktørene. Samarbeidsprosjektet om utviklingen av gassdrevne mikroturbiner med selskapet OPRA var et knutepunkt i dette forslaget. OPRA hadde både kapasitetsbegrensninger og et tilhørende finansieringsbehov. Arbeidet med IFU-søknaden krevde mye tid og innsats, ikke minst fordi mange aktører måtte kontaktes og gi sine tilsagn til forpliktende støtte. Forslaget var svært nær en fullfinansiering. Det brøt imidlertid sammen rett før den endelige beslutning ble tatt, kostnadsberegningene ble nemlig oppjustert og gikk ut over rammene de ulike aktørene ville forplikte seg til.

To konseptstudier ble imidlertid realisert; forstudiene av Wiigs miljøgartneri og bruken av kogenløsninger i sykehus. I tillegg ble et mindre prosjekt om smarte energisystem og en del relasjonsbygging mellom kogenaktører, opprettholdt. Den store ideen om

³⁴ Ideen bak HyNor-prosjektet var å bygge landets første hydrogeninfrastruktur, som ledd i en fremtidig permanent infrastruktur, fra Oslo til Stavanger. Første stasjon langs H2-veien ble åpnet ved Statoils bensinstasjon på Forus ved Stavanger i august 2006, mens den andre ble åpnet på Herøya Industripark i Porsgrunn våren 2007.

³⁵ Innovasjon Norge har etablert støtteordninger for å stimulere til utviklingen av et nært samarbeid om produktutvikling mellom større bedrifter og deres underleverandører. Dette er såkalte Industrielle Forsknings- og Utviklingskontrakter (IFU). En tilsvarende ordning finnes også for samarbeid mellom leverandører og offentlige virksomheter og den kalles for Offentlige Forsknings- og Utviklingskontrakter (OFU).

regionalt distribuerte kraft/varme/kjøling gassbasert energisystem tilgjengelig for ulike deler av B/H/S-regionen sprakk som «trollet i dagslys» i 2008.

7.5 Tilbakeblikk og en smule etterpåkløskap

I tilbakeblikk ble dette Arena-prosjektet satt i gang i en periode da det var et sterkt fokus på økt utnyttelse av naturgass innenlands. I den forstand representerte prosjektet et viktig element for å oppfylle en nasjonal ambisjon. Det var i utpreget grad et tidligfaseprosjekt når vi ser på aktørbildet, teknologivalg og markedsmuligheter. Av den grunn var det også høy risiko i prosjektet. Imidlertid ble det gjennom prosjektet satt i verk mange forprosjekter og andre aktiviteter som i et litt lengre perspektiv vil kunne gi betydelige bidrag til å oppnå ambisjonen om økt bruk av naturgass innenlands.

Imidlertid endret holdningen til og interessen for naturgassanvendelser innenlands seg mye mot slutten av denne perioden. I 2008 anser man ikke lenger naturgass ubetinget som miljøvennlig, mye i motsetning til bare få år tidligere. Denne holdningsendringen førte til at næringsaktørene brukte lengre tid på å beslutte deltakelse i vekstprosjekter enn tidligere. Myndighetenes interesse ble tilsvarende lunken. Et nytt interessefelt dukket også opp som konkurrent til naturgass, nemlig utvikling og bruk av biogass. For enkelte næringsrettede prosjekter ble målområdet omdefinert til også å inkludere biogass, noe som ytterligere forsinket iverksettelse av konkrete tiltak. LNG ble langt mer tilgjengelig fra 2008 enn tidligere, både gjennom Lyses arbeid med LNG-fabrikken i Risavika og Gasnors utvidelse av sine produksjonsanlegg og sitt distribusjonsapparat for LNG. Man anslo potensialet for bruk av LNG i transportsektoren å være langt større enn tidligere antatt. Dermed ble noen utviklingsplaner og prosjekter omdefinert til ikke bare å dreie seg om CNG, men til også å ta i betraktning de muligheter utviklingen av et LNG-marked ville innebære. Til sist var det slik at oppmerksomheten rundt den langsiktige ambisjonen om å anvende hydrogen som drivstoff tok seg opp igjen. En slik ambisjon måtte støttes av en omfattende og bred kunnskapsutvikling for å kunne realiseres. Det var likevel krevende å få næringsaktørene til å satse på prosjekter som inkluderte hydrogen, nettopp fordi tidshorizonten for kommersiell anvendelse var fjernere enn for naturgass. Gradvis er hydrogen og biogass blitt mer aktuelt som selvstendig energibærer (hydrogen) og som energikilde (biogass). Dessuten opptrer disse i blanding med naturgass i deler av den eksisterende infrastrukturen.

«Gass-i-Vest» kan nok i etterhånd bedømmes som et tidsriktig forsøk på å virke som katalysator for kunnskapsbasert anvendelse av naturgass i B/H/S-regionen, men ble definitivt for kortvarig til å oppnå alle sine mål. Ambisjonen om å utvikle og styrke en regional klynge og et tidligmarked for naturgassanvendelser måtte etter alt å dømme både kreve et lengre utviklingsperspektiv med rimelig finansiering, og være enda bedre i inngrep med de største næringsaktørene i regionen for å kunne lykkes fullt ut. Likevel, prosjektene satte spor og la igjen såkorn til den stadig voksende innenlandske gassanvendelsen.

Et inntrykk er at anvendelse av naturgass ikke krever noen radikal teknologisk nyskaping. Naturgassanvendelse er et spørsmål om marked, miljø og mening hos folk flest, ikke teknologi, teknikk og trening. Dermed blir markedsutviklingen mer sentral enn kunnskaps- og teknologiutviklingen, samtidig som den blir mer sårbar overfor

endringer i stemninger og politisk «hype». Mot slutten av prosjektperioden for dette vekstprosjektet økte aktiviteten hos de største naturgassdistributørene som Gasnor og Lyse, samt at mindre selskaper som Sunnhordland Kraftlag startet sin lokale markedsintroduksjon. Imidlertid lå leveransene fra disse aktørene hovedsakelig på naturgass som erstatning for olje i industrien, noe som ikke skapte et stort behov for teknologisk eller kunnskapsmessig nyskaping. Mer interessant var kanskje at den maritime klyngen etter hvert begynte å bruke LNG som drivstoff, særlig i fergene i Vestlandssambandet. Forskningsmiljøene i B/H/S-regionen har dessuten opprettholdt en del av sine aktiviteter innen alternativ bruk av naturgass, både i utvikling av ny brenselcelleteknologi (CMR), kogenteknologi (Polytech/IRIS) og som renere drivstoff (UiS/IRIS/CMR). Dette er områder som nok kan føre til ytterligere teknologianvendelse i både de eksisterende og nye næringsmiljøer.

Det må også sies at de fleste prosjekter som lot seg igangsette og utprøve i en tidlig fase var knyttet til naturgassanvendelse innen transportsektoren, enten på land eller til sjøs. Egentlig stemmer det godt overens med den fremtidsprofil vi gjorde rede for i kap. 2.7 (jf. figur 2.3). I tidsperioden 2000-2010 var det tenkt at gass anvendt som substitutt for andre drivstoffer i transportsektoren, samt som anvendelse i distribuerte energisystemer ville ha størst sannsynlighet for å nå markedet. De store ambisjonene om å realisere distribuerte og kombinerte energiløsninger lot seg imidlertid ikke realisere. På den annen side lyktes Arenaprojektet med flere av sine utspill på transportsektoren.

Særlig interessant er det å merke seg at de største gassaktørene i B/H/S-regionen, deltok i mange av utviklingsaktivitetene som Arena-prosjektet initierte. Både Gasnor og Lyse Gass deltok med prosjektmidler og med faglig kapasitet. Sluttbrukere var også med, for eksempel transportselskaper, rederier, meierier, gartnerier osv. Denne deltakelsen fra gassnæringens nøkkelaktører ble ikke vektlagt i sluttevalueringen av «Gass-i-Vest»-prosjektet, men er viktig å merke seg. Det fantes både risikovilje og velvilje hos næringsaktørene til å forsterke det tidligmarked man så konturene av i perioden fra 2003 til 2009. I det hele var prosjektet i kontakt med et stort antall mulige interessenter. Selv om mange takket nei til deltakelse, ble de likevel informert om utviklingsprosjektene faglige og kommersielle fokus. Informasjonstettheten om hvor forsknings-, teknologi- og anvendelsesfrontene ble trukket, økte betydelig som følge av Arena-prosjektet.

Hovedstrategien for Arenaprojektet var å sikre et innledende, men operativt samarbeid mellom forsknings- og utviklingsaktørene og gassaktørene i B/H/S-regionen. Prosjektsamarbeidet var begrenset til den periode Arenaaktivitetene varte, men håper var at noen av satsingene kunne føre til lengre og mer varige relasjoner. Sammenbruddet i utviklingen av den store IFU-kontrakten om distribuerte kraft/varme/kjølingsløsninger i 2008 tok imidlertid luften ut av dette Arenaprojektet. Hadde OPRA-konseptet blitt realisert, ville «Gass-i-Vest» definitivt vært nærmere et fullskala suksessprosjekt etter de kriterier Innovasjon Norge opprinnelig satte til Arena-satsinger. Man oppnådde derfor ingen egentlige og varige nettverk i disse delprosjektene, kanskje med unntak av satsingen rundt de regionalt forankrede, gassbaserte næringsparker i B/H/S-regionen. Imidlertid økte man bevisstheten hos svært mange aktører om de forutsetninger og det potensial naturgassanvendelser har.

8 Og vinneren er...?

Det innenlandske markedet for naturgass er bygd opp med basis i bevisst valgte, men ulike strategier. I denne sammenheng blir strategi de hensiktsmessige handlinger og valg aktørene har gjort for å nå målet om å beherske markedet. Siden det har vært flere aktører på denne arenaen, gjelder det å tenke annerledes enn de andre. Strategisk nytenkning har ført til at aktørene har valgt ulike planer, hatt motsatte og noen ganger kolliderende manøvre, forskjellig måte å realisere strategien på, ulik posisjonering i forhold til interessenter og regionale satsinger, og til sist (men ikke minst) ulikt perspektiv på sitt arbeid (industribygging, fortjeneste, etc.).

I dette kapitlet drøftes den strategi og posisjonering som preger de tre pionergrossistene innen gassanvendelser, samt hvordan den strategiske tilpasningen har påvirket veien til en regional gassøkonomi.

8.1 Koalisjonsdannelse

Styringsteori (governance theory) fremhever aktører og samhandling (Kooiman 2000). Om vi raskt summerer opp så langt: I Rogaland er det fremdeles to hovedselskaper på det regionale gassmarkedet; Gasnor i nord og Lyse Neo i sør. Gasnor ASA ble etablert i 1989 og ble operativ i 1994 da det leverte gass til Norsk Hydros store aluminiumsfabrikk på Karmøy. Samme året ble Naturgass Vest opprettet i Hordaland. Det «nye» Gasnor ble etablert i slutten av 2004 i fusjonen mellom Gasnor ASA og Naturgass Vest AS i Hordaland. Gasnor er både produsent og leverandør av CNG og LNG til det regionale markedet og har leveranser og operasjoner også i andre deler av Norge. Lyse Gass ble opprettet i 2000 og åpnet sitt første innenlands overføringsrør og fordelingsnettverk i 2004. Rogassprosjektet omfatter et sjørør fra Kårstø over Boknafjorden til Nord-Jæren, med et landfall og mottaksstasjon i Risavika utenfor Stavanger. Distribusjonsnettverket på Nord-Jæren og i Ryfylke er nå ferdig utbygd med vel 400 km lavtrykksrør. Prosjektet hadde en budsjettert ramme på ca. 700 MNOK i 2004.

Lyse Neo og nye Gasnor dominerer nå det innenlandske gassmarkedet og de opererer i begge fylkene, dvs. det vi har kalt B/H/S-regionen. Disse selskapene har forskjellige eiere og er derfor knyttet til ulike institusjonelle nettverk. Gasnor eies av Hydro, Statoil, BKK, Haugaland Kraft, E. on Ruhrgas, Total E&P og Norske Shell. Lyse Energi eies av 16 kommuner i Rogaland, med Stavanger som største eier med sine 43,68 prosent av aksjeandelene. Eierkommunene har spilt en viktig rolle i Rogassprosjektet (Engen & Kvadsheim 2004). Dessuten har en rekke privat-offentlig nettverk sett naturgass som en mulighet for regional utvikling. Energiparken AS har vokst ut av ARNE-prosjektet (Arena for Regional Næringsutvikling og Entreprenørskap), et samarbeid mellom kommunene Stavanger, Sandnes, Sola og Randaberg som også omfattet deltakelse fra næringslivet i prosjektstyret. Prosjektet endret navn i 2005 til Stavangerregionen Næringsutvikling og en ny plan for regional utvikling ble utviklet i nært samarbeid med næringslivet. Prosjektet omfatter nå 14 kommuner som har vedtatt å sette i verk denne strategiske planen (Farsund og Leknes

2005). Et interessant aspekt i planen er at miljøspørsmålet ikke fremstår som en begrensning, men som en mulighet tett knyttet til utviklingen av miljøteknologi i regionen (ARNE 2005).

Selv om en rekke av de sentrale aktørene i olje- og gassklyngen (produsenter, distributører, (potensielle) brukere, leverandører og FoU-aktører) er lokalisert i Rogaland, så er de knyttet til andre (og dels konkurrerende) regioner på ulike måter. Og sentrale deler av klyngen er lokalisert utenfor Rogaland (Karlsen & Quale 2003; Karlsen et al. 2005). Konkurransen om lokalisering, tilførsler, distribusjon og FoU-aktiviteter har derfor oppstått ikke bare regionalt (slik som mellom Lyse og Gasnor), men også mellom ulike regioner. Naturgasspolitikk i denne sammenheng kan derfor på den ene side ses som en kamp mellom forkjempere og motstandere av innenlands bruk av naturgass, og på den annen side som en kamp mellom regioner om investeringer og lokaliseringsvalg.

Et forskningsspørsmål må derfor knyttes til denne dobbelte kampen sett fra et regionalt ståsted. Her er det to viktige aspekter; hvilken rolle og funksjon har privat-offentlige nettverk spilt når det gjelder kampen om økt naturgassanvendelse mellom lokale, regionale og nasjonale styringsnivåer? Hvordan har disse nettverkene fungert i form av interessekonsentrasjon og lobbyaktivitet? Og hvordan har den dobbelte kampen påvirket det faktiske innholdet i FoU-aktiviteter og innovasjonsstrategier som støttes lokalt, regionalt og nasjonalt. Et fokus på strukturer for flernivåstyring og måten regionale privat-offentlig partnerskap har opptrådt på under nasjonale og internasjonale rammevilkår, vil kunne gi oss en bedre forståelse av de retninger den regionale anvendelse av naturgass faktisk har tatt.

8.2 Aktørenes strategier og posisjonering

Nadler og Tushman (1990) peker på den observasjon at alle organisasjoner er utsatt for endringer, men at ulike endringer krever ulike tiltak fra ledelsen. Økende global konkurranse og eksterne beskrankninger krever at ledelsen øker sin oppmerksomhet nettopp mot ledelsesstrukturen og dens evne til strategisk handling. Det var særlig tydelig hos Lyse Energi som fastsatte som femårig forutsetning at ingen skulle miste jobben som følge av fusjonen. I stedet økte konsernet sin bemanning fra 580 på etableringstidspunktet til 640 i 2007. Dessuten innførte konsernet prinsipper fra «Norsk anbefaling for eierstyring og selskapsledelse» (Corporate Governance) fra 2005³⁶. Disse prinsippene regulerer relasjonene mellom de mest sentrale interessentene, dvs. eierne, styret og ledelsen i selskapet. Men også forholdet til konsernets øvrige interessenter; medarbeidere, kunder, leverandører, långivere, lokalsamfunn og storsamfunn iakttas gjennom konsernets forretningsprinsipper og etiske retningslinjer (Lyse 2007:9).

Hvor godt en organisasjon overlever og lykkes avhenger av evnen ledelsen har til å manøvrere gjennom det urolige farvann de omskiftelige omgivelsene utgjør, enten disse

³⁶ Kilde: http://www.nues.no/www/Norsk_anbefaling_for_eierstyring_og_selskapsledelse/

består av markeder eller institusjonelle og politiske rammevilkår. Nadler og Tushman (1990) ønsker å svare på hvordan ledelsesstrukturen kan bygges for å lykkes når man står overfor organisatoriske endringer av ulik størrelse og karakter. I alle organisasjoner fins det både fremmende og hemmende krefter som utløses i endringsprosesser. En hovedstrategi kan derfor være å utnytte de fremmende krefter, dvs. skape og dra nytte av den energi som oppstår rundt disse kreftene. En annen strategi er å forsøke å overvinne de hemmende krefter, dvs. bekjempe den organisatoriske motstand. Nadler og Tushman foreslår derfor å utvikle en taksonomi for å forstå slike endringer og responsen til disse langs to dimensjoner; strategisk versus inkrementell, og reaktiv versus proaktiv tilpasning.

Noen organisatoriske endringer berører bare enkelte deler av organisasjonen, og har til hensikt å opprettholde og forbedre effektiviteten. Slike endringer finner sted innenfor rammen, organisasjonen og verdiene til gjeldende organisasjon, de er *inkrementelle* og foregår i stegvise, små skritt. *Strategiske* endringer er nødvendige og blir som oftest drevet av omgivelsene, som konkurranseevne, teknologi og reguleringer. De er store endringsprosjekter som direkte berører organisasjonens strategiske situasjon og kjerneverdier. Inkrementelle endring kan delegeres nedover i organisasjonen, mens strategiske endringer må drives frem av den øverste ledelsen. Overordnet og utøvende lederskap er en kritisk faktor i initiering og implementering av store systemendringer i organisasjoner generelt og ved nyorienteringer spesielt.

Andre organisatoriske endringer er en direkte respons til en ekstern hendelse. Slike hendelser, som er påtvunget organisasjonen, er *reaktive*. Endringer som blir initiert av ledelsen og ikke begrunnet i ytre faktorer, men fordi ledelsen mener at endringer på dette stadiet vil kunne gi organisasjonen et konkurransefortrinn, er *proaktive* endringer. Disse endringer kjennetegnes ved at de kommer i forkant av en antatt utfordrende hendelse. Derfor ruster organisasjonen seg til å takle eksterne og interne belastninger eller å utnytte muligheter man antar eller vet vil komme.

Inkrementell og proaktiv endring kalles *harmonisering*. Slike endringer påvirker bare bestemte komponenter som er tiltenkt å gjøre organisasjonen bedre egnet til å betjene sine interessenter. Endringene gir ingen radikal organisatorisk effekt. De utgjør heller en modifisering av enkelte deler av organisasjonen og blir implementert i forkant av en eventuell korrektiv eller forebyggende handling. Reaktive og inkrementelle endringer, betegnet som *tilpasning*, er mindre justeringer som motsvar til endringer i omgivelsene. Når organisasjonen tvinges til å gjøre en totalrenovering av sin struktur og sine funksjoner, kaller vi det *gjenskaping*. Strategiske endringer som iverksettes av forventning til fremtidige hendelser eller muligheter, betegnes som *nyorientering*.

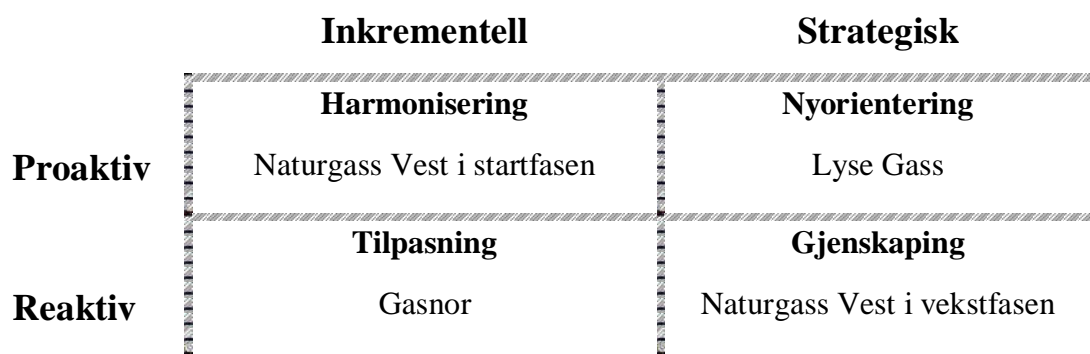
Inkrementelle endringer finner sted hele tiden i en organisasjon på grunn av ny struktur, teknologiske skift, nye produksjonsprosesser osv. Vanligvis påvirker ikke slike endringer den strategiske posisjonen i selskapet. Strategiske endringer derimot, påvirker og omdefinerer på en grunnleggende måte selskapets mål og hensikt. Strategiske endringer er nødvendige fordi omgivelsene alltid er i endring. Gjenskappingsstrategien er risikabel fordi det ofte er krisesituasjoner, tidspress og endring i kjerneverdier som skaper stor motstand. Derimot er nyorienteringsstrategien mer robust og kan gi suksess fordi man ofte har bedre tidsbufferer som i sin tur gir

mulighet til solide koalisjonsdannelser, bemyndigelse av ansatte o.l. Gjenskaping er derfor ofte forbundet med høyere risiko enn nyorientering, siden slike endringer finner sted i perioder hvor organisasjonen er i en akutt situasjon og hvor tidsinnfasingen er avgjørende. Samtidig vil gjenskaping kunne bety endring av kjerneverdiene til organisasjonen. Slike kjerneverdier er vanskelige å endre, og kan mobilisere motstand mot endringene. Gjenskaping som lykkes involverer endringer i ledelsen, som at den blir byttet ut med ressurser fra utsiden.

Nyorientering er oftere forbundet med suksess enn gjenskaping. Ved nyorientering har man bedre tid til å foreta ønskede endringer, bygge koalisjoner og endre ledelsesstrukturene i den «nye» organisasjonen. Denne strategiformen gir lederne tid til å pusse på og forme kjerneverdiene, slik at de tilpasses nye strukturer og prosesser. Allikevel er nyorientering også forbundet med risiko. Slike endringer er avhengig av en visjonær og karismatisk leder som kan skape oppslutning om endringene, da strategiske endringer finner sted når organisasjonen er stabil og fungerer.

Nadler og Tushman (1990:94) hevder at visjon og karisma hos topplederen ikke er tilstrekkelig for at organisasjonen skal holde ut langvarige og radikale endringer i stor skala. Derfor må organisasjonen ha en toppledelsesmodell som er fokusert på nyorientering, dvs. på diskontinuerlige endringer som iverksettes forut for en konkurrans utfordring eller en antatt ytelseskrise. Inkrementelle endringer kan delegeres i motsetning til strategisk endring som må drives av toppledelsen. Ansvar for storskala endring må institusjonaliseres gjennom hele ledelsessystemet. Ingen nyorientering kan skje fullstendig og planlagt. Det tar tid å implementere strategiske endringer, enten disse utgjør en proaktiv nyorientering eller en reaktiv gjenskaping.

Det er ingen tvil om at de strategiske endringer som er observert i våre tre eksempelstudier er ulike. I relasjon til tidsdimensjonen er Gasnors strategi reaktiv, Lyses strategi er proaktiv og foregripende, mens Naturgass Vest anvendte både en proaktiv og en reaktiv strategi. Når det gjelder endringenes omfang og natur er Gasnors posisjon inkrementell, Lyses posisjon er strategisk og Naturgass Vest er både inkrementelt og strategisk orientert. Slik sett kan vi med basis i Nadler og Tushmans typologi fremstille den strategiske posisjonering hos de tre aktørene som i Figur 8.1.



Figur 8.1: Strategisk posisjonering hos de regionale gassaktørene

Vi kan betegne Gasnors posisjon som «Tilpasning», selskapet har bygget sin markedsvekst gradvis og i små steg, gjennom stadig å tilpasse seg de muligheter

omgivelsene åpnet opp for. Lyses posisjon kan ses «Nyorientering», selskapet kom sent på gassbanen, men gjorde det som en veloverveid utvidelse av sitt energirepertoar og med en strategisk masterplan som handlingsgrunnlag. Naturgass Vests innfasing er en «Harmonisering» i startfasen og en «Gjenskaping» i vekstfasen.

Gasnor har vært gjennom en utvikling med mindre justeringer etter hvert som omgivelsene har endret karakter, dvs. etter som markedet har utvidet seg og andre aktører har begynt å gå selskapet «i næringen». Selskapets strategi kan nok også i perioder sies å ha hatt elementer fra harmoniseringstypologien i seg, særlig de tiltak som Gasnor kontinuerlig har iverksatt for bedre å betjene sine kunder og andre interessenter. Lyses posisjon har klart vært fremtidsorientert, men også fokusert på at selve organisasjonen måtte endres. Eierne og ledelsen har måttet endre sitt syn på hvordan selskapet skulle se ut i fremtiden, hvilke produkt- og tjenestelinjer det skulle satse på og hva som skulle være selskapets fremtidige samfunnskontrakt. Naturgass Vest fikk ti års levetid som selvstendig selskap før det ble slått sammen med Gasnor. Det ble presset av omgivelsene til å gjennomføre større endringer for å beholde sin legitimitet overfor sine interessenter. Naturgass Vest ble altså etter hvert gjenstand for større endringer enn de to andre aktørene. De ti årene som selvstendig selskap er derimot mer preget av en proaktiv og inkrementell handlemåte, mye i tråd med det som Nadler og Tushman kaller *harmonisering*. Da var man gjennom en gradvis oppbygging av organisasjonen hvor de forventede endringene ble harmonisert med de endrede rammevilkårene. Organisasjonen ble harmonisert med markedet for leveranser av gass til bussflåten i Bergensregionen, men opprinnelig var visjonene mer omfattende og varierte.

8.3 Tar vinneren alt eller deles premiepengene?

Etter 1. mars 2004 ble den sørlige delen av Rogaland fylke dekket av naturgassrørledninger forsynt med nordsjøgass. Selskapet Lyse Gass hadde da fullført sin fremste ambisjon; å føre en 50 km lang 10" høytrykksledning tvers over Boknafjorden fra naturgassanlegget på Kårstø til landfallet i Risavika utenfor Stavanger. Dette ble fremstilt som et kommersielt vågestykke og en teknologisk bragd. På sin vei over fjorden ble en 5 km lang 4" grenlinje og to t-forbindelseslinjer installert for å levere gass til tomatdyrkingen på noen av øyene i nærheten. På land hadde Lyse Gass utviklet et distribusjonsnett på om lag 400 km for å betjene næringsaktører, institusjoner og private boliger. Naturgasstilførselen vil erstatte elektrisitet og olje på en rekke tradisjonelle anvendelsesområder for både private og offentlige kunder. Om vi unntar naturgassanleggene som mottar naturgass fra kontinentalsokkelen og som eksporterer denne videre til kontinentet, er dette første storskala naturgassutvikling på land i Norge. Da Lyse entret arenaen hadde Gasnor allerede behersket den nordlige delen av Rogaland i ti år. Fra 2005 er Gasnor også enehersker i Hordaland etter at det fusjonerte Naturgass Vest inn i sitt konsern.

Disruptive teknologier eller innovasjoner oppstår helt klart ikke som en lineær utvikling av eksisterende løsninger, som ikke-intuitive hopp i tenkning og kapabilitet. De er ultimate uttrykk for invasjon og virkningene av disse er ofte langt utover det som er forventet. Markedsresponsen for Rogasskonseptet til Lyse var kjøpt og overveldende.

På samme måte fant Gasnor gull da de startet å utvikle LNG-sporet. Begge er eksempler på disruptiv teknologi og innovative løsninger som har frembrakt nye aktiviteter og endret den regionale energiprofilen. Det dreier seg altså om innovasjon, hvordan man kan oppmuntre nye ideer, og hvordan man kan respondere overfor og forberede seg til gjennombruddsideer og forbedret leveringsevne (jf. figur 3.4).

Når vi trekker på erfaringene fra våre eksempelstudier kan det se ut som om disruptiv teknologi best oppstår og utvikles i fravær av brede og nåværende tilbakemeldinger fra kundene. Organisasjonsenhetene må være små nok til at små gevinster faktisk betyr noe (dvs. at tidligadoptanter har betydning), slik eksemplene fra Gasnor og Lyse viser både når det gjelder bemanning og finansielle ressurser. De kan tillate seg å bruke en «prøve-og-feile»-tilnærming og de kan takle feilslag. Men de trenger også støtteressurser fra en større organisasjon, uten at de dermed må adaptere deres prosesser og verdier. Og til sist, de kan definere, finne og utvikle nye markeder for sine teknologier og utvikle disse inn i bærekraftige og lønnsomme teknologimarkeder.

8.4 Hindringer for regional demonstrasjon og spredning

For disruptive teknologier, slik innenlands anvendelse av naturgass kan være, vil informasjon, utdanning og opplæring være nøkkelbarrierer for å kunne tas i bruk. Distribuerte kogenanlegg er anslått både vidt og bredt som en teknologi med potensial for å løse mange utfordringer knyttet til energibruk i en regional sammenheng. Kogenanlegg, som bruker naturgass til å produsere elektrisitet, kan passe for en rekke applikasjoner, gitt kostnadseffektive og miljøvennlige løsninger for å møte utslippsutfordringene.

Imidlertid vil innovatørene møte betydelige kostnader og vansker i å styre utviklings- og demonstrasjonsaktivitetene alene. Tidshorisonen for å oppnå fortjeneste kan være lang, risikoene er (eller anses å være) høye, kapitalbehovet kan være betydelig og tilstrekkelig utviklingskapital kan være vanskelig å skaffe. Dessuten kan det også være slik at forbedrede energiteknologier får liten eller ingen anerkjennelse eller belønning for å redusere utslipp eller for å adressere andre ønskelige eksterne egenskaper. Mindre selskaper kan ikke utvikle slike teknologier alene, det krever kraftige finansielle muskler for å takle risikoen og samtidig ha tålmodighet til å vente til at teknologien er nøkkelferdig og anvendbar.

Som med innovasjoner generelt må også naturgass løse mange problemer og takle mange hindringer om det skal bli tatt i bruk på bred basis i Norge. Grunnleggende tekniske spørsmål er ennå uløste og uuttestet og bærekraftig naturgassteknologi må introduseres i full industriell skala. Vi kan likevel anta at omfattende bruk av naturgassløsninger høyst sannsynlig vil forstyrre den nåværende regionale næringsstrukturen og de tilhørende interessenter, og kreve nye former for organisasjon og markedsatferd. Særlig vil det gjelde fordi nye næringsaktører entrer den hjemlige energiscenen i region etter region i Norge. Man bør derfor se nærmere på hvilke nærings- og markedsmessige prosesser er kritiske for innovasjon og bruk av naturgassteknologier i Norge, hvilke er de sterkeste drivere og barrierer som påvirker utvikling og opptak av naturgass innenlands, og ikke minst hva som er de viktigste

lærepenge om disruptive naturgasssteknologier som kan trekkes for norsk innovasjon og regional utviklingspolitikk?

Vi kan argumentere for at radikale innovasjoner kan komme til å presse endringer på det regionale energisystemet det er innkapslet eller forankret i. Likeens er det slik at til og med energiteknologier med et bredt anvendelsespotensial, slik som naturgassanvendelse og grønne energisystemer, må først bevise sin fortreffelighet i utvalgte markedsnisjer. I denne konteksten er B/H/S-regionen det nasjonale prøvestativ.

8.5 Broen til en regional gassøkonomi

Ideelt sett fungerer tidligmarkeder egentlig som et lærekasus. De indikerer om et konsept kan nå et fullverdig marked eller ikke. De skaper offentlig oppmerksomhet og synliggjør forsknings- og utviklingsbehov, samtidig som markedsaktørens kredibilitet testes ut. Det er ikke gitt på forhånd at alle aktører som er med i initieringsfasen også har finansielle muskler sterke nok til å trekke utviklingsinnsatsen videre. En selv bærende utvikling trenger derfor både skyve- og trekkhjelp for å kunne akselerere. Utviklingen av et konkurransedyktig naturgassmarked krever to komponenter; en «markedsskyv»-komponent som fasiliterer tilbudet av gassprodukter (kommersiell infrastruktur, råmaterialer, sluttbrukeranvendelser, etc.), og en «markedstrekk»-komponent som er viktig for at markedet kan vokse (som bruk av produkter som bestemmes av atferd og holdninger hos folk flest eller andre aktører som krysser naturgassbroen). Utfordringen i den første delen omfatter teknologiområder, oppbygging av infrastruktur og opplæring av tekniske eksperter og håndlangere. Derimot vil etterspørselsstimulering dreie seg primært om ledelse av oppfatninger som en rekke nåværende og fremtidige interessenter vil ha om bruk av naturgass. Utdannelse og deltakelse fra offentligheten i beslutningstakingen er vitale faktorer i denne sammenheng. Støttetiltakene som bygger ned gapet mellom tilbud og etterspørsel er forhold som f.eks. koder, standarder og økonomisk-legale tiltak (jf. også kap. 5.1).

Det kan antas at det å finne balansen mellom markedets trekk- og skyvefaktorer bør være hovedformålet med en fremtidig politikk om anvendelse av naturgass innenlands. Det er viktig å merke seg at etter et kritisk punkt (the «point of no-return») i oppbyggingen av markedet vil tiltakene som iverksettes bli styringsmekanismer snarere enn støttetiltak for markedspenetrasjon. Det kan synes som om å klargjøre vilkårene for å nå dette kritiske punktet vil bli en viktig oppgave i den nære fremtid for naturgasspolitikk, dvs. hvordan man kan penetrere tidligmarkedet (jf. Figur 3.2, Take-off).

Slik siktemålet i denne studien er, vil informasjon fra nøkkelaktørene om deres relevans og rolle i den regionale naturgassøkonomien være nødvendig. I følge utviklingen av naturgasstransisjonen vil noen tiltak gi et mer betydelig bidrag til «markedsskyv» komponentene, mens andre vil bidra til «markedstrekk» komponentene. Et viktig punkt i transisjonsprosessen angår formulering av det som kan antas å være en «kritisk masse» for naturgassfeltet og som vil indikere endringen fra å støtte utviklingen til å realisere løsningene (jf. figur 3.3, fra Innovatør til Tidligadoptant). Det å nå dette vendepunktet avhenger av de forberedende tiltak og systemet rundt disse (dvs. flernivåstyringsstrukturen) og den teknologiske utviklingen. Det å iverksette

synkroniserte tiltak mellom trekk- og skyvfactorene vil muligens iverksette en rasjonell transisjon til en levedyktig, regional naturgassøkonomi som samtidig kan bygge ned noen av de definerte gapene i det regionale energisystemet. Både Lyse Neo og Gasnor har slike prosjekter, handlinger og tiltak som støtter opp om en slik brobyggende prosess. Det å bygge en slik regional naturgassøkonomi synes derfor å være et spørsmål om balanse, men i en slik form at tilbud og etterspørsel stimulerer hverandre til et økende marked. Utvikling og implementering av en strategi for markedspenetrering må kunne stole på logisk sammenhengende og gjensidig støttende drivere. Det innebærer altså at både etterspørsels- og tilbudsprosesser må støttes og stimuleres gjennom prosjekter som garanterer at denne første transisjonen kan gjennomføres på en vellykket måte.

Det har vært poengtert at det fins en rekke slike hindringer for dannelse av regionale markeder for anvendelse av naturgasssteknologier og tilhørende tjenester (Karlsen et al. 2005:36-38) i Norge; barrierene er listet foran (jf. kap. 5.1). Disse hindringene er neppe unike for utviklingen av et nytt marked eller en ny nisje innen et bestemt teknologiområde. Imidlertid ser de regionale aktørene dem som viktige barrierer som begrenser den muligheten de har til å posisjonere seg selv i et fremvoksende marked. Derfor vil nye næringsaktører etterspørre oppgraderingsmekanismer (jf. figur 3.5) for å skape en initialimpuls som kan resultere i et regionalt marked for naturgassanvendelse.

Gapet mellom tilbuds- og etterspørselssiden må bygges ned slik at den vanlige markedstregghet som observeres i nye markeder kan overvinnes. Derfor, tross logistiske og infrastrukturelle suboptimale ordninger, tross vage politiske rammevilkår og mangel på en aktiv nasjonal politikk, tross risikoen for at entreprenører kan komme til å streve for å åpne et nytt marked med små fortjenestemarginer, har de regionale aktørene møtt utfordringene med offensive strategier og tiltak. Vi kan observere møteplasser, arenaer, nettverk og lobbyorganisasjoner som trekker til seg aktører i næringen som vanligvis ikke møter slike steder. Samlet virker det som om disse har gitt næring til det de nye energiselskapene betegner som visjon og ambisjon for B/H/S-regionen som pionerer i utviklingen av et begynnende innenlands naturgassmarked. Samtidig er det vår observasjon at mange aktører ikke har klart å overleve i de konkurransevilkår dette tidligmarkedet har tilbudt, mens andre nok har opplevd mer marginale fortjenestemarginer enn forventet. Skal man kåre noen vinner, må det være gassnasjonen Norge som omsider har dratt fordel av å ha et innenlands prøvemarked å vise til. Ennå er det for tidlig å si om dette vil skape nye verdier og et vesentlig endret innenlands energibilde, eller om virkningene bare vil begrenses til utvalgte regionale territorier og nisjer.

9 Mang en vei står meg åpen...?

I den tidsperioden studien dekker (1989-2009) skjedde det store endringer i det innenlandske energimarkedet og hos energiaktørene. Energimangel ble for første gang på svært lenge en opplevd realitet. Strømprisene varierte mye med region og årstider, men jevnt over opplevde brukerne at prisene økte. Det gamle regimet sto for fall og nye modeller, nye visjoner og nye «koster» dukket opp etter at den nye energiloven ble satt i verk i 1991. Det oppsto rom for både strukturelle og prosessuelle nyskapinger, for nye samhandlingsmønstre, allianser og brukerprofiler. Peer Gynt sier at «Mang en vei står meg åpen, på valget skiller man den vise fra tåpen». Avslutningsvis skal vi diskutere de nøkkelfunn og de implikasjoner disse har for forståelsen av særtrekkene ved de ulike organisasjons- og styringsmodellene som våre kasus har fremvist. Hvilke gassvalg var vellykkede og hvilke var sidespor?

9.1 Kraftselskapene i støpeskjeen

I denne perioden skjedde den en transformasjon av energiproduksjon og distribusjon i Norge. De mange lokale og kommunale kraftlag og – selskaper ble sammensluttet til større enheter med ansvar for en utvidet region. Dessuten ble de ulike funksjonene i leveransekjeden integrert; selskapenes arbeidsdeling gikk ofte tidligere mellom selve kraftproduksjonen og den tilhørende distribusjonen. Det var ulike organisasjoner i ulike ledd. Etter hvert ble operasjonene integrert og de nye selskapene hadde hånd om selve kraftproduksjon, fordelingsnett, distribusjonen og den direkte kundeoppfølgingen. Dette betydde også at kraftselskapene måtte utvikle andre arbeidsformer som tok hensyn til at alle deler av verdikjeden skulle optimaliseres, dvs. at man både måtte vurdere hvor i kjeden den beste verdiskapingen skjedde, dvs. hvor man tjente penger, og hvor det kunne oppstå flaskehals som hindret optimaliseringen.

Nok en endring er verdt å merke seg i denne sammenhengen, nemlig at formålet med kraftselskapene forskjøv fokus fra ren kraftforvaltning til mer allmenne utviklingsoppgaver. I de omdannede selskapene kom det inn nye formålsparagrafer som definerte mål og oppgaver knyttet til modernisering og utvikling i regionen. Selskapene skulle være næringspolitisk nyttige og gjøre bruk av sine økte finansielle muskler til beste for regionens nærings- og samfunnsnivå. Dette ga støtet til en diversifisering av kraftselskapenes arbeidsoppgaver og profilering, de ble ikke lenger rene leverandører av elektrisk kraft, men tok på seg andre oppgaver også, herunder IT, teletjenester og naturgass. De ble multimålorganisasjoner (Larson & Pepper 2003; Røvik 2007:217-222).

Over tid har dette fått konsekvenser for selve styringen av kraftselskapene, de er blitt mer kommersielle aktører. Tidligere bestemte gjerne de lokale eierne hvilke tariffer selskapet skulle holde overfor husholdninger og andre brukere i kommunen. Siden selskapene ble ansett som et fellesgode, skulle det ikke høstes unødige fortjeneste på energitilførselen. Etter hvert har markedsprising av selve kraften og nettleien erstattet dette. De kommunale politikere, som fremdeles er reelle eiere, styrer nå selskapene etter en annen logikk. Markedsprisingen har økt overskuddene i selskapene, og kommunene

har behov for å kunne planlegge sine drifts- og investeringsoppgaver over lengre tidshorisonter. Det betyr at de trenger stabile inntektsbudsjetter og derfor vedtas det ofte hvilke pengebeløp som skal tas ut av kraftselskapenes overskudd i en periode. Det kan gjøres på ulik måte, men i denne sammenheng er poenget at den politiske styringen er endret. Selskapenes økte inntekter er kommersielt generert, og måten det gjøres på legger politikerne seg mindre opp i enn tidligere. Derimot er den politiske styringen av disponeringen av overskuddet tydeligere. Politikerne måles på sine resultater i tilbudet av kommunale tjenester og infrastruktur, og moderniseringen av regionene krever gjerne inntekter ut over det de normale skatteinngangene kan garantere. Overskuddene fra kraftselskapene stabiliserer derfor de kommunale budsjetter og gjør det mulig for kommunepolitikere å realisere flere mål enn ellers.

Kanskje markerte utvidelsen fra hydroelektrisk kraftproduksjon til også å inkludere naturgassdistribusjon, overgangen fra kommunestyrt, mindre kraftselskaper til markedsstyrte, større energiselskaper. Det innslaget av demokratisk styring som fantes i de små lokale kraftselskapene er blitt erstattet av en mer profesjonell ledelse og gradvis svekkede styrer. Et åpent spørsmål er om dette skiftet i selskapenes styringsformer, med en «kommersialisering» av styret og politikerne som velges inn der, og en «politisering» av selskapenes ledelse representerer et økende demokratisk underskudd, eller om det bare er en omfordeling av reell representasjon og innflytelse?

Fra sør til nord i hele landet er det etablert nye gasselskaper i denne 20-årsperioden vi har beskrevet, noen med forankring i lokale kraftselskap, andre med oppstartshjelp fra etablerte og større energiselskaper. I den senere tid har flere av disse små selskapene blitt fanget opp av og integrert i de større selskapene, slik som de regionale virksomhetene som er blitt del av Gasnor.

Mange av gasselskapene er små, men viktige, i Norges daglige drift. Mange firmaer er avhengige av gass for å drive sitt virke, og der er de små selskapene viktige. Et typisk eksempel av Sunnhordland kraftlag (SKL). Det har begynt å levere naturgass på Stord. Med basis i en middels stor lagertank (105 m³) har selskapet anlagt et lokalt rørbasert distribusjonsnett på 18 kilometer som fordeler gassen til institusjonelle (sykehjem) og private brukere (transport og husholdninger). Målet med dette fremstøtet er å kunne betjene både nøkkelkunder og drive salg i småskala til husholdninger, næringsliv og institusjoner i Sunnhordland. LNG-terminalen som skal forsyne Stord med naturgass er lagt til Eldøyane Næringspark.

9.2 Kommunikasjon og samhandling spriker

Avstanden mellom akademia, næringsliv og offentlige instanser kan være stor. Det sitter ressurser innen universitets- og høgskolemiljøene med kunnskap, oversikt og internasjonal kontaktflate, men aktørene går ikke nødvendigvis aktivt ut i regionen med sine prosjektaktiviteter. Generelt sett er det lite direkte kontakt mellom universitetsmiljøer og SMB med tanke på utvikling av produkter og tjenester. Bedrifter arbeider med sine markeder og kunder som ofte setter premissene for nyskaping, og de har gode nettverk på leverandørsiden der deres viktigste samarbeidspartnere er. For de gode bedriftene opptrer naturlig nyskaping gjennom forespørsler og leveranser, dvs. ved hjelp av krevende kunder og leverandørallianser som er utviklet over tid. Et spørsmål

kan være hvorvidt stor deler av næringslivet har reelle behov for hjelp til nyskaping som ikke baseres på naturlig videreutvikling som følge av etterspurte behov i markedet, og at radikal innovasjon og nyskaping derfor best ivaretas innen oppfinner- og FoU-kretser. I spesielle tilfeller kan det være behov for å søke bistand i tradisjonelle FoU-miljøer, og da spesielt for bedrifter som har positive erfaringer fra tidligere samarbeid.

I Bergen signaliseres det blant annet at der har vært liten kontakt mellom UiB og regionens gassbaserte næringsliv. Årsaken kan være at interesser og ambisjoner har ligget på et nivå som ikke har vært relevant for lokale bedrifter, slik at dialogen med industri i stor grad har foregått med større internasjonale virksomheter og de to store norske oljeselskapene (Statoil og Hydro), og primært med deres sentrale utviklingsmiljøer. Kontakten mellom UiS og HSH og gassbasert næringsliv i Haugesunds- og Stavangerområdet synes derimot å være noe mer omfattende, men kan ikke sies å være samordnet verken faglig eller regionalt.

Situasjonen bedres noe ved at det etableres faglig samarbeid både for undervisning og veiledning mellom regionens universiteter og høyskoler og FoU-institutter. Ved UiB er «profesjonsrettet» utdanning kommet på programmet, noe de regner med vil styrke det lokale næringslivets forhold til universitetet. Unifob er et forskningsselskap tilknyttet UiB (reorganisert 2003) som påtar seg oppdrag fra offentlige og private oppdragsgivere. Det stilles forventninger til at dette også skal bedre linken mellom UiB og næringslivet.

To ytterpunkter for samhandling i en regional gassutvikling, er småskala og storskala satsing. Den første er trinnvis økning i aktiviteten hos mindre virksomheter ved gjensidig samarbeid og kontraktstjenester. Dette krever mye av hver enkelt aktør og har mindre sannsynlighet for å lykkes dersom ikke en sterk offentlig infrastruktur bidrar aktivt for å holde liv i prosessen. Den andre er avhengig av at større aktører etablerer virksomhet for forskning, utvikling eller drift. Spesielt gunstig er det om etableringene ligger i tilknytning til landanlegg for gass og har fokus på videreforedling av gassen til nye formål. For at dette skal lykkes, må regionens målsetninger falle sammen med de store aktørenes (Statoil, Hydro) egne strategier.

En utfordring er at disse selskapene ikke foretar mange og spredte etableringer, og det vil alltid være rivalisering mellom distrikter om å bli den foretrukne lokasjon. Oppgaven for en regions næringspolitiske apparat blir å legge best mulig til rette for etablering i eget distrikt, noe som ikke alltid er lett forenlig med samarbeid på tvers av by eller fylkesgrenser. Det kan og nevnes at det i dag synes å være liten eller ingen direkte dialog mellom de to fylkeskommunenes strategi- og næringsavdelinger når det gjelder gasspørsmål. Næringsforeningene i Stavanger og Bergen har imidlertid et samarbeid om dette.

9.3 Konkurransen og teknologiutvikling skyter fart

De regionale gassaktørene i B/H/S-regionen kan ikke sies å ha fått særlig mye stimulans fra det sentrale politikkfeltet for å bygge sitt nye energimarked. Snarere tvert om ser det ut som om de to viktigste selskapene, Gasnor og Lyse Gass, helt på egen hånd og ved hjelp av interne ressurser har startet den utviklingen vi kan observere i dag: Et marked som er i bevegelse oppover og hvor naturgass ikke lenger er knyttet til nøkkelt kunder og

smale nisjer, men er i ferd med å vokse inn i nye anvendelsesområder og nå nye kundegrupper.

I dag møter disse energiselskapene to nye hindringer for fortsatt dynamisk vekst; sviktende gasspriser relativt til konkurrerende energikilder og nye miljøavgifter. Begge faktorene bidrar til at gasselskapene får mer pressede fortjenestemarginer og derfor må forsøke å kompensere for dette på ulike måter. Selskapene har for lengst sett seg om etter markeder ut over regionen, og utvikler produkter og leveransekjeder for disse som forutsetter teknologiske forbedringer og nye løsninger.

9.4 Strategier for å lukke gapene

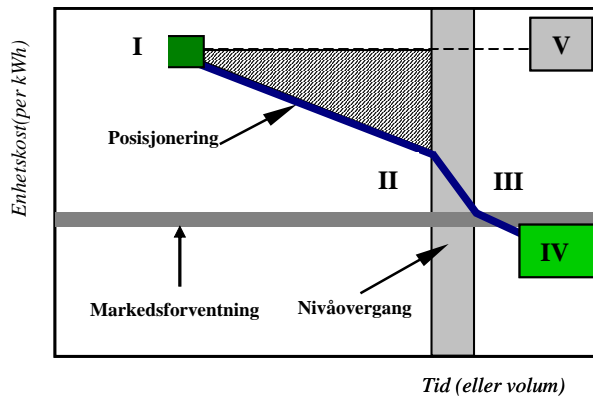
Det å brolegge grunnen for en mulig norsk infrastruktur for naturgassanvendelser innebærer både at man må iverksette tiltak for å lukke gapene mellom idealer og realiteter og at folk flest i økende grad må godta naturgass som energikilde. Teknologiske markeder, innovative on-line tjenester og varige produkter av «høy-tek»natur (relativt i forhold til den norske konteksten) er alle særpreget av vekstmønstre som ikke bare er forskjellig fra et marked til et annet, men også innebærer en høy grad av usikkerhet. Slike kaotiske fenomener er vanskelige å studere og de skaper utfordringer for de som lager markedsprognoser og kalkulerer markedsandeler (Moore 1995, 1999; Kippenberger 2000). Tydeligvis hører spredning og anvendelse av naturgasssteknologier til denne kategorien. Nøkkelspørsmålet her er hvordan man kan nærme seg markedet slik at det sikrer en anvendelig og stabil overgang til naturgasssteknologier, gitt at naturgass hittil ikke har vært fullt tilgjengelig i markedet? For å svare på dette spørsmålet er innsikt fra teorier om overgangsprosesser og studier av tidligmarkeder nyttige, særlig når vi ønsker å analysere spesifikke steg mot en mulig norsk naturgassøkonomi.

Foran har vi diskutert hva som egentlig konstituerer et tidligmarked for anvendelse av naturgass innenlands. For det første må det være et produkt eller løsning som er attraktiv i alle fall for noen kunder. Disse kundene må til og med være villige til å betale en viss overpris ut over det nivået som ellers ville finnes på et hovedmarked, fordi gassen eller løsningen ville gi dem et komparativt fortrinn. For det andre må det være mulig å lære om hva som er beste praksis eller løsning, enten fra historien, fra tilgjengelige kasusstudier eller fra markedsføring andre steder. Det vil kunne gi en forståelse av dynamikken i transisjonsprosessene som vil bære gassen fra et tidligmarked videre inn i en markedseksponering. Overgangen til en innenlands gassøkonomi måtte derfor hos de viktigste aktørene være begrunnet, berettiget og begunstiget.

Som vist i kapittel 3 er en transisjon et skift (brått eller gradvis) til et nytt paradigme hvor samfunnet eller et regionalt system endrer seg grunnleggende. Typisk for en vellykket transisjonsprosess er noen særpregede trinn som vist i Figur 9.1, slike som vi kan betegne som gaplukkende tiltak (Hetland, Mulder og Karlsen 2006). Det å sikre naturgassanvendelse i Norge krever både ny infrastruktur og at industri og folk flest er villig til å godta gassen som fullverdig energikilde. Slik sett inneholder dette markedet mange usikkerheter som må reduseres for å skape nivåoverganger som sikrer gassen en

betydelig plass i anvendelsesbildet. Vi må lukke mange ulike gap for å make det. Prinsipielt kan vi peke på noen trinn:

Det første trinnet er å redusere gapet mellom kostnader og akseptabelt prisnivå slik at naturgassen tas i bruk for målrettede innsatsområder, slik vi ser Gasnor og Lyse gjør i dag. Da kan vi få et tidligmarked i utvalgte regioner, dvs. en tilsiktet *posisjonering*. Hvis det oppfattes som gunstig nok vil det fungere som en stimulans for markedet til å



Figur 9.1 Gaplukkende gasstrategier

tilpasse naturgass til målrettede anvendelser (I → II) som blir gjenstand for massiv strategisk satsing, dvs. det finansielle gapet lukkes ved hjelp av strategisk prissetting. Deretter, for å skifte til en *storskala transisjon* (II → III) består det neste trinnet i å bevise overfor markedet at naturgass er både robust og funksjonell som energikilde og innsatsvare. På dette trinnet bør markedet kunne bli selvdrevet og være i stand til å forsterke sine intenderte virkninger

(autokatalytisk). Så begynner gradvis det kommersielle markedet å utvikle og foredles i ulike spesialiteter og høyere kvalitet (III → IV). Det består i at det kommersielle markedet raffineres, tilbudene segmenteres og prissettes ulikt osv. Man har klart å etablere naturgassen som fortrinn og kosteffektiv preferanse i markedet.

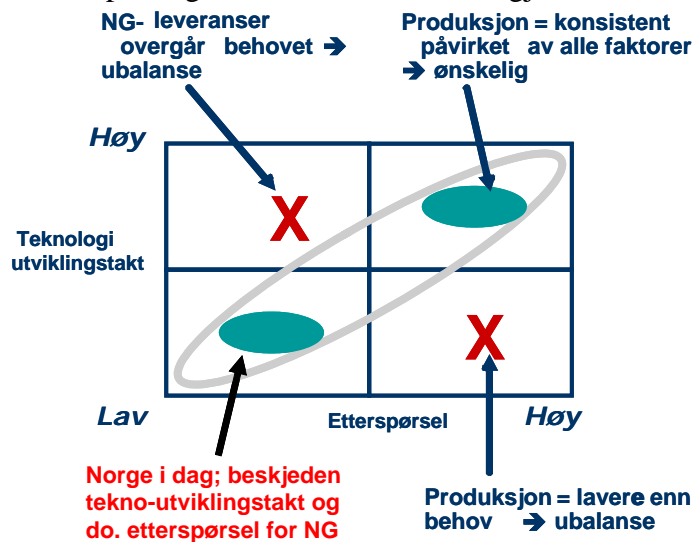
Om aktørene ikke makter å gjennomføre disse ulike trinnene vil det sannsynligvis ikke skje noen markedsvekst, aktørene vil trekke seg ut, og kundene vil finne andre alternativer, dvs. at uten finansieringsstøtte vil situasjonen forbli uendret (status quo) hvor vi selger naturgassen i bulk til andre og kanskje smartere regioner og land. Og Lyse vil heller selge avanserte bredbåndstjenester mens Gasnor vil selge gass som LNG til Sverige og UK.

9.5 Hvordan kan vi oppnå likevekt?

Når vi diskuterer naturgassøkonomien er det viktig for det norske samfunn som helhet og for regionene i særdeleshet at produksjonskapasitet og etterspørsel balanseres. Som vist foran i figur 9.1 vil en overskudds- eller underskuddskapasitet på produksjonssiden i forhold til behovet lett kunne true det omdømme naturgassaktørene ønsker. Planleggingen bør derfor inkludere faktorer knyttet til forventet og ønsket utvikling av sosiale strukturer som kan trekke på naturgassanvendelser. Viktige temaer her vil være utdanning, etablering av passende infrastruktur, forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologiske nyvinninger og forbedringer. En nasjonal strategi som adresserer denne problemstillingen er innovasjonsprogrammet GASSMAKS i regi av Norges forskningsråd som er studert i en annen del av dette prosjektet (Kasa & Underthun 2010).

Hvilken situasjon står vi egentlig i når det gjelder naturgassanvendelser? La oss se på de prinsipielle alternativene slik det er vist i figur 9.2: Om produksjon og leveranser av naturgass til det innenlandske markedet blir større eller mindre enn etterspørselen over lengre tid, vil det kunne true det omdømme gassen har og leverandørene ønsker seg som energikilde. Planlegging av et marked bør derfor omfatte både den forventede og ønskede samfunnsmessige struktur naturgassen skal inngå i.

Slik planlegging av et marked bør ikke bare stole på teknologier som virker mest lovende på lengre sikt, slik vi forskere gjerne råder industrien til, men som like gjerne



Figur 9.2 Flytsoner for gassanvendelser

synes mest løfterike på lang sikt, men som kan vise seg å være umodne for et marked. For å unngå kortsiktige skuffelser vil klassiske teknologier som allerede er tilgjengelige på det europeiske marked være nyttige for å rydde veien for en høyere teknologisk utviklingstakt og for økt etterspørsel.

Norge har riktignok doblet naturgassforbruket innenlands det siste tiåret, men vi befinner oss fremdeles i det nedre, venstre hjørne av tabellen. Vi ønsker oss imidlertid, om vi ser på planene hos de to største leverandørene av naturgass innenlands, Gasnor og Lyse Gass, inn i den flytsonen hvor gassbruk og teknologiutvikling skyter fart og har et betydelig omfang. Vi ønsker å planlegge en likevektssituasjon hvor vi har et fornuftig økende forbruk og en stadig høyere kompetanseterskel for anvendelsen av naturgassen. Men kan vi skape det, kan vi skape en næringsklynge på hjemlige gassanvendelser som også gir oss et befestet fortrinn utenfor landets grenser?

De fleste norske naturgasstrategier har så langt hatt en tendens til å bli visjonære snarere enn praktiske etter som de adresserer en fjernere fremtidig situasjon mer enn å omtale hvordan en ønskelig fremtid kan utvikles og nås. En slik fremgangsmåte omtales ofte som «ovenfra-og-ned» fordi den har en tendens til å målsette mulige utvalgte fremtidsbilder som om «den ønskede fremtid» faktisk er nådd, f.eks. ved å velge en bestemt dekningsgrad for naturgassanvendelse i Rogaland i 2020 (se Energibilder ...). I et åpent samfunn vil imidlertid slike «ovenfra-og-ned» fremgangsmåter møte vansker når de skal oversettes til de viktige første tiltakene som kreves for å komme videre fra

kan vise seg å forbli umodne. For å unngå markedsfrustrasjon på kort sikt bør man heller anvende teknologier og systemløsninger som er tilgjengelige på det europeiske markedet allerede i dag. Det kan også være smart om man ønsker å sette fart på teknologiutviklingen og dermed også stimulere etterspørselen hjemme.

I et planleggingsperspektiv er det derfor viktig ikke bare å stole på slike naturgassteknologier som

dagens tilstand med prototypedemonstrasjon henimot en storskala transisjon. Fremtiden kan vanskelig vedtas, selv om den lettere kan forestilles. Derimot er det lettere å anlegge en «nedenfra-og-opp» fremgangsmåte, dvs. la forestillingene om fremtidens gassanvendelse være knyttet til dagens brukere og dagens teknologi. En «nedenfra-og-opp» fremgangsmåte krever læring og brukertilpasset teknologi hvor man bringer sammen ulikartede grupper i et passende forum. Norsk Gassenter på Karmøy kan sies å være tuftet på en slik ide, med klart fokus på dagens husholdninger og boliger som fremste målgruppe. Likeens er det viktig å kommunisere klart de realiteter markedet fremviser og nærme seg de barrierer som fins på en realistisk, praktisk og brukerrettet måte og selvfølgelig å internalisere den smule disruptive natur denne sektoren ennå har i det norske energibildet.

I den perioden som er dekket i denne studien, dvs. fra 1989 til 2009 har vi sett fremveksten av en regional naturgassøkonomi, drevet av dedikerte aktører med ulike motiver og ulike strategier. Her finner vi både rene kommersielle aktører med fortjenestemotiver, gründere med håp om å få til teknologiske nyvinninger og gjennombrudd, politiske aktører med ønske om å styrke moderniseringen i egen region, koalisjoner og grupper av offentlige og private aktører med blandede motiver om samfunnsbygging gjennom profitabel reindustrialisering, kommunale og regionale aktører som har funnet frem til samarbeidsløsninger for å utnytte energitilgangen til felles beste, kunnskapsaktører som nok kunne ønsket seg en tidligere og mer markert rolle og funksjon i teknologiutviklingen, osv. I denne perioden har markedsvolumene økt, anvendelsesområdene blitt bredere, teknologiske løsninger mer avanserte, aktørene mer kompetente og kapable, kundene mer bevisste og kritiske og sentrale myndigheter fremdeles like passive. Den norske naturgassøkonomien startet i B/H/S-regionen, det er her mønsteret for utviklingen er satt. Fremdeles kan vi sies å være i en fase særpreget av tidligbrukere, men både produksjonskapasitet, tilpassede transportløsninger og etterspørsel etter naturgass i ulike former øker. Markedet driver seg selv, om enn i en langsom takt.

9.6 Teorimangfoldets nødvendighet

Denne studien anla ulike teoretiske perspektiver for å kunne forstå hvordan et innenlands gassmarked kan springe ut av en regional forankring (jf. kap. 3-4). Kanskje er prosessene ikke annerledes enn de som fant sted under den industrielle revolusjon? Endring i brukerbehov, teknologisk utvikling, tilgjengelig kapital og kompetanse, forstått, brakt sammen og satt i spill av entreprenører? Transformasjonen hadde definitivt et regionalt utgangspunkt, den industrielle skjedde i avgrensede regioner før utviklingen etter hvert spredte seg ut over hele nasjoner.

I vår sammenheng har vi sett at *tidligmarkeder* ble utviklet i bynære regioner; først i Haugesund, deretter i Bergen og så i Stavanger. Mot slutten av vår analyseperiode har vi fulgt utviklingen langs kysten både nordover og sørover, dessuten også østover og til utlandet. Markedene har vokst, blitt mangedoblet i denne 20-årsperioden. Riktignok er innenlandsforbruket ennå lavt sammenlignet med hva Norge eksporterer, men markedet akselerer jevnt ut over sitt regionale og historiske utgangspunkt. Kanskje er vi nå i en avgangsfase, inn i begynnelsen av en naturgassøkonomi?

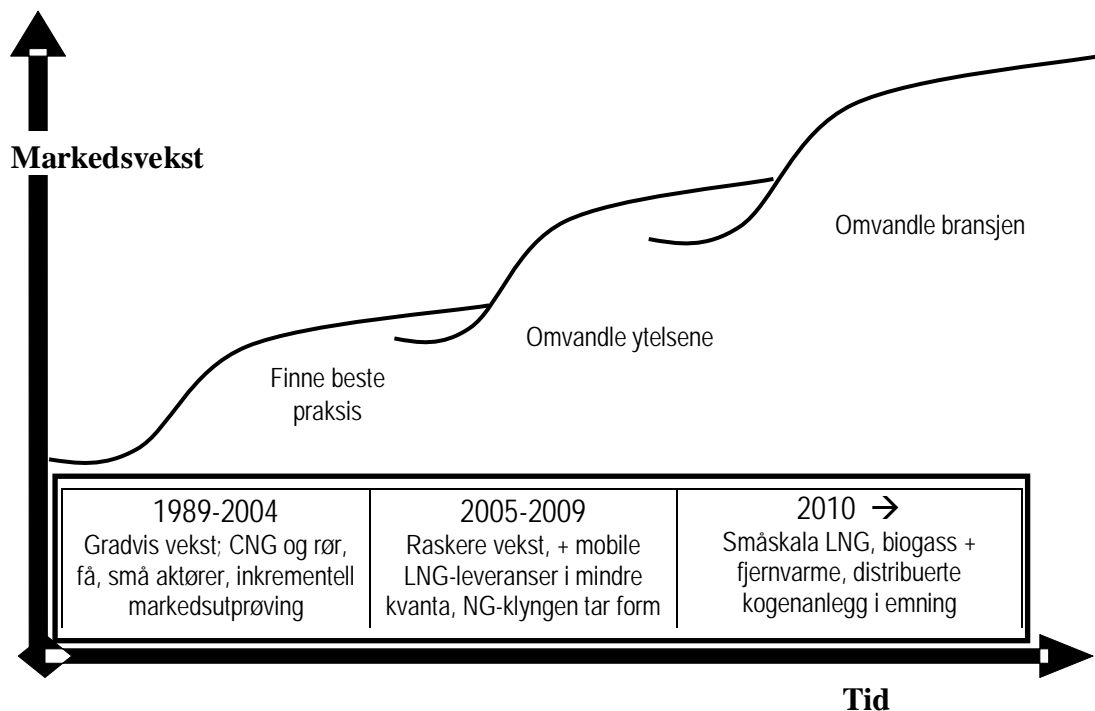
Noe av denne veksten faller sammen med valg av transportformer og med den form naturgassen leveres til markedet på. *Transisjonsprosessene* er knyttet både til de regionale aktørenes valg av rørledninger og mobile transportløsninger for å bringe gassen til brukerne. Opprinnelig startet Gasnor med et lokalt ledningsnett som sammen med tankbiltransport gjorde det mulig å levere både fleksibelt og raskt til kundene. Rørgass var også den løsning Lyse valgte først. Naturgass Vest pekte på at markedet også kunne forsynes via tankbiler med CNG til omlastingstanker i byområdet. Etter hvert ble også skip tatt i bruk, innovativt småskalatilpasset slik Gasnor opprinnelig gjorde med verdens minste LNG-tanker, Pioneer Knutsen. LNG ble hurtig en foretrukket transportform for gassen. Dessuten ble rørsystemet brukt mer fleksibelt enn bare til å transportere naturgass. Lyse hadde bygd et høytrykksrør fra Kårstø med landfall i Risavika, og distribuerte gassen via flere hundre kilometer lavtrykksrør på Jæren. Lavtrykksrørnettet ble over tid koblet på med biogassleveranser fra anlegget i Stavangerregionen. Fjernvarmeleveranser ble et tilleggsprodukt i dette energibildet fra Lyse.

Noen av de regionale kunnskapsaktørene forsøkte å øke verdiskapingen fra naturgassen ved å utvikle, demonstrere og promotere nye og *innovative teknologiske* løsninger. Dette arbeidet ble støttet av Arenaprogrammet. Oppfatningen om at dette innenlandsmarkedet var en nyskaping i seg selv, ga også grobunn til ideen om at det trengte teknologier som ikke nødvendigvis kunne kjøpes rett fra hyllen hos europeiske gassgrossister. Derfor ble det foreslått ulike fremstøt for å utvikle *disruptive* naturgasssteknologier, egnet for det regionale innenlandsmarkedet. Det markedssegmentet som ble vurdert som best egnet for slike fremstøt var transportsektoren. Her var det behov for erstatning for drivstoff som var sterkt forurensende. Derfor ble både naturgass og hydrogen (utledet av naturgassen) vurdert som passende alternativer. Utfordringen lå i å utvikle kostnadseffektive og miljøvennlige teknologier som tok i bruk dette drivstoffet. På ett område var man kommet ganske langt allerede før år 2000; gassbaserte brenselceller. Forskningsbedriftene som ble spunnet ut av CMR arbeidet med brenselcelleteknologi til bruk i skip. Forsøksvis ble dette demonstrert i den lille sommerfergen MF Vågen i 2008. Ennå gjenstår det å se om denne løsningen har livets rett, dvs. om markedet vil ønske den velkommen i større skala.

På den annen side ble bruken av gassdrevne ferger hurtig ansett som en suksess. Fem slike ferger ble satt i drift i kystsambandet mellom Stavanger og Bergen. Det forkortet effektivt reisetiden, de nye fergene var hurtigere enn de gamle, mer stillegående, hadde en økt tilgjengelighet og var mer miljøvennlige. Egentlig representerte gassløsningene mer en videreutvikling av kjent fremdriftsmaskineri (proven technology), slik det opprinnelig ble produsert av blant annet Rolls Royce i Bergensregionen, enn en disruptiv nyskaping. Arenaprogrammet hadde også et *mislykket teknologifremstøt*. Ideen om å utvikle distribuerte systemer for kraft/varme/kjøling lå snublende nær som løsning for regionalt energisystem. Stavangerregionen hadde egnet seg vel for dette. Her fantes mangeartede institusjonelle brukere, et stort og tett befolket privatboligmarked, ulike transportsystemer, industriområder, brukere med forståelse for industriell økologi osv. Denne kogenteknologien var egentlig i hovedtrekk ganske godt kjent og demonstrert,

men ikke satt i verk som ledd i en endring i en regions nye energiprofil. Det lyktes altså ikke å etablere en slik teknologisk og markedsmessig nyvinning.

Vi kan oppsummere den omformingen av naturgassmarkedet som har foregått i B/H/S-regionen siden 1989 som i figur 9.3. Hovedpoenget er at veksten i dette markedet har foregått i tre bølger. Den første bølgen besto av få og små aktører som i beskjedent omfang og med den enklest tilgjengelige teknologi bygde små leveransemarkeder rundt utvalgte urbane eller industrielle noder. Denne bølgen var en egentlig en markedstest; ville kundene kjøpe til angitt pris og med antatte volumer, var leveranseteknologien velegnet, og hva trengte gasselgerne av infrastruktur, finansiering og kompetanse for å lykkes på lengre sikt?



Figur 9.3 Naturgassbølgene i B/H/S-regionen

I denne første bølgen vokste leveransene gradvis, men ikke hurtig. Leveransemåtene var velkjente, både rør og mobil transport av CNG ble brukt. Man lette etter og fant en bestep praksis i andre innenlandsmarkeder som man anvendte i Norge. Økt driftsoperativitet ble oppnådd gjennom økende erfaring. Først med beslutningen om å bygge Rogass og legge rørledninger i stort omfang på Nord-Jæren vokste markedet. Fra 2005 økte produksjonen av LNG og leveransenettet ble utbygd samtidig som man satset stadig mer på mobile leveranser på veien og på sjøen. Gradvis kan vi se at naturgassklyngen vokser frem rundt gassgrossistene, mange mindre tjenestetilbydere får feste i markedet og infrastrukturen blir synligere. Selskapene blir mer aktive, både gjennom sammenslutninger og som oppkjøpere av mindre selskaper og produksjonsanlegg, og gjennom egne ekspansjonsplaner. Måten man driver gassomsetning ble endret, og man oppnådde større gjennomslag i utvalgte sektorer og anvendelsesområder. Den andre bølgen endret på den måten den teknologiske og organisatoriske basis for fortsatt markedsvekst. Den tredje bølgen står vi overfor i dag. Nå produseres LNG i større skala i B/H/S-regionen, samtidig som man satser på å gjøre

naturgasslinjen grønnere ved å tilføre biogass fra ulike kilder. Fjernvarme kobles til energinettet, vi ser at regionalt baserte energianlegg for både kraft, varme og kjøling er under oppbygging. Samtidig prøves det ut nye anvendelser av CO₂ til stordrift i gartnerier med produksjon av nye grønnsaker. Gasnor holder seg til sitt kjerneområde, naturgass i ulike innpakninger, men utvider sitt grep på det nasjonale markedet. Lyse diversifiserer og utvider både sitt produkt- og tjenestespekter (inkludert IT- og security-tjenester), og inngår i industrielle partnerskap for å kunne levere også til markeder utenfor Norge. Innenlands er gassnæringen i ferd med å bli omskapt, fra tradisjonell og lokalt forankret elektrisitetsproduksjon til å bli en ny form for energikonglomerat som videreforedler både egne basisressurser og ressurser som kjøpes inn som råvare fra de store gassprodusentene. Verdiskapingsprosessen har tatt en ny vending, og fullt operative løsninger kan tilbys innen de fleste anvendelsesområder. Innenlands gassanvendelse står på terskelen til å representere noe nytt i det norske energibildet. Over en 20-års periode har gassanvendelsene fulgt et «tsunamimønster» hvor bølgen etter hvert er blitt så stor at den har endret det opprinnelige energilandskapet.

Nok en teoretisk modell for å forklare markedsoppbyggingen var knyttet til begrepet *industriell klynge*. Var det slik at vi så en naturgassklynge bli skapt, slik teorien beskrev? Egentlig ser det vel ut som at dette er tilfelle. I B/H/S-regionen fant vi alle typer aktører som trenges for å skape en naturgassklynge, herunder også relaterte næringer og de institusjonelle og tekniske omgivelser en slik klynge trenger for å fungere. På den annen side kan vi ikke uten videre si at de oppgraderingsmekanismer som skal sikre vitalitet og ekspansjon i en slik klynge alltid var like promoterende for klyngens evne til å skape verdier. For det første virker det som om innovasjonspresset er lavt. Aktørene konkurrerer ikke først og fremst på evnen til nyskaping, men på evnen til å sikre seg kontrakter med kunder. For det andre er heller ikke komplementariteten særlig stor. Man kan godt tenke seg at en hele det norske innenlandsmarkedet kan betjenes av én aktør. Det er ikke nødvendig med mange gassdistributører for å utnytte de gassleveranser som tilbys fra norsk sokkel. Derimot er det bedre stilt med kunnskapsspredningen. Over tid har aktørene har stor nytte av hverandres erfaring, kunnskap og kompetanse, og de har ofte trukket på hverandres fagfolk for å finne gode løsninger. Dessuten er det utviklet flere offentlig arenaer for kunnskapsspredning som jevnlig oppdaterer bransjen om de ulike aktørenes status og fremtidige planer. Kunnskapsnivået om gass og dens bruksområder er vesentlig forbedret, man har faktisk oppgradert en hel generasjon av gassbrukere i denne perioden.

Retter vi blikket mot de største regionale gassaktørene finner vi både industrielt vågemot og tydelige næringsmessige visjoner, vi finner effektiv samarbeid og industriell handlekraft. På ulike måter har disse aktørene brukt det som i alle år har vært vestlendingenes devise; «vi kan bli sterke om vi også bruker hverandres ressurser». Både vertikalt og horisontalt samarbeid og konkurranse har løpt sammen i utviklingen av det innenlandske gassmarkedet. Empirisk kan det nok synes som om Gasnor i mindre grad har gjort aktiv nytte av å spille ut sine interesser på flere nivåer, selv om selskapet opprettet og brukte flere nisjeorganisasjoner som plattform for selskapets lobbyarbeid. Derimot har styringen hos Lyse vært preget både av privat-offentlige nettverk og i alle fall tonivåstyring (kommunalt og regionalt), mens Naturgass Vest nok har benyttet trenivåstyring som sin vinkel (kommunalt, regionalt og nasjonalt). I liten grad har

aktørene spilt sammen med internasjonale aktører, annet enn i helt spesielle saker. Gasnor har hentet råd ved den første utbyggingen fra svenske aktører, mens Lyse har hatt samtaler og rådslag med store tyske, regionale energiselskaper på ulike trinn i realiseringen av sin markedsutvikling.

Valget av styringsform har neppe vært avgjørende for veksten i innenlandsmarkedet. Koblingen til det statlige styringsnivået har vært ubetydelig i denne perioden. Noe bedre har relasjonen til og samhandlingen med det regionale nivået vært, både til fylkeskommunene og til det tilhørende virkemiddelapparatet. Best har koblingen mellom de sentrale aktørene og det lokale og kommunale nivået vært. Både i Bergen, Haugesund og Stavanger har relasjonene vært tettere og mer støttende for gassdistributørene og for tjenesteleverandørene enn det har vært i de øvrige offentlige nivåene. Flernivåstyring i egentlig forstand har derfor ikke vært avgjørende for oppbyggingen av eller kampen om hegemoniet i det innenlandske markedet for gassanvendelser.

Vi kan summere opp studien med syv konklusjoner: For det første: Initialbetingelsene må være oppfylt for å skape et regionalt gassmarked. Tilgjengelig gass er viktigst (slik den er i B/H/S-regionen), mens teknologisk spisskompetanse og tilhørende utstyr er mindre viktig. Selvsagt er deler av det selskapene har presentert for innenlandsmarkedet teknologisk fremragende. Selve leggingen av Rogassrøret kan fremheves som teknologisk nyskapende, og som forutsetning for gassleveransene på Nord-Jæren og til den nye LNG-fabrikken i Risavika var det absolutt avgjørende. Derimot er ikke anvendelsene av naturgassen i brukeren av leveransekjeden preget av annet enn velkjent utstyr og velutprøvde løsninger. For det andre: Alle gasselskapene benytter den politiske arenaen til å forme initialbetingelsene. Alle vil ha drahjelp av myndighetene (på alle nivåer), og alle selskapene anses som kommersielle, ikke offentlige markedsaktører. Tydeligst har vært selskapene ønske om forutsigbare rammebetingelser, både når det gjelder avgifter, støtte til kunnskapsutvikling gjennom forskning og statlig drahjelp til bedret infrastruktur. Vi kan si at dette viser politikfeltets egentlige funksjon i denne sammenhengen; å få det hele i gang, ikke å drifte et innenlands marked. På et vis er dette «governance», i motsetning til «government». For det tredje: Samstyring og flernivåstyring har ulik betydning for gasselskapene, både samstyring (horisontalt nettverk) og flernivåstyring (sentral-regionalt-lokalt) benyttes. For Gasnor, med sin mer rendyrkede private og kommersielle profil, har kontakten med lokale myndigheter i oppstarten av leveransene i Haugesundsregionen vært viktig. For Naturgass Vest var samspillet mellom sentrale myndigheters bruk av stimuleringsmidler, fylkeskommunes støtte til regional næringsutvikling, kommunale myndigheters syn på naturgassens plass i energibildet, samt de private aktørenes risikovilje avgjørende for å skape et nytt selskap og en ny energiprofil. For Lyse var koblingen mellom det regionale nivået i Rogaland og det lokale mottaksapparatets forståelse for argumentene om forsyningssikkerhet og energifeltets verdiskapingspotensial, viktig for markedsstrategien. Alle eierkommunene godtok en masterplan, med en tilhørende stor finansiell utfordring for gassanvendelser. Det kan diskuteres om de nye hybride selskapsformene svekker den demokratiske innflytelse eierne tidligere har hatt til fortrensel for en større forretningsmessig slagskraft. I Lysekonsernet har ikke det vært en særlig skremmende utfordring. For det

fjerde: Kunnskapsinstitusjonene (universitet, høyskoler, FoU-institusjoner) spiller liten rolle i utviklingen av det regionale gassegmentet, fordi gassanvendelser finner stort sett velkjente bruksområder og brukere, dvs. krever ingen teknologisk eller organisatorisk nyskaping. Riktignok har universitetene i Bergen og Stavanger hatt langvarige gassprosjekter, likeså ved Polytec i Haugesund og Rogalandsforskning i Stavanger. Disse prosjektene manglet egentlig en enhetlig ramme og en klar visjon for teknologi- og næringsutvikling i et regionalt perspektiv. Slike gassanvendelser som har preget de første to tiårene har stort sett funnet velkjente bruksområder og velvillige brukere. De krever egentlig ingen teknologisk eller organisatorisk nyvinning på kort eller mellomlang sikt. Derimot vil den langsiktige verdiskaping av naturgass kreve nye teknologiske løsninger, som etter alt å dømme bare kan komme fra et tett og forpliktende samarbeid mellom næringslivet og forskningsmiljøene, aktivt støttet av statlige forsknings- og utviklingsprogrammer.

For det femte: Det fins flere veier til Rom, i hvert fall flere retninger. De nye gasselskapene velger ulike strategier og ulike produktprofiler for å realisere det samme mål, nemlig å beherske det innenlandske naturgassmarkedet, og strategivalgene gir ulik grad av levedyktighet og suksess. Det synes ikke å være helt avgjørende hvorvidt man velger å organisere og styre sin markedserobring gjennom hierarkiet, nettverket eller markedet. Viktigere er at man har en langsiktig strategi og at de viktigste interessentene har tilstrekkelig finansiell styrke til å tåle en viss venteperiode før man kan høste den kommersielle gevinsten. For det sjette: Både Lyse Neo og Gasnor satser på et fleksibel produksjons- og leveransesystem for LNG. Det innenlandske markedet er nå blitt et prøvemarked for videre ekspansjon og eksport. Denne konklusjonen peker mot fremtiden. Både Lyse Neo og Gasnor har vagt å satse på småskalaproduksjon av LNG, levert gjennom mobile leveransemedier til lands og vanns. Det samlede volumet er økt betraktelig, og leveransekapasiteten er ennå underutnyttet. Regionale LNG-leveranser til ulike deler av Norge, både via båt og tankbiler brukes som prøvemarked for en eksportsatsning i dette segmentet også utenfor Norge, herunder er Sverige et første marked man prøver seg på. Konseptet er altså at LNG-leveransene kan produseres og leveres hurtig gjennom et fleksibelt gassindustrielt system. Om det fungerer i Norge, er sjansen stor for at det også kan bli en suksess i andre land. Til syvende og sist en konklusjon som kan være egnet til å vekke forundring. Anvendelse av naturgass innenlands har både et industri- og miljøpolitiske aspekt, ofte adressert på sentralt hold av interesseorganisasjonenes talspersoner. I motsetning til hva som er blitt vist i studier av regionale gassnettverk i andre geografiske områder i Norge (Reitan et al. (2008); Underthun 2004, 2009; Underthun et al. 2011) er nettverkene som dannes i B/H/S-regionen nesten uten påvirkning fra korporative aktører. Det er verken fagbevegelsen eller arbeidsgiverorganisasjonene som preger debatten eller styrer nettverkene som dannes rundt de tre gassgrossistene Naturgass Vest, Gasnor og Lyse Gass. Nettverkene dannes av kommersielle aktører sammen med regionale, politiske eller politisk-administrative aktører. Dessuten er sektorens tradisjonelt aktive påvirkningsorganisasjoner så som Natur og Ungdom og Bellona også lite synlige i styringsnettverkene. Ingen av disse organisasjonene har fått plass i styringsnettverkens varmestue. De har rett og slett ikke vært tenkt som nødvendige interessenter eller kompetente medspillere.

Kanskje markerte utvidelsen fra hydroelektrisk kraftproduksjon til også å inkludere naturgassdistribusjon en overgang fra lokalbaserte og kommunestyrt, mindre kraftselskaper til markedsstyrte, større energiselskaper. Det innslaget av demokratisk styring som fantes i de små lokale kraftselskapene er blitt erstattet av en mer profesjonell ledelse og gradvis endrede styrever. Styret er blitt mer kommersialisert og ledelsen mer politisert. Denne endringen i funksjoner og roller, betyr egentlig at det demokratiske underskuddet øker, samtidig som den forretningsmessige kompetansen også styrkes. Selskapene har fremdeles en demokratisk representasjon, men har samtidig en sterkere forretningsmessig styring. I kraftselskapene er det ikke noen modell for New Public Management, men forretningsdrift som rå. Ei heller er verken forskningsmiljøene eller miljøorganisasjonene blitt trukket aktivt med i selskapenes styringsnettverk. De er marginaliserte både som kunnskapsleverandører, som premissgivere for energidebatten og som demokratisk korrektiv. Behovet for forretningsmessig autonomi er tydeligvis viktigere enn representativt nettverk og partnerskap. Det er marked, ikke miljø som har forrang, likesom det er kapasitet fremfor kompetanse som er konkurransens fremste våpen.

Vi kan se at Lyse Energi gjorde en viktig omdefinering av styrets rolle, fra å være et politisk organ med en politisk agenda for hvordan energiselskapet skulle drives, ble det et mer profesjonelt og kommersialisert organ. Eierstyringen endret altså karakter og forankringen til den demokratiske agenda ble mer distansert. I utgangspunktet er dialogen mellom eierne og selskapets ledelse den viktigste arena i selve begrepet «eierstyring», men forskyvningen i oppmerksomhet og kompetanse fortrenger den demokratiske flernivåstyringen. De lokale og regionale kraftselskapene eies som regel av kommunene, og skal således styres av innbyggerne gjennom de valg- og styringsordninger lokaldemokratiet innebærer. Men hvordan fanger selskapene opp signalene fra innbyggerne om etisk, miljømessig og samfunnsmessig forretningsdrift når man bare kan uttrykke sine eierinteresser hvert fjerde år? Man kan altså oppleve et demokratisk underskudd fordi innflytelseskjeden er lang og full av kommunikasjonsmessige barrierer. Offentlig eide kraftselskaper på lokalt og regionalt nivå distanserer seg fra sine formelle eiere (folk flest), også fordi styret ikke lenger blir et reelt politisk organ for medinnflytelse, men mer en arena for kommersielle forhandlinger. I slike selskaper er det normalt mange lokale eiere, men det kan stilles spørsmål ved om de egentlig er demokratisk innrettede organisasjoner. Folk flest spørres jo ikke om hvordan slike selskaper styres, men godtar det eierkommunene som eierkommunenes politisk-administrative apparat foretar seg i og med selskapene. Den langsiktige trend peker i retning av større energiselskaper, mindre politisk påvirkning, mer kommersiell forretningsdrift, nye forretningsområder (som i Lyse med både gass og IT-tjenester), og mer strategisk posisjonering i markedene. Energiselskapene, dvs. kraftlagene sitter på en evig gjenvinnbar ressurs av stor nødvendighet for folk flest. Energi er en nøkkelfaktor i samfunnets modernisering. Derfor er grunnlaget for å tenke langsiktig også det aller beste. Energi er ingen døgnflue. Det åpne spørsmålet er hva som er den beste styringsformen; det private markedet, samvirke og nettverk, flernivåstyring?

Knyttet til vår beskrivelse og analyse av kampen om det regionale gassmarkedet er det dessuten viktig å understreke at teoritilfanget og modellapparatet spriker. Mange

begreper som brukes til å forstå hvordan et slikt regionalt markedssegment bygges, har lav konseptvaliditet i vitenskapelig forstand. Flernivåstyring er et teoriområde som ikke kan gi helt presise svar på når og hvordan slike organisasjons- og styringsformene bør velges eller unngås. Teoriene om nyskaping av markeder egner seg bedre til post factumanalyser enn til å forutse hvilke teknologier og anvendelser som vil være mest robuste i et nytt marked. Modeller for strategisk posisjonering er normative og kan være illustrerende, men kan neppe brukes til på forhånd å velge hvilken strategi et selskap skal følge. Likeens er teoriene om klynger spekket med både teoretiske antakelse og empiriske illustrasjoner, men de anviser ikke hva man må gjøre for å skape vilkårene for en dynamisk gassklynge. Så det gjenstår derfor et viktig spørsmål: Hvilket teoretisk perspektiv vil være mest nyskapende og kunne flytte kunnskapsfronten? Egentlig er det teori- og modellapparatet som kan anvendes på dette feltet bedre egnet til i etterhånd å forstå hva som faktisk ble gjort, enn som veiledning for de aktørene som står overfor konkrete valg for å sikre sin konkurransekraft og markedsposisjon.

9.7 Epilog

Entusiasmen rundt bruk av naturgass innenlands stilnet av mot slutten av denne 20-årsperioden vi har beskrevet. En årsak har nok vært at myndighetenes rammevilkår ikke har vært stabile og forutsigbare. Innføring av CO₂-avgift var ikke forutsett og ble ikke vennlig mottatt av næringsaktørene, skriver Gasnors daværende direktør Brinchmann (2006:4):

Av andre utfordringer vi møter er de endrete rammebetingelsene. Innføring av CO₂-avgift på bruk av gass til oppvarming og gratiskvoter til industri med kvoteplikt hvor nåværende CO₂ avgift er forutsatt å falle bort, byr på hardt arbeid vis-à-vis sentrale myndigheter og politikere.

Avgiften CO₂-avgiften på gass ble imidlertid vedtatt allerede i 2007, men først innført fra 1. september 2010 og ble lagt på samme nivå som avgiften på mineralolje. Avgiften oppkreves av både produsenter og importører og er miljømessig begrunnet. En del aktiviteter og bransjer fikk redusert sats (herunder industriråstoff), mens andre ble fritatt. Veksthusnæringen og gassferger, som er viktige i Rogaland og Hordaland fikk fullt fritak. Tilsynelatende fikk det «harde arbeidet» overfor politikere bare en oppsettende virkning. Mer sannsynlig var det at avgiften og unntakene først skulle godkjennes av EFTAs overvåkingsorgan (ESA), noe som førte til at vedtaket ble utsatt. Uansett årsak, gassaktørene satte ikke pris på avgiften.

I forbindelse med budsjettet for 2007 ble det vedtatt å innføre CO₂-avgift på gass til oppvarming av bygg fra 1. juli 2007. CO₂-avgiften på gass til oppvarming av bygg ble vedtatt som en generell avgift på gass med et fritak for gass som benyttes til annet enn oppvarming. Avgiften har i påvente av godkjenning fra EFTAs overvåkingsorgan (ESA) ikke blitt innført. I vedtak 23. juli 2009 (342/09/COL) har ESA konkludert med at fritaket ikke er i tråd med EØS-avtalens statsstøtteregulering.

En annen årsak til den reduserte begeistring var at miljøargumentene til fordel for bruk av naturgass ble svekket blant både nærings- og miljøorganisasjoner og fra folk flest.

Det store salgsargumentet om at naturgass representerte en bro over til en enda grønnere og mer miljøvennlig energiprofil mistet tilsynelatende sin appell. Gass har en historie å fortelle som overgangsenergi, men historien blir ikke lenger fortalt med samme kraft og hyppighet som tidligere. Selv om gass er renere enn både kull og olje, og billigere enn mye av den nye fornybare energien, er både europeiske og norske myndigheter skeptiske til å øke anvendelsen av naturgassen. EU-landene mest fordi de ikke vil gjøre seg avhengig av russiske gassleveranser, og Norge kanskje fordi det gir større fortjeneste å selge gassen på rot til utlandet. Uten støtte fra både politikere og talsmenn for lavutslippsenergi vil det være vanskelig å forutse hvordan gassmarkedet innenlands vil utvikle seg de neste par tiår.

Norge er energistormakt og leverer livsviktig gass til oppvarming av Europa. I Norge er det nesten ingen nasjonal satsing på nødvendig infrastruktur for å distribuere gass innenlands slik at gass også kan varme opp Norge. Bruk av gasskraftverk for å supplere vannbasert elkraft er nærmest politisk «forbudt». Av hensyn til norsk klimapolitikk er det politisk korrekt med varme fra norsk gass i Europa men politisk ukorrekt med varme fra norsk gass i Norge. Stortingsrepresentant *Arne Sortevik, Fremskrittspartiet*³⁷

Trass i den dalende interesse mot slutten av denne studiens tidslinje, bygde de regionale gasselskapene opp sin produksjons- og distribusjonskapasitet i B/H/S-regionen, både for leveranser innenlands og utenlands. Troen på at naturgassen har en fremtid innenlands er ikke svekket hos de mest sentrale aktørene, kanskje med unntak av hos Statoil. Over et visst tidsrom i 2010 jobbet Statoil med å selge seg ut av Gasnor (TU, 21. april 2010). Gasnor regner selv med at de eventuelle nye eierne vil følge strategien som var lagt tidligere. Fagbevegelsen er derimot mer skeptisk til Statoils ønske om å selge seg ut, og mener selskapet driver vingeklipping av sine engasjementer i Norge (Teknisk ukeblad, 21. april 2010).

Samtidig har mange mindre aktører etablert seg de seneste årene. Det fins allerede en rekke LNG-anlegg på forsyningsbaser spredt ut over landet. SFE Naturgass har LNG-terminaler i Sogn og Fjordane, og leverer naturgass til industri og boliger. Skagerak Naturgass leverer gas i fire byer i Telemark og Vestfold. Selskapet har lagt 20 kilometer regional gassledning og leverer til industri, men også til institusjonelle kunder som sykehus, skole, sykehjem, idrettshall, borettslag og kjøpesenter. Naturgass Møre eier 11 LNG-anlegg som de selv drifter, har et lavtrykks distribusjonsnett tilknyttet flere av anleggene. Kundemassen består av industri, varmeleverandører, kommunale institusjoner og private husholdninger. Barents NaturGass, med Nord-Norges første LNG-terminal utenfor Bodø startet opp i 2006. I dag leveres LNG med bil fra Melkøya, og målet er å etablere terminaler på de største befolkningsentra de nærmeste årene. Selskapet prioriterer kunder som anvender gass i industriprosesser og som drivstoff til

³⁷ www.abcnyheter.no/borger/101202/stoltenberg-styrer-strommen, lastet ned 27.1.2011.

skip, men også landverts transport (gassbiler) og annen industrivirksomhet vil være målkunder.

Noen biogassanlegg er åpnet og andre er nærstående i drift. I Stavangerregionen ble sentralrenseanlegget for Nord-Jæren åpnet i 2009, mens Hå Biopark er blitt operativ i 2010-2011. I Osloregionen er det anlegg både på Bekkelaget og på Romerike, og i Bergen åpnes et biogassanlegg i Rådalen i 2012. Biogassen fra slike anlegg planlegges brukt som drivstoff for regionenes busser. I 2009 kjøres det i Bergen 81 busser på gass, i Haugesund 16, i Stavanger 35, i Trondheim fem og i Fredrikstad er det syv busser som benytter gass som drivstoff. I tillegg har flere av regionene andre kjøretøyer som også benytter gass, for eksempel kjører 31 renovasjonsbiler på biogass i Oslo i 2009.

Utbyggingen av et gassdistribusjonsnett i Norge har skjedd i skyggen av en gasskraftdebatt som aldri ser ut til å ta slutt. I stedet for å diskutere på hvilken måte vi mest hensiktsmessig skal få bygd ut et gassdistribusjonssystem, har vi ført endeløse diskusjoner om gasskraft totalt sett gir økt eller redusert CO₂-utslipp og om hvordan vi skal håndtere CO₂ fra gasskraft. Resultatet av dette er at mange steder (for eksempel Grenland og Trondheimsområdet) har sittet og ventet på den store transportløsningen, i stedet for å arbeide med de muligheter som foreligger for småskala distribusjon. Dessuten påpekes det at vår klimapolitikk har en merkelig dobbelhet i seg relatert til bygging av gasskraftverk, sier professor Sigve Tjøtta ved UiB (Dagens Næringsliv, 30.3.2011:36):

Intensjonen bak denne politikken er å redusere klimagassutslippene, men utslippene er de samme enten gassen brukes i Norge eller i Europa. I tillegg sløser vi med energi; etter mine beregninger er energitapet opp mot 20 prosent. Vi har med andre ord en klimapolitikk som nærmest sier at gasskraft er nødvendig og bra, så lenge den transporteres ut av landet.

Myndighetene har dessuten gitt en klar melding om at gassdistribusjonen i Norge må bygges ut trinnvis, slik den faktisk har blitt gjort til nå, og at LNG er den mest økonomiske måten dette kan foregå på (jf. St. meld. nr. 9 (2002-2003)). At Skanledprosjektet, som skulle bringe naturgass i rør fra Kårstø til Grenland ble skrinlagt i 2009, viser at verken markedsaktørene eller myndighetene tro at slike nasjonale rørledningsnett tilhører det fremtidige, innenlandske gassdistribusjonssystemet. Transportløsningene er nå i økende grad mobile, i tillegg til bruk av begrensede, stasjonære rørløsninger rundt landfallene. Dette så Gasnor før Lyse, men nå er begge på samme arena, både mobile og stasjonære løsninger. Subsidierte løsninger er ikke aktuelle, og det har de to gassdistributørene i B/H/S-regionen for lengst oppfattet. Likevel har det vært mulig å bygge et innenlandsmarked for anvendelse av naturgass i Norge, aktørene har lest skriften på myndighetenes vegg, satset på kombinasjoner av ulike distribusjonsmåter, adressert ulike kundegrupper, og tenkt fremover både i forhold til biogass og hydrogen. Mest av alt har de våget å tro på egne visjoner og på at naturgass kan være del av den alminnelige energiforsyning, trass i lav befolkningstetthet og store transportavstander. Etter alt å dømme hadde dette innenlandsmarkedet ikke kunnet blitt realisert uten den starten det fikk i B/H/S-regionen.

10 Referanser

- Adobor, H. (2006) Inter-firm collaboration: configuration and dynamics, *Competitiveness Review: An International Business Journal incorporating Journal of Global Competitiveness*, Vol. 16 Iss: 2, pp.122 – 134.
- Almén, J. (2008) *Emissionsprovning av Bussar Drivna med Metan och Hytan*. Haninge: AVL MTC Motortestcenter AB. Rapport för StatoilHydro #8150814.
- ARNE (2005) *Strategisk næringsplan for Stavanger-regionen 2005 – 2020*.
<http://www.sensenet.no/arne/>
- Bache, I. & Flinders, M. (2004). *Multi-level governance*. Oxford. Oxford University Press
- Baldersheim, H., Offerdal, A. & Strand, T. (1979). *Lokalmakt og sentralstyring – samspel og konflikt mellom stat og kommune om lokalpolitikken*. Bergen: Universitetsforlaget.
- Baldersheim, H. & Ståhlberg, K. (2001). From guided democracy to multi-level governance: Trends in central-local relations in the Nordic countries, *Local Government Studies*, 28(3), pp. 26-47.
- Barney, J.B. & Hesterly, W. (1996). Organizational Economics. Understanding the Relationship between Organizations and Economic Analysis. I Clegg, S.R, Hardy, C. og Nord, W.R.(eds): *Handbook of Organization Studies*. Londons: Sage Publications.
- Benner, M. (2003). The Scandinavian Challenge: The Future of Advanced Welfare States in the Knowledge Economy, *Acta Sociologica*, 46 (1), 132-149.
- Benson, J. K. (1975). The Interorganizational Network as a Political Economy, *Administrative Science Quarterly*, Vol. 20, No. 2 (June), pp.229-249.
- Bergesen B., Svendsen, P.T. & Selfors, A. (2004). *Gass i Norge, Vurdering av alternative løsninger for fremføring av gass til innenlandske brukere*. Rapport 8-2004 NVE.
- Bower, J. L. & Christensen, Clayton M. (1995). Disruptive Technologies: Catching the Wave. *Harvard Business Review*, January-February 1995.
- Brinchmann, E. (2006). Administrerende direktør har ordet, I *Gasnor årsberetning*, s.4.
- Brundtlandkommisjonen (1987). *Vår felles framtid*. Oslo: Tiden Norsk Forlag (jf. Verdenskommisjonen for miljø og utvikling).
- Baardsen, T. Ø. & Lien, L. (2009). *Ekstern evaluering av Gass-i-Vest. Et ARENA-prosjekt*. Bergen: NHH.
- Castells, M. (2000). *The Rise of the Network Society. The Information Age: Economy, Society and Culture Vol. I*. Oxford: Blackwell Publishers.
- Chapman, K. (2004). *A geographical perspective on the natural gas supply industry in the United Kingdom*. University of Aberdeen: Report.

- Christensen, Clayton M. (1992). Exploring the Limits of the Technological S-Curve. Part I: Component Technologies, *Productions and Operations Management*, Vol. 1, No. 4 (Fall), p. 340.
- Christensen, Clayton M. (1997). *The Innovator's Dilemma*. Harvard Business School Press. ISBN 0-87584-585-1.
- Christensen, Clayton M., Anthony, S. D. & Roth, E. A. (2004). *Seeing What's Next*. Harvard Business School Press. ISBN 1-59139-185-7.
- Christensen, Clayton M. & Overdorf, M. (2000). Meeting the Challenge of Disruptive Change. *Harvard Business Review*, March-April 2000.
- Christensen, Clayton M., Bohmer, R., & Kenagy, J. (2000). Will Disruptive Innovations Cure Health Care? *Harvard Business Review*, September 2000.
- Christensen, Clayton M. & Raynor, M. E. (2003). *The Innovator's Solution*. Harvard Business School Press. ISBN 1-57851-852-0.
- Christensen, Clayton M., Baumann, H., Ruggles, R. & Sadtler, T. M. (2006). Disruptive Innovation for Social Change. *Harvard Business Review*, December 2006.
- Clegg, S.R. & Hardy, C. (1996). Introduction Organizations, Organization and Organizing. I Clegg, S.R, Hardy, C. og Nord, W.R.(eds). *Handbook of Organization Studies*. London: Sage Publications.
- Coase, R. (1937). The nature of the firm, *Economica*, 4:386-405.
- Edquist, C. (2005). Systems of innovation: Perspectives and Challenges. I J. Fagerberg (ed.), *The Oxford Handbook of Innovation*. (pp. 181-209). Oxford: Oxford University Press.
- Engen, O. A. and Kvasdheim, H. (2004). Gass i Lyse Energi AS. Innovasjon i grensesnittet mellom politikk og marked. I Gjelsvik, M. (ed.) *Radikale innovasjoner i etablerte foretak*. Bergen: Fagbokforlaget.
- European Commission (2002). Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL concerning measures to safeguard security of natural gas supply.
- Farsund, A. A. and Leknes, E. (2005). *Næringspolitikk i fem norske storbyregioner: Samarbeidsrelasjoner på tvers av geografiske og institusjonelle grenser*. Stavanger: Rogalandforskning. Rapport RF – 2005/58.
- Farsund, A. A. and Leknes, E. (red). (2010) *Norske byregioner. Utviklingstrekk og styringsutfordringer*. Kristiansand: Høyskoleforlaget.
- Fernandes, T. R. C. (2005). HySociety-D21: Action Plan. Scientific report published on www.hysociety.net. Also published as; Fernandes, T. R. C. et al. (2005). HySociety in support of European hydrogen projects and EC policy, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 30, Issue 3, March 2005, Pages 239-245.
- Fimreite, A. L & Medalen, D. (2005). *Governance i norske storbyer. Mellom offentlig styring og privat initiativ*. Oslo: Spartacus.
- Folvik, A. (2004). *Miljøregnskap Rogass*. Notat. Ambio Miljørådgivning AS.

<https://www.lyse.no/?3983.pdf>

- Geels, F. (2002). *Understanding the Dynamics of Technological Transitions. A co-evolutionary and socio-technical analysis*. Enschede: Twente University Press.
- Gjertsen, A. & Martinussen, K. (2006). *Styring og kontroll av kommunale selskaper og foretak*. Bodø: Nordlandsforskning - NF-rapport nr. 18/2006.
- Grandori, A. & Soda, G. (1995). Inter-firm networks: Antecedents, mechanisms and forms. *Organization Studies*, Vol. 16, No. 2, pp. 183-214.
- Grubler, A. 2007: Energy transitions. In: *Encyclopedia of Earth*. Editor: C. J. Cleveland (Washington, D.C.: Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment). Revised January 30, 2007.
- Guðmundsson, J. S (2001). *Natural gas in Norway and the Mid-Nordic gas pipeline study*. Trondheim: Report. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology.
- Haugland, S. A. (1994) Strategiske allianser. En empirisk studie av nasjonale og internasjonale samarbeidsrelasjoner. Bergen: SNF-rapport 15/94.
- Hetland, J., Mulder, G., & Karlsen, J.E. (14-16 February 2006). The Challenge of making Hydrogen-Energy Strategies viable from a top-down Approach pertaining to Europe. Paper presented at the 3rd International German Hydrogen Energy Congress. Essen, Germany.
- Haugalandrådet (2002). *Nasjonalt kompetansesenter for gass*.
- Helgøy, I. & Aars, J. (red) (2008). *Flernivåstyring og demokrati*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Hernes, G. & Nergaard, K. (1989). *Oss i mellom. Konstitusjonelle former og uformelle kontakter Storting – regjering*. Oslo: Fafo-rapport.
- Higdem, U. (2007). *Regionale partnerskap og deres konstruksjoner og gjennomføring. En casestudie fra fylkene Oppland, Hedmark og Østfold*. Dr. avhandling, UMB, desember 2007.
- Hill, M & Hupe, P. L. (2002). *Implementing public policy: Governance in theory and in practice*. Thousand Oaks, CA: Sage Publications.
- Hill, M & Hupe, P. L. (2006). Analysing policy processes as multiple governance: Accountability in social policy. *Policy & Politics*, 34(3):557-573.
- Hooghe, L. & Marks, G. (2003). Unraveling the Central State, but how) Types of Multi-level Governance. *American Political Science Review*, Vol. 97, No 2, May 2003:233-243.
- Holmen, A. K. & Farsund, A.A. (2010). Perspektiver på styringsnettverk og nettverksstyring, i Farsund, A. A. and Leknes, E. (red). (2010) *Norske byregioner. Utviklingstrekk og styringsutfordringer*. Kristiansand: Høyskoleforlaget.
- International Energy Agency (2004). Natural Gas Information. OECD.

- Innst. S. no. 135 (2004-2005). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar m.v.
- Isaksen, A. (2004). Knowledge-based Clusters and urban Location: The Clustering of Software consultancy in Oslo, *Urban Studies*, 41(5/6):1157-1174.
- Jacobsen, D.I. & Thorsvik, J. (2007). *Hvordan organisasjoner fungerer*. 3. utgave. Bergen: Fagbokforlaget
- Jessop, B. (2000) Governance Failure. In Stoker, G. (ed.) (2000) *The New Politics of British Local Governance*. Houndmills, Macmillan, 2000
- Johannesen, J. (2004). Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av gassdistribusjonsnett i Rogaland. Utredning NHH.
- John, P. (2001). *Local governance in Western Europe*. London: Sage Publications.
- Karlsen, J. E. (2002). Olje- og gassklyngens relaterte virksomheter. Stavanger: Rapport RF-001.
- Karlsen, J. E. & Quale, C. (2003). Forstudie. Økt utnyttelse av gass innenlands. Rogaland og Hordaland. Stavanger: Rogalandsforskning. Rapport RF – 2003/193.
- Karlsen J.E. (2004). Naturgassens tidsalder – regionenes mulighet. Kronikk Stavanger Aftenblad, 12/8-2004.
- Karlsen J.E., Quale, C., Rusten, G. & Jacobsen, S.-E. (2005). *Hvordan styrke gassregion Rogaland/Hordaland?* Stavanger: Rapport RF – 2005/016.
- Kasa, S. (2003). Vekstmaskiner og horisontale nettverk. Klimapolitiske posisjoner og strategier overfor utslippsintensiv industri i fem norske industrikommuner. *Tidsskrift for Samfunnsforskning*, 44(3), pp. 367-391.
- Kasa S. og A. Underthun (2010). “Navigation in new terrain with familiar maps: masterminding sociospatial equality through resource-oriented innovation policy” *Environment and Planning A* 42(6) 1328 – 1345
- Kippenberger, T. (2000). Competing in hi-tech markets, *The Antidote*, Nov 2000, Vol 5.20-23.
- KonKraft (2002). *Industriell utnyttelse av gass*. Prosjektrapport 17.9.2002
- KonKraft (2009). *Ringvirkninger av petroleumsvirksomheten*. Oslo: KonKraft-rapport 7.
- Kooiman, J. (2000). Societal Governance: Levels, models, and Orders of Social-Political Interaction. In Pierre, J. (ed.) *Debating Governance*. Oxford. Oxford University Press.
- Kristiansen, (2001) s. S. 47
- Kvamsdal, H.M. og Ulleberg, Ø. (2000). *Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie*. Sintef rapport, 2000.
- Larson, G. S. & G. L. Pepper (2003). Strategies For Managing Multiple Organizational Identifications: A case of Competing Identities. *Management Communication Quarterly*, Vol. 16, pp. 528-557.
- Levačić, R. (1991). Markets. I G. Thompson, J. Frances, R. Levacic, & J. Mitchell (eds). *Markets, Hierarchies and Networks. The Coordination of Social Life*. London:

- Sage Publications.
- Lindseth, G. (2006). Scalar strategies in climate-change politics: debating the environmental consequences of a natural gas project. *Environment and Planning C: Government and Policy*, Vol 24:739-754.
- Lynn, L. E., Heinrich, C. & Hill, C. (2001). *Improving governance: A new logic for empirical research*. Washington, DC: Georgetown University Press.
- Lyse (2004). Lyse is now delivering natural gas! <https://www.lyse.no/?3807.pdf>
- Marchetti, C. (1985). Nuclear plants and nuclear niches. *Nuclear Science Engineering*. Vol. 90, pp. 521–526.
- Marintek (2003). Vurdering av naturgassdrift kontra dieseldrift med renseteknologi for ferger og bybusser - fase 1. Intern rapport, sammendrag.
- Marsh, D. (ed.) (1998). *Comparing Policy Networks*. Buckingham: Open University Press.
- Midttun, A. (1988). The negotiated political economy of a heavy industrial sector: The Norwegian hydropower complex in the 1970s and 1908s. *Scandinavian Political Studies*, 11(2), pp. 115-143.
- Moore, G. (1995). *Crossing the Chasm*. New York: HarperCollins Publishers (reprint edition)
- Moore, G. (1999). *Inside the Tornado*. New York: HarperCollins Publishers.
- Mourik, R./ECN ed. (2004). *Challenges, actors and actions towards a hydrogen-based society*. ECN report to HySociety WP1, www.hysociety.net.
- Nadler, D. A. & Tushman, M.L. (1990). Beyond the Charismatic Leader: Leadership and Organizational Change. *California Management Review*, vol. 32:77-97.
- Nese, G. (2004). *Prising av naturgass*. Bergen: SNF arbeidsnotat 56/04.
- Nordby, T. (2000). *I politikkens sentrum. Variasjoner i Stortingets makt 1814-2000*. Oslo: Universitetsforlaget
- Normann, R. & A. Isaksen (2009) *Klyngegovernance: Perspektiver på styrt utvikling av regionale næringsklynger*. Kristiansand: Agderforskning FoU rapport nr. 3.
- NVE (2004).
- NVE (2011). Energistatus 2010. lastet ned 08022011 på:
http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Diverse%202011/NVE_Energistatus2011.pdf
- OED (2002). NOU 2002: 7, Gassteknologi, miljø og verdiskaping.
<http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/utredninger/NOU/026001-020002/index-dok000-b-n-a.html>
- OED (2003). St.meld. nr. 9 (2002-2003), "Om innenlands bruk av naturgass mv."
<http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/stmeld/026001-040005/index-dok000-b-n-a.html>
- OED (2004). St.meld. nr. 47 (2003-2004), Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige

- gasskraftteknologiar mv. <http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stmeld/026001-040013/dok-bn.html>
- OGP (2002). Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework. Paper for the VI European Gas Regulatory Forum.
- Painter, J. & Goodwin, M. (2000). Local governance after Fordism: A regulationist perspective. I G. Stoker (ed.): *The new politics of British local governance*. Basingstoke: MacMillan, pp. 33-53.
- Pierre J. & Peters, B. G. (2000). *Governance, Politics and the State*. Houndmills: Macmillan.
- Reitan, M., E. G. Syrstad & A. Underthun (2008). Regional mobilisering og nasjonal koordinering i styringsnettverk. *Tidsskrift for samfunnsforskning*, Vol 49, Nr 2, 179-208.
- Reve, T & Jakobsen, E. W. (2001). *Et verdiskapende Norge*. Oslo: Universitetsforlaget
- Reve, T. (2006). Se s. 44
- Rhodes, R. A. W. (1996). The New Governance: Governing without Government. *Political Studies*, Vol 44: 652-667.
- Rhodes, R. A. W. (1997). *Understanding governance: Policy networks, Governance, Reflexivity and Accountability*. Buckingham: Open University Press.
- Rogers, E. M. (1995) *Diffusions of Innovations*. 4th edition. New York: The Free Press.
- Rommetvedt, H. (2011). *Politikkens allmenngjøring og den nypluralistiske parlamentarismen*. Bergen, Fagbokforlaget, 2. utgave.
- Rosenfeld, Stuart A. 1997. Bringing Business Clusters into the Mainstream of Economic Development. *European Planning Studies*, 5(1): 3-24.
- Rostow, W. W. (1956). The Take-off into Self-sustained Growth. *Economic Journal*, March 1956.
- Rostow, W. W. (1960). *The Stages of Economic Growth*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Rotmans, J., Kemp, R. & van Asselt, M. (2001). More evolution than revolution. Transition management in public policy. *Foresight*. Vol. 03, no 01, February 01, 15-31.
- Røvik, K. A. (2007) *Trender og translasjoner. Ideer som former det 21. århundrets organisasjon*. Oslo: Universitetsforlaget.
- SSB (2003) *Olje- og gassvirksomhet 4. kvartal 2003. Statistikk og analyse*.
- SSB (2010). Se s. 13
- Stegman McCallion, M. (2007). Multi-Level Governance in Sweden? *Regional and Federal Studies*, Vol. 17, No. 3, 335-351, September 2007.
- St.meld. nr 46 (1988-89). Miljødepartementet: Miljø og utvikling. Norges oppfølging av

- Verdenskommisjonens rapport. <http://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=6595>
- St.meld. nr 26 (1993-94). OED: Utfordringer og perspektiver for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.
- St.meld. nr 9 (2002-2003). OED: Om innenlands bruk av naturgass mv.
- St.meld. nr 47 (2003-2004). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar m.v.
- St.prp. nr 1 (2004-2005). Statsbudsjettet, kap. 1.2: Innenlands energiforsyning.
- Stoker, G. (ed.) (2000). *The New Politics of British Local Governance*. Houndmills: Macmillan, 2000.
- Thompson, G. (1991). Comparison between models. I G. Thompson, J. Frances, R. Levacic, & J. Mitchell (eds). *Markets, Hierarchies and Networks. The Coordination of Social Life*. London: Sage Publications.
- Thorelli, H. (1986). Networks: Between Markets and Hierarchies. *Strategic Management Journal*, Vol. 7, No. 1 (Jan-Feb), pp. 37-51.
- Tjernshaugen, A. (2007) *Gasskraft. 20 års klimakamp*. Oslo: Pax Forlag.
- Tranøy, B. S. and Ø. Østerud (eds.) (2001). *Den fragmenterte staten*. Oslo: Gyldendal Akademisk/Makt- og demokratiutredningen.
- Underthun, A. (2004). Rommets politikk lagt i rør. En analyse av "Gass til Grenland" som regionalpolitisk strategi. Oslo: Master's thesis in Human Geography, Dept. of Sociology and Human Geography, University of Oslo.
- Underthun, A (2008) "Piping the politics of space: natural gas and the engagement of scale in regional strategies of development" *Environment and Planning C* no. 4, 2008.
- Underthun A. (under arbeid) "The scalar politics and scalar selectivities of a gas infrastructure project: The coordination and termination of the Skanled pipeline" *Sendes til tidsskrift ca 1.mai 2011*.
- Underthun A. S. Kasa og M. Reitan (2011) "Scalar politics and strategic consolidation: The Norwegian Gas Forum's quest for embedding Norwegian gas resources in domestic space" *Norwegian Journal of Geography*
- Weber. M. (1971). *Makt og byråkrati*. Oslo: Gyldendal.
- Williamson, O. E. (1975). *Markets and Hierarchies*. New York: The Free Press.
- Williamson, O. E. (1979). Transaction Cost Economics: The governance of contractual relations. *Journal of Law and Economics*, Vol. 22, pp. 233-
- Yin, R. K. (2009). *Case Study Research. Design and Methods*. 4th ed. London: Sage Publications.

11 Datamateriale, design og kvalitetssikring

Studien anvender et dokumentmateriale som dekker de mest operative tiltak for de utvalgte gassaktørene, diverse informasjon fra offentlige kilder og medier, samt intervjuer med utvalgte nøkkelinformanter. Datainnsamlingen har foregått over det meste av prosjektperioden 2007-2010, med stadige utvidelser av dokumenter og intervjuer.

Studien er designet som en komparativ kasusstudie. Et begrenset antall fenomener og aktører er valgt ut som viktige for sammenligning innenfor en teoretisk ramme. I sammenligningen er det utviklet en taksonomi for å beskrive analyseobjektene etter de samme kriterier, og derved også øke muligheten for både å gå i dybden og å generalisere funnene. Studien er dessuten retrospektiv ved at det i datainnsamlingen søkes etter refleksjoner og ettertanke om utvikling og etablering av aktiviteter som var ment for å utvikle et innenlands gassmarked. Rasjonalet bak designet er å kunne studere variasjoner av de samme fenomener hos ulike aktører og i ulike kontekster (Yin 2009). Det fins altså flere studieobjekter innen samme overordnede kontekst, og det kan gi mulighet til å utdype andre sider ved markedsbyggingen enn ved bare å benytte én enkelt aktør og kontekst. Dermed kan gyldigheten av studiens resultater økes, og det kan bli lettere å se det viktigste mønsteret i og oppnå metning i funnene.

Kasusstudier er likevel vanskelige å generalisere på grunnlag av, de er dessuten tidkrevende og det er ressurskrevende å samle inn og analysere tilstrekkelige data. Selve konteksten er også en utfordring i slike kasusstudier. Siden denne studien bruker ulike geografiske deler av B/H/S-regionen som nedslagsfelt for å analysere de største aktørenes strategier og fremstøt, kan det by på utfordringer å tolke dataene slik at de reelt sett er sammenlignbare. Subregionale ulikheter knyttet til markedsdistribusjon og til samarbeidsklimaet mellom offentlige og private aktører kan variere såpass mye at det gjør slike sammenligninger vanskelig. På den annen side kan en kasusstudie kombinere ulike kilder i datainnsamlingen; intervjuer, interne eller offentlige dokumenter, besøk på produksjonsstedene, deltakende observasjon, arkiv, etc.

Materialet er kvalitetssikret på tre måter: For det første er studien gjennomgått av de mest sentrale intervjupersonene. Disse har hatt tilgang til primære datakilder i hver av sine organisasjoner. For det andre er selve studien løpende fagfellevurdert av prosjektdeltakerne Dr. polit Marit Reitan (NTNU), Dr. polit Sjur Kasa (Cicero/UiO), doktorand Anders Underthun (NTNU). Disse har gitt løpende innspill og korreksjoner, herunder flere runder på de siste utkastene til manus. For det tredje er studiens sluttmanus gjennomgått og kommentert av Professor Hilmar Rømmetvedt (UiS/IRIS), som del av prosjektets faglige kvalitetssikring.