

■ [www.energy.sintef.no](http://www.energy.sintef.no) ■



**SINTEF Energiforskning AS**

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

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:  
NO 939 350 675 MVA

# TEKNISK RAPPORT

SAK/OPPGAVE (tittel)

**Landbasert bruk av naturgass – Distribusjonsløsninger**

SAKSBEARBEIDER(E)

Einar Jordanger, Mona J. Mølnvik, Per Magne Einang,  
Geir Owren, Bjørn Grinden, Grethe Tangen

OPPDRAAGSGIVER(E)

Enova SF

TR NR. <b>TR A5650</b>	DATO <b>2002-05-31</b>	OPPDRAAGSGIVER(E)S REF. <b>Magnar Førde</b>	PROSJEKTNR. <b>12X215</b>
ELEKTRONISK ARKIVKODE		PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.) <b>Bjørn Bakken</b>	GRADERING <b>Åpen</b>
ISBN NR. <b>82-594-2311-1</b>	RAPPORTTYPE <b>-</b>	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.) <b>Petter Støa</b>	OPPLAG      SIDER <b>20              106</b>
AVDELING <b>Energisystemer</b>		BESØKSADRESSE <b>Sem Sælandsvei 11</b>	LOKAL TELEFAKS <b>73 59 72 50</b>

RESULTAT (sammendrag)

## STIKKORD

EGENVALGTE	Naturgass	Distribusjon
	Konverteringsmarked	Skipsbasert gasstransport



## SAMMENDRAGSRAPPORT

### S 1 PROSJEKTETS MOTIVASJON OG MÅLSETTING

Regjeringen stimulerer til økt bruk av naturgass innenlands, samtidig som økningen i energiforbruket skal reduseres mest mulig. Økt bruk av naturgass til energiformål kan derfor føre til redusert forbruk av andre energibærere, og utnyttelse av eksisterende infrastruktur må tas med i betraktningene. Introduksjon av naturgass fører til at behovet for optimalisering av energiforbruk med hensyn til kostnader og miljøkonsekvenser blir enda større enn tidligere.

#### S 1.1 Grunnleggende premisser

Enovas energimål og Stortingets innstilling nr 59 har lagt de grunnleggende premisser for arbeidet:

Enovas energimål (anno 2001)

Enovas energimål
<ul style="list-style-type: none"><li>■ å avgrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen blir overlatt til seg selv</li><li>■ å bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010</li><li>■ å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010</li><li>■ å medvirke til miljøvennlig bruk av naturgass innenlands</li></ul>

Skal vi gå nærmere inn på det litt uspesifiserte målet om økt bruk av naturgass i fastlandsnorge, bør vi stille oss følgende spørsmål:

- Hvor bør vi utnytte naturgassen, hvordan, til hvilket formål og i hvilket omfang?
- Hvordan bør gassen transporteres fra der den finnes til identifisert/lokalisert område?

Sitater fra Stortingets Innstilling nr 59 angående naturgass

Hva sa Stortinget i Innst.nr.59
<ul style="list-style-type: none"><li>■ "satsing på naturgass hører med som en del av omleggingen i likhet med nye fornybare energikilder i flere tilfeller kan erstatte andre og mer forurensende energikilder"</li><li>■ "støtte til naturgassprosjekter må tildeles på grunnlag av at det kan dokumenteres en klar miljøgevinst både lokalt og i forhold til globale klimagassutslipp"</li></ul>

I flere regioner i Norge planlegges det økt bruk av/introduksjon av naturgass (i ulike former) til ulike bruksformål. Ulike interessegrupper argumenterer for egne synspunkter. Hvor optimale er disse planene i et helhetlig perspektiv?

Det fremtidige energisystemet i Norge må planlegges og utformes så kostnadseffektivt som mulig, med vektlegging på miljømessige konsekvenser, basert på en helhetlig, nøytral systemforståelse.

## **S 1.2 Målsetning**

Hovedmålet for prosjektet har vært:

- Å vurdere hvordan økt bruk av naturgass skal innpasses i eksisterende og planlagt energisystem på en optimal måte.

Hensikten med studien har vært å belyse hvordan Enova best skal forvalte de offentlige midlene som stilles til rådighet for å medvirke til et kostnadseffektivt og mest mulig miljøvennlig energisystem.

## **S 2 MILJØGEVINST VED OVERGANG FRA FYRINGSOLJE OG KULL TIL GASS**

### **S 2.1 CO<sub>2</sub>**

CO<sub>2</sub>-utslippene avgjøres av forholdet mellom hydrogen og karbon i brenselet (C/H-forhold) og virkningsgraden til prosessen der det anvendes. I kraftproduksjon vil en overgang fra kull til naturgass påvirkes av begge disse faktorene. Siden naturgass i hovedsak består av metan, kan CO<sub>2</sub>-utslippene for kull og olje sammenliknes med CO<sub>2</sub>-utslippene fra metan. Ved å substituere kull med naturgass vil CO<sub>2</sub>-utslippene reduseres med en faktor 1,7. Da er det ikke hensynet til en forbedret virkningsgrad tatt med i betraktningen. En substitusjon av destillatolje med naturgass reduserer CO<sub>2</sub>-utslippene med en faktor på 1,3.

### **S 2.2 NO<sub>x</sub>**

For å klare fremtidige forpliktelser vil det være nødvendig å gjøre noe med NO<sub>x</sub>-utslippene fra skipstrafikken. Sjøfartsdirektoratet har estimert totalt potensiale for reduksjon av NO<sub>x</sub> utslipp fra skipstrafikken til 27 000 tonn årlig gjennom et sett av ulike tiltak. Substituering av diesellole med gass har et stort potensiale i denne sektoren.

## **S 3 MARKED FOR NATURGASS I NORGE**

### **S 3.1 Energiformål og som råstoff i industrielle prosesser**

Markedet for anvendelse av naturgass i Norge er i hovedsak energimarkedet og naturgass til bruk i industrielle prosesser. Dette kan i stor grad karakteriseres som et konverteringsmarked fra olje/kull produkter til bruk av naturgass. Energibruk er knyttet til hvor folk bor og arbeider. Ca 75 prosent av Norges befolkning bor langs vår langstrakte kyst.

Erfaring fra Europa viser at 20 - 30% av energiforbruket over tid kan konverteres til naturgass. Dersom dette overføres til Norge, vil det være riktig å trekke ut kraftkrevende industri før man gjør en slik analyse. Det totale energiforbruket i Norge i 1999 var 239,4 TWh. Av dette gikk 66,7 TWh til kraftkrevende industri. Dersom man tar 20% av det resterende energiforbruket, blir det ca. 35 TWh som tilsvarer 3,5 milliarder  $\text{Sm}^3/\text{år}$ . Gassforbruket til ett gasskraftverk med ytelse 800 MW / 6 TWh<sub>el</sub> (som Industrikraft Midt-Norge sitt anlegg i Skogn) er til sammenligning 1,15 milliarder  $\text{Sm}^3/\text{år}$ . Gassproduksjonen i Norge var ca. 50 milliarder  $\text{Sm}^3$  2001.

### **S 3.2 Konverteringsmarked**

Man vil i første omgang benytte naturgass som substitutt for fyringsolje der gassen blir tilgjengelig. Derfor ser vi ikke at naturgass vil komme inn som en konkurrent til nye fornybare energikilder. Aktuelle områder for substituering:

1. naturgass som substitutt for fyringsolje
2. naturgass som substitutt for deler av transportsektoren (kystfartøyer)
3. naturgass til energiproduksjon (kraftvarme)

### **S 3.3 Gasspris og transportkostnad**

Kostnaden for å forsyne en sluttbruker med naturgass består av to hovedelementer:

- gasspris
- transportkostnad.

Gjennomføring av EUs gassmarkedsdirektiv i Norge, og samordning av eierskap i gasstransport-systemet på norsk sokkel vil kunne påvirke både gasspris og transportkostnad. Rapporten konsentrerer seg i hovedsak om transportkostnader for ulike distribusjonsløsninger, men gassprisen, og en eventuell forskjell i pris for rørgass og LNG, er også diskutert.

## **S 4 INFRASTRUKTUR FOR NATURGASS I NORGE**

Rapporten belyser ulike løsninger for å transportere gass med fokus på det som er aktuelt på nasjonalt nivå. Men ettersom volummarkedet for naturgass er knyttet til spesifikke virksomheter, må beslutning om utbygging av infrastruktur baseres på lokale vurderinger.

### **S 4.1 Rørbasert transport**

Ved transport av gass i rør opereres det med tre nivå:

- Høytrykksrør (HP) som har typisk designtrykk på 200 bar og som kan være fra 10" til 30" (60") i diameter.
- Grenrør (HP) er siderør fra hovedrøret med typisk diameter 4 - 8".
- Lavtrykksrør (LP): typisk 4 bar og (1)4 - 10" i diameter.

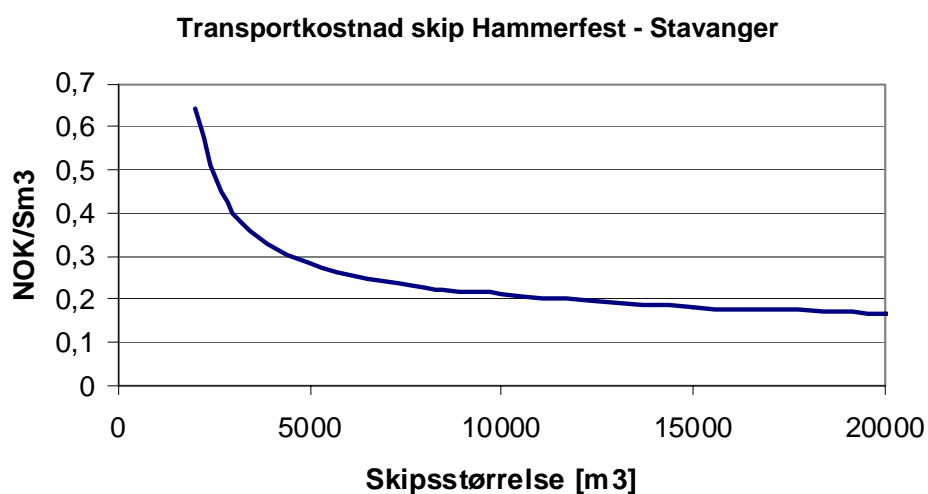
## S 4.2 Bulktransport

Bulktransport betyr i første rekke distribusjon med skip. Distribusjon av LNG med skip er et spesialisert marked innen skipstransport. På grunn av lastens egenskaper, karakteriseres skipene som spesialskip med avansert tankutforming og lasthåndteringssystem. Dette bidrar til høy investeringskostnad med tilhørende kapitalkostnader i driftsfasen.

Det vil være en betydelig stordriftsfordel knyttet til valg av tonnasje og optimal drift av denne. Med utgangspunkt i egne beregninger, kontrollert mot tall fra Fearnleys, kan transportkostnader med LNG skip illustreres ved figuren nedenfor. Eksempelet som er benyttet er transport av LNG fra Hammerfest til Stavanger med forskjellige skipstørrelser.

Forutsetning som ble benyttet for beregninger som ligger til grunn for figuren er:

- markedsrater for LNG skip benyttet som grunnlag (TC<sup>1</sup> rater fra rederier og meglere)
- antar 15 - 20 års certerparti
- tar utgangspunkt i dagens priser på nybygg, 20 års nedskrivningstid og en kalkulasjonsrente på 7%
- benytter dagens priser på brennstoff



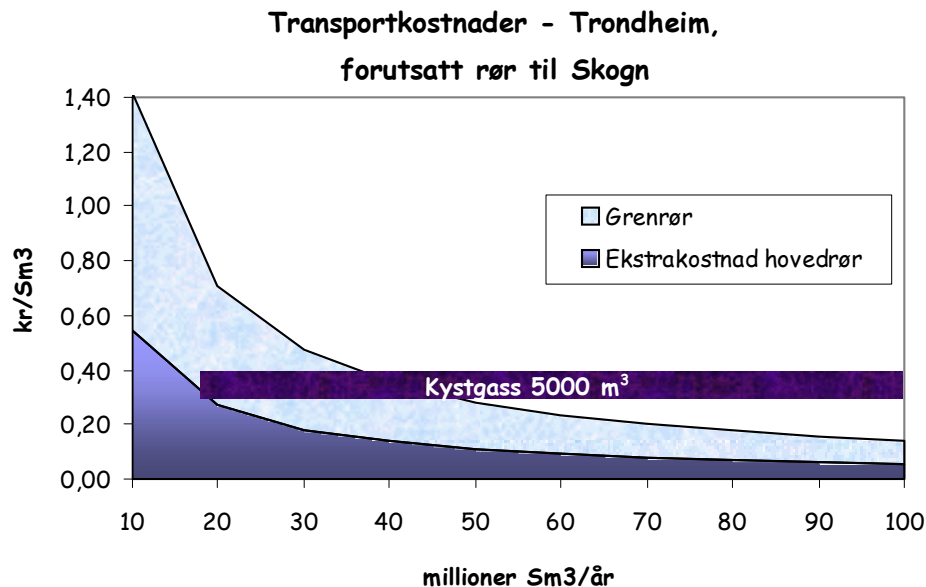
## S 4.3 Sammenligning av transportkostnader

Sammenligning av transportkostnader viser at kostnaden for bulktransport er tilnærmet lineært avhengig av overført volum, mens avstanden har mindre betydning (figuren ovenfor viser spesifikke kostnader som funksjon av skipstørrelse). Kostnadskarakteristikken for rørbasert transport er omvendt, økt volum gir relativt lave marginalkostnader mens kostnadene øker tilnærmet lineært med avstanden. Ettersom gass kan overføres i ulike transportmedier, er analysen av logistikken viktig får å optimalisere gassforsyning til ulike steder.

<sup>1</sup> TC = Time Charter-party (=certerparti)  
12X215



For å konkretisere diskusjonen om gass bør distribueres i rør eller i bulk, er det gjennomført kostnadsberegninger for å forsyne Trondheim med naturgass. Figuren nedenfor illustrerer kostnadssammenligningen som forutsetter at det legges et hovedrør fra Tjeldbergodden til Skogn.



Figuren viser at dersom man allerede har et rør til Skogn, kan man med noe volum transportere gass via grenrør til Trondheim til en fornuftig pris. Dersom mengden er liten vil det være andre alternativer som kan være aktuelle. Et skip vil kunne betjene Trondheim i tillegg til andre mottakssteder. Båndet for transportkostnad til kystgass viser laveste nivå ved full utnyttelse av skipets kapasitet, mens øverste nivå tilsvarer 80% utnyttelse. Som figuren indikerer kan kystgass være aktuelt for Trondheim helt ned i volum til under 20 millioner Sm³/år forutsatt at skipet har andre områder å betjene i tillegg, som dekker opp skipets kapasitet.

#### S 4.4 Eierstruktur

Eierstruktur innenfor distribusjon og salg av gass vil påvirke prioriteringene mellom de ulike energibærerne. I tillegg vil det være ulike insitamenter for rørbasert og bulkbasert distribusjon, jfr kraftnett kontra distribusjon av f eks bensin og olje. På samme måte som for kraftnettet vil gassdistribusjonsnettet være et naturlig monopol. Rapporten diskuterer ulike konsekvenser ved dette.

Aktuelle aktører for distribusjon i Norge kan være:

- nyetablerte private aksjeselskaper
- eksisterende energiselskaper
- eksisterende energiverk
- rederier (skipsbasert transport fram til et lageranlegg med eventuell lokal rørdistribusjon)
- transportselskaper (bulktransport med bil)

Disse aktørene vil agere ulikt i markedet, avhengig av egeninteressen av å promotere naturgass, eventuelt i konkurranse med andre energibærere de har i sin portefølje.

## **S 5 OPTIMALISERING AV ENERGITRANSPORT**

For å gjøre optimale valg av løsninger for gassdistribusjon og sammenholde disse med alternative energibærere vil det være nyttig med ulike databaserte verktøy. Rapporten skisserer noen slike muligheter.

Med utgangspunkt i studiens formål å danne et grunnlag for Enovas strategi relatert til miljøvennlig introduksjon av naturgass til stasjonært bruk i Norge har den gitt noen klare føringer. Noen av hovedelementene er relatert til det potensielle marked for bruk av naturgass og dets fragmenterte fordeling over landet og i hovedsak lokalisert i relativ kort avstand til sjø. Store deler av det potensielle markedet er konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass. Dette til industrielt bruk, næringsbygg og i eksisterende nær- og fjernvarmeinstallasjoner. På kort sikt er det et relativt lite marked for varmedimensjonerte kraftvarmeverk i størrelse fra noen hundre kW opp til 10 MW.

## **S 6 STRATEGISKE KONSEKVENSER**

### **S 6.1 Rørgass eller LNG**

Rapporten viser at det er relativt få steder i Norge som har et grunnlag for tilførsel av naturgass via hovedrørledninger fra gassfelt eller via ilandføringssteder. Få av disse stedene har per dato bygget opp et marked for bruk av naturgass, og gir dermed et svært lite tilfredsstillende grunnlag for økonomisk drift av en hovedrørledning. Sett i lys av dette faktum vil alternativet med distribusjon av naturgassen i flytende form (LNG) ved hjelp av LNG skip, være den økonomisk beste løsning for en introduksjonsperiode som kan strekke seg over 8 til 15 år. Hovedforutsetningene for en slik løsning er at det bygges opp et marked for bruk av naturgass basert på LNG distribusjon på flere steder langs kysten samtidig, og som totalt utgjør det volum som kreves for lønnsom drift.

### **S 6.2 Gradvis introduksjon med LNG**

Distribusjon og introduksjon av naturgass via en LNG kjede vil danne grunnlag for miljøvennlig bruk. Det danner grunnlag for småskala bruk, konverteringsløsninger fra tungolje/lettolje/diesel til naturgass for et totalt sett større marked. Lavtrykks spredenett fra LNG mottaksanlegg på land kan utvikles lokalt og danne grunnlag for sammenknytting til større nett etter som markedet utvikles. På de få stedene som har markedsgrunnlag for tilknytning til et hovedrør så danner dette grunnlag for at et hovedrør kan utbygges og introduseres ved det tidspunktet en oppnår lønnsomt omsetningsvolum.

Et viktig element i en strategi basert på LNG distribusjon er tilgang på LNG. Det bygges nå ut to nye anlegg for LNG produksjon på Vestlandet, samt at det forventes at LNG-anlegget på Melkøya ved Hammerfest blir realisert.

## **S 7 PRAKTISKE KONSEKVENSER FOR ENOVAS STRATEGI**

I oppbygging av infrastruktur for et miljøvennlig marked for naturgass er det en del elementer som i startfasen vil kreve investeringer som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dog vil disse investeringene være av en helt annen størrelsesorden enn for utbygging av infrastruktur basert på tilførsel via hovedrørledninger. Elementer som Enova bør vurdere å etablere støtteordninger for er relatert til:

- Mottaksanlegg
  - der LNG blir levert fra skip til landanlegg for videre distribusjon av naturgass via lokalt rørnett eller via LNG-tankbil
  - mottaksanlegg kan være tilpasset både store punktbrukere for industrielle prosesser eller tilpasset flere ”storbrukere”. Storbrukere kan også være energitilførsel til fjernvarmeanlegg i utgangspunktet basert på andre former for energi
- Varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
  - oppbygging av varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
  - kraftvarmeverk basert på naturgass som støtte til ”problematiske” radialer i elforsyningen
- Distribusjon
  - utbygging av lokale distribusjonssystemer basert på lavtrykksrørnett
  - vurdere lavtrykkspredenett for husholdninger sett i sammenheng med bruk av elektrisk energi eller vannbåren varme
- Konverteringsutstyr
  - støtte til investeringer knyttet til konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass

Alle elementer her vil være relatert til en total energiforståelse og lokale forutsetninger for en balansert tilførsel og bruk av energi. Konsekvensen av dette er at eventuell investeringstøtte må vurderes individuelt fra prosjekt til prosjekt.



## INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
SAMMENDRAGSRAPPORT .....	3
1 INNLEDNING .....	15
1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET .....	15
1.2 OM PROSJEKTET .....	16
1.3 KORT OM ENERGIBRUK I NORGE.....	17
1.4 OMLEGGING AV ENERGIBRUK OG ENERGIPRODUKSJON.....	18
1.5 SAMFUNNSØKONOMISKE KRITERIER .....	18
2 NATURGASS .....	19
2.1 KARAKTERISTISKE EGENSKAPER .....	19
2.2 RESERVOARER .....	21
2.3 RØRLEDNINGER OG ILANDFØRINGSSTEDER .....	21
2.3.1 Eksisterende rørledninger til utlandet .....	21
2.3.2 Eksisterende ilandføringssteder i Norge .....	22
2.3.3 Fremtidige ilandføringssteder .....	23
2.4 MILJØGEVINST VED OVERGANG FRA FYRINGSOLJE OG KULL TIL GASS .....	23
3 MARKED FOR NATURGASS I NORGE .....	25
3.1 NATURGASS TIL ENERGIBRUK.....	25
3.1.1 Estimat av markedet for naturgass i Norge.....	28
3.2 KONKURRERENDE ENERGIKILDER/-BÆRERE .....	28
3.3 GASSPRIS OG TRANSPORTKOSTNAD .....	28
3.3.1 Transportkostnad .....	29
3.3.2 Gasspris.....	30
4 INFRASTRUKTUR FOR NATURGASS – DISTRIBUTJON I NORGE .....	32
4.1 RØRTRANSPORT .....	32
4.1.1 Høytrykksrør for gasstilførsel (ilandføring) .....	32
4.1.2 Høytrykksgrenrør for regional tilførsel .....	33
4.1.3 Lavtrykksrør for lokal distribusjon av gass .....	33
4.2 BULKTRANSPORT.....	35
4.2.1 Distribusjon med skip .....	35
4.2.2 Distribusjon med bil eller jernbane.....	37
4.3 SAMMENLIGNING AV TRANSPORTKOSTNADER .....	38
4.3.1 Rør- og ledningsbunden overføring kontra bulktransport .....	38
4.3.2 Grenrør/LNG kystskip .....	39
4.3.3 Sammenligning mellom gassdistribusjon og kraftoverføring.....	40
4.4 EIERSTRUKTUR I GASSDISTRIBUTJON .....	41
4.4.1 Rørtransport – et naturlig monopol.....	42
4.5 VALG AV TRANSPORTLØSNINGER .....	45
4.6 ANALYSEMODELL FOR ENERGITRANSPORTSYSTEMER.....	48
5 EKSEMPLER (CASE-STUDIER).....	51
5.1 TRØNDELAG .....	51
5.1.1 Eksisterende planer .....	51
5.1.2 Energistatistikk og –prognoser .....	53

5.1.3	Potensialet for bruk av naturgass i Trøndelag.....	57
5.2	HAUGALANDET/NORD-JÆREN.....	61
5.3	GRENLAND/OSLOFJORD-OMRÅDET .....	62
6	STRATEGISKE KONSEKVENSER.....	63
6.1	PRAKTISKE KONSEKVENSER FOR ENOVAS STRATEGI.....	64
7	REFERANSER OG LITTERATUR .....	65
7.1	INTERNETT-REFERANSER .....	67
	VEDLEGG 1: ENERGIPLANLEGGING .....	69
	V1.1 PROGNOSE AV ENERGIBRUK.....	69
	V1.2 OPPDEKNINGSPLANLEGGING .....	77
	VEDLEGG 2: DETALJERT ENERGISTATISTIKK FOR TRONDHEIMSREGIONEN.....	91
	VEDLEGG 3: MØTER MED GASSAKTØRER I TRONDHEIM OG HAUGESUND .....	97
	V3.1 BEDRIFTER/INSTITUSJONER I TRONDHEIM 1 FEBRUAR 2002 .....	97
	V3.2 BEDRIFTER/INSTITUSJONER PÅ HAUGALANDET 8 FEBRUAR 2002 .....	98
	V3.3 TIDLIGERE STUDIER .....	99
	V3.4 SPØRRESKJEMAET.....	101

## FAKTARUTER

		Side
Faktarute 1-1	Enovas energimål (anno 2001).....	15
Faktarute 1-2	Sitater fra Stortingets Innstilling nr 59 angående naturgass.....	15
Faktarute 1-3	Energibruk i Norge og noen utvalgte land .....	17
Faktarute 1-4	Regjeringens strategi for bruk av energi i Norge (anno 1999).....	18
Faktarute 2-1	Bestanddelene i naturgass .....	19
Faktarute 2-2	Begreper og omregningsfaktorer .....	19
Faktarute 2-3	Miljømessige egenskaper .....	20
Faktarute 2-4	Transport- og lagringsmuligheter .....	20
Faktarute 2-5	Eksisterende ilandføringssteder for naturgass i Norge.....	22
Faktarute 2-6	Planlagte ilandføringssteder i Norge for naturgass .....	23
Faktarute 2-7	Brennverdi, C/H forhold og CO <sub>2</sub> -utslipp for ulike brensler .....	23
Faktarute 2-8	Miljøgevinst NO <sub>x</sub> .....	24
Faktarute 3-1	Naturgass som energibærer .....	25
Faktarute 3-2	Naturgass til industrielle formål .....	25
Faktarute 3-3	Gassandel av totalt energibruk i Norge og noen utvalgte land.....	27
Faktarute 3-4	Gasstransport-kostnad .....	30
Faktarute 3-5	Gasspriser i Europa .....	31
Faktarute 4-1	Transportkostnad i høytrykksrør (eksempel).....	33
Faktarute 4-2	Kostnader ved etablering av lavtrykksrør for lokal distribusjon .....	34
Faktarute 4-3	LNG skip og marked .....	35
Faktarute 4-4	Transportkostnad skip, avhengig av skipsstørrelsen .....	36
Faktarute 4-5	Transportkostnader for LNG avhengig av utnyttelsesgrad .....	37
Faktarute 4-6	Ledningsbundet kontra bulkbasert transport (funksjon av volum og avstand) ...	38
Faktarute 4-7	Energi- og elektrisitetstetthet.....	38
Faktarute 4-8	Sammenlikning av transportkostnader for mindre kvanta (eksempel).....	40
Faktarute 4-9	Sammenlikning mellom gassdistribusjon og kraftoverføring .....	41





## 1 INNLEDNING

### 1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET

Regjeringen stimulerer til økt bruk av naturgass innenlands, samtidig som økningen i energiforbruket skal reduseres mest mulig. Økt bruk av naturgass til energiformål kan derfor føre til redusert forbruk av andre energibærere, og utnyttelse av eksisterende infrastruktur må tas med i betraktningene. Introduksjon av naturgass fører til at behovet for optimalisering av energiforbruk med hensyn til kostnader og miljøkonsekvenser blir enda større enn tidligere.

Flertallet i Stortingets energi- og miljøkomite har stilt seg bak de spesifikke målene for arbeidet med energiomleggingen (Innstilling S. nr. 122 (1999 - 2000)). Flertallet gikk også inn for at det skulle bevilges 5 milliarder kroner over 10 år for å understøtte omleggingen. Disse spesifikke målene som er gjengitt i faktarute 1-1 ligger til grunn for Enovas arbeid.

Faktarute 1-1 Enovas energimål (anno 2001)

<b>Enovas energimål</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ å avgrense energiforbruket vesentlig mer enn om utviklingen blir overlatt til seg selv</li><li>■ å bruke 4 TWh mer vannbåren varme årlig basert på fornybare energikilder, varmepumper og spillvarme innen 2010</li><li>■ å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010</li><li>■ å medvirke til miljøvennlig bruk av naturgass innenlands</li></ul>

Skal vi gå nærmere inn på det litt uspesifiserte målet om økt bruk av naturgass i fastlandsnorge, bør vi stille oss følgende spørsmål:

- Hvor bør vi utnytte naturgassen, hvordan, til hvilket formål og i hvilket omfang?
- Hvordan bør gassen transporteres fra der den finnes til identifisert/lokalisert område?

Faktarute 1-2 Sitater fra Stortingets Innstilling nr 59 angående naturgass

<b>Hva sa Stortinget i Innst.nr.59</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ "satsing på naturgass hører med som en del av omleggingen i likhet med nye fornybare energikilder i flere tilfeller kan erstatte andre og mere forurensende energikilder"</li><li>■ "støtte til naturgassprosjekter må tildeles på grunnlag av at det kan dokumenteres en klar miljøgevinst både lokalt og i forhold til globale klimagassutslipp"</li></ul>

I flere regioner i Norge planlegges det økt bruk av/introduksjon av naturgass (i ulike former) til ulike bruksformål. Ulike interessegrupper argumenterer for egne synspunkter. Hvor optimale er disse planene i et helhetlig perspektiv?

Det fremtidige energisystemet i Norge må planlegges og utformes så kostnadseffektivt som mulig, med vektlegging på miljømessige konsekvenser, basert på en helhetlig, nøytral systemforståelse.

## 1.2 OM PROSJEKTET

Med bakgrunn i det som er angitt ovenfor ble følgende hovedmål for prosjektet definert:

- Å vurdere hvordan økt bruk av naturgass skal innpasses i eksisterende og planlagt energisystem på en optimal måte.

Hensikten med studien har vært å belyse hvordan Enova best skal forvalte de offentlige midlene som stilles til rådighet for å medvirke til et kostnadseffektivt og mest mulig miljøvennlig energisystem. Prosjektet ble avsluttet i mai 2002.

Enova engasjerte et team fra SINTEF Energiforskning og MARINTEK til å framskaffe fakta og bistå i Enovas strategidiskusjon angående naturgass. I prosjektperioden har det vært et tett samarbeid med hyppige prosjektmøter mellom Enova og kjerneteamet fra SINTEF. De mest sentrale personene har vært Magnar Førde (fra Enova) og Geir Owren, Mona J. Mølnvik, Per Magne Einang og Einar Jordanger. Rapporten er ført i pennen og utgitt av SINTEF som en fortrolig rapport til Enova. Enova har valgt å publisere innholdet i sammendragsrapporten og hovedrapporten på internett, mens ytterligere detaljer kan finnes i vedlegg.

Prosjektet ble gjennomført i to faser. I fase 1 fram til 1 mars 2002 ble det fokusert på å skaffe tilveie realistiske kostnadstall for distribusjon av naturgass, og evaluere eksisterende planer med angitt behov for naturgass i to utvalgte regioner i Norge, hhv Trondheimsregionen og Haugalandet. I fase 2 ble Oslofjord-området inkludert som en tredje utvalgt region. Ulike forslag til hvilke virkemidler Enova bør benytte for å nå sine naturgass-mål ble vurdert og beskrevet.

Delmål :

- skaffe tilveie realistiske kostnadstall for distribusjon av naturgass, basert på to utvalgte regioner i Norge som demonstrasjonsobjekter,
- vurdere behov for naturgass i de valgte regionene,
- finne optimal gassdistribusjons-teknologi for de to regionene,
- dokumentere metodikken, slik at potensialet for naturgass i andre regioner kan undersøkes.

Tidlig i prosjektet ble det bestemt at prosjektgruppen skulle innhente opplysninger om erfaringene fra gassdistribusjonen på Haugalandet, og planene om ulike grenrørløsninger fra Trønderpipe, ved å invitere aktuelle aktører til raske, effektive intervjuer/presentasjoner. Spørreskjema som ble utsendt på forhånd, og oversikt over hvilke bedrifter/institusjoner som møtte er gitt i vedlegg 3, mens kapittel 5 gir en del informasjon fra de utvalgte regionene. I løpet av prosjektperioden ble det bestemt at også naturgass-planer i Oslofjord-området skulle kartlegges.

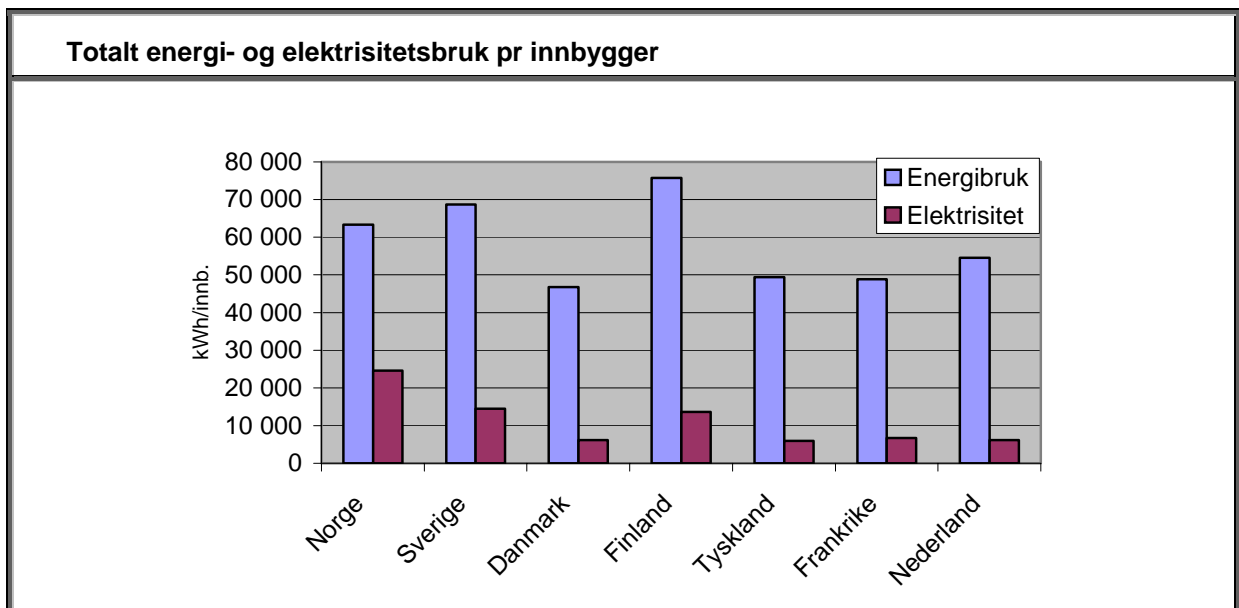
For å kvalitetssikre kostnadsberegningene for gasstransport i høytrykks hoved- og grenrør, har Reinertsen bidratt som underleverandør i prosjektet.

For alle kostnadsberegninger er det viktig å påpeke at det er snakk om kostnadsoverslag for å avdekke hovedtrekk og gjøre sammenlikninger av ulike alternativer, det er ikke beregninger som skal danne grunnlag for investeringsbeslutninger

### 1.3 KORT OM ENERGIBRUK I NORGE

Energiforbruket per innbygger i Norge er sammenlignbart med nivået i de andre nordiske landene. I Norge distribueres en betydelig større andel av energibehovet som elektrisitet. En relativt stor andel av elforbruket går til kraftintensiv industri. Grunnlaget for denne industrien var tilgang på rimelig vannkraft. Utbygging av vannkraft ble brukt som et industripolitisk virkemiddel. Inntil for noen år siden har vi hatt tilstrekkelige mengder vannkraft til relativt lave priser. Dette har ført til at for eksempel oppvarming, som i andre land oftest dekkes med andre energibærere, for en stor del dekkes av elektrisitet.

Faktarute 1-3 Energibruk i Norge og noen utvalgte land



## 1.4 OMLEGGING AV ENERGIBRUK OG ENERGIPRODUKSJON

Selv med satsing på ENØK som har vært prioritert av myndighetene de siste 20 årene fortsetter veksten i energiforbruket. Myndighetenes mål og utfordringer slik de er formulert i Stortingsmelding nr 29 – 1998 - 99 er gjengitt i faktarute 1-4.

Faktarute 1-4 Regjeringens strategi for bruk av energi i Norge (anno 1999)

<b>Stortingsmelding nr 29 – 1998 – 99 Om energipolitikken</b>
Regjeringen vil: <ul style="list-style-type: none"><li>■ Begrense energiforbruket</li><li>■ Redusere bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål</li><li>■ Stimulere til bruk av vannbåren varme</li><li>■ Satse på bioenergi, varmepumper, spillvarme og vindkraft</li><li>■ Øke avgiftene på olje og elektrisk energi</li></ul>

## 1.5 SAMFUNNSØKONOMISKE KRITERIER

Enova skal stimulere til mer effektiv bruk og distribusjon av energi. Omlegging av energibruk til alternative energibærere krever høye initialkostnader til nødvendig infrastruktur. Slike investeringer vil bare unntaksvis være bedriftsøkonomisk lønnsomme før et nytt marked er bygget opp tilstrekkelig og offentlige støtteordninger bør derfor settes inn for å bidra til ”fødselshjelp”. Mulige konsekvenser av ordningene bør vurderes basert på samfunnsøkonomiske kriterier.

Finansdepartementet har utarbeidet en veileder for hvordan samfunnsøkonomiske utredninger av tiltak i offentlig virksomhet bør utformes [1]. Hovedformålet med samfunnsøkonomiske analyser er å klarlegge og synliggjøre konsekvensene av tiltak før beslutninger fattes. I følge Finansdepartementet bør anbefalingene i denne veiledningen i størst mulig grad benyttes i nytte-kostnadsanalyser, kostnadseffektivitetsanalyser og kostnads-virkningsanalyser, eventuelt supplert med en noe mer detaljert veiledning tilpasset de aktuelle fagområder og problemstillinger.

## 2 NATURGASS

### 2.1 KARAKTERISTISKE EGENSKAPER

Faktarute 2-1 Bestanddeler i naturgass

Naturgass
<p>Naturgass, slik den utvinnes fra gassfeltene kalles ofte <u>rikgass</u>, og består av:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Metan (<math>C_1</math>)</li> <li>■ Etan (<math>C_2</math>)</li> <li>■ Propan (<math>C_3</math>)</li> <li>■ Butan (<math>C_4</math>)</li> <li>■ Pentaner og tyngre fraksjoner, også kalt <math>C_5+</math></li> <li>■ Naturbensin</li> <li>■ Kondensat</li> </ul> <p>Rikgassen prosesseres (f eks på Kårstø eller på Kollsnes) til:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Tørrgass (hovedsakelig metan)</li> <li>■ Våtgass (etan, butan, propan og NGL)</li> </ul> <p>NGL (Natural Gas Liquied) = de bestanddelene av naturgass som er flytende ved atmosfærisk trykk og normale omgivelsestemperatur</p>

Faktarute 2-2 Begreper og omregningsfaktorer

Begreper og omregningsfaktorer	
<p>Olje-, kondensat og gassmengder oppgis i standard kubikkmeter (<math>Sm^3</math>) og NGL mengder oppgis i tonn. De totale ressursene er en kombinasjon av de forskjellige petroleumstypene og oppgis i <math>Sm^3</math> oljeekvivalenter (<math>Sm^3</math> o.e.). Standardbetingelser : 1 atmosfæres trykk og 15 °C.</p>	
1,0 $Sm^3$ olje	$\approx 1,0 Sm^3$ o.e.
1000 $Sm^3$ naturgass	$\approx 1,0 Sm^3$ o.e.
1,0 tonn naturgass	$\approx 1400 Sm^3$
Brennverdi: $H_n \approx 50$ MJ/kg naturgass (100% metan)	
1,0 $Sm^3$ naturgass	$\approx 35,54$ MJ = 9,87 kWh
10 TWh	$\approx 1$ mrd $Sm^3$ naturgass (=1,0 $GSm^3$ naturgass)
1 TWh	$\approx 100$ mill $Sm^3$ naturgass

(Kilde: OED, Faktahefte 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet)

### Faktarute 2-3 Miljømessige egenskaper

Miljøaspekter
Når gass substituerer andre energikilder, reduseres <b>CO<sub>2</sub>-utslippene</b> med en faktor på: bitumiøst kull: ca. 1,7 (virkningsgrad ikke medregnet). destillatolje: ca. 1,3
Når gass substituerer dieselolje til skipstransport, reduseres <b>NO<sub>x</sub>-utslippene</b> med: ca 50 kg NO <sub>x</sub> per 1000 tonn dieselolje (90% reduksjon).

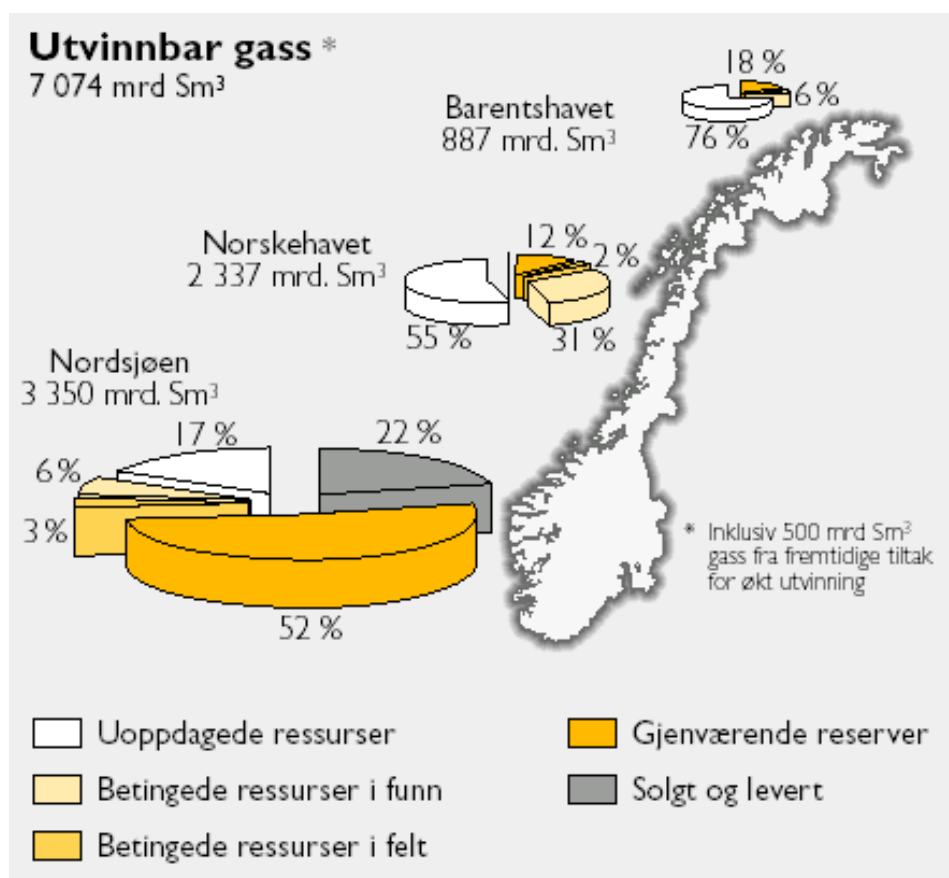
### Faktarute 2-4 Transport- og lagringsmuligheter

Transport og lagringsformer	
Rørbasert transport/distribusjon: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rikgass eller tørrgass (før eller etter prosessering)</li> </ul> Bulkbasert transport/distribusjon (skip, bil, jernbane) og lagring: <ul style="list-style-type: none"> <li>■ LNG (Liquefied Natural Gas) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Nedkjølt tørrgass til <math>-162^{\circ}\text{C}</math> og ved atmosfærisk trykk (flytende, volum redusert med en faktor på ca 600)</li> <li>○ krever energi til nedkjølingsprosessen (ca 5 - 15% av energiinnhold)</li> <li>○ krever isolerte tanker til transport/lagring</li> </ul> </li> <li>■ CNG (Compressed Natural Gas) <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Tørrgass - komprimert til ca 250 bar (gassform, volum redusert med en faktor på ca 300)</li> </ul> </li> <li>■ PNG (Pressurized Natural Gas). Benytter brønntrykk ved direkte lasting fra olje-/gassfelt</li> <li>■ LPG (Liquefied Petroleum Gas) = Propan og Butan</li> </ul>	
Transportkapasitet (eksempler)	
<b>Rør</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hovedrør <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 42" / 160 bar: ~ 20 mrd Sm<sup>3</sup>/år</li> <li>○ 30" / 160 bar: ~ 15 mrd Sm<sup>3</sup>/år</li> <li>○ 16" / 160 bar: ~ 2 mrd Sm<sup>3</sup>/år</li> </ul> </li> <li>■ Grenrør <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 16" / 160 bar: ~ 2 mrd Sm<sup>3</sup>/år</li> <li>○ 4" / 160 bar: ~ 0,2 mrd Sm<sup>3</sup>/år</li> </ul> </li> </ul>	<b>Skip</b> (lastekapasitet pr skip) <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Internasjonal: 135 000 m<sup>3</sup> ~ 80 mill Sm<sup>3</sup></li> <li>■ Nasjonal: 5 000 m<sup>3</sup> ~ 3 mill Sm<sup>3</sup></li> <li>■ Regional: 1 000 m<sup>3</sup> ~ 0,6 mill Sm<sup>3</sup></li> </ul> <b>Bil</b> (lastekapasitet pr bil) <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 46 m<sup>3</sup> ~ 26 000 Sm<sup>3</sup></li> </ul> <b>Jernbane</b> (lastekapasitet pr vogn) <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 120 m<sup>3</sup> ~ 70 000 Sm<sup>3</sup></li> </ul>

## 2.2 RESERVOARER

De totale oppdagede og uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel forventes å utgjøre til sammen nær 13,8 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e, med et usikkerhetsområde mellom 11 og 17,5 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e.

Av dette utgjør det totale utvinnbare potensialet for naturgass (pr.2001-12-31) 7,074 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e. (7 074 mrd  $\text{Sm}^3$  naturgass), der 3,33 mrd  $\text{Sm}^3$  o.e. (3 330 mrd  $\text{Sm}^3$  naturgass) er påviste ressurser og reservoarer. Norsk eksport av naturgass var i 2001 på 50,5 mrd  $\text{Sm}^3$ . Med dagens utvinningstempo vil altså de påviste naturgass-reservoarene være tomme om ca 65 år. En oversikt over norske ressurser er vist i figur 2.1.



Figur 2-1 Oversikt over norske gassressurser (Kilde: OED)

## 2.3 RØRLEDNINGER OG ILANDFØRINGSSTEDER

### 2.3.1 Eksisterende rørledninger til utlandet

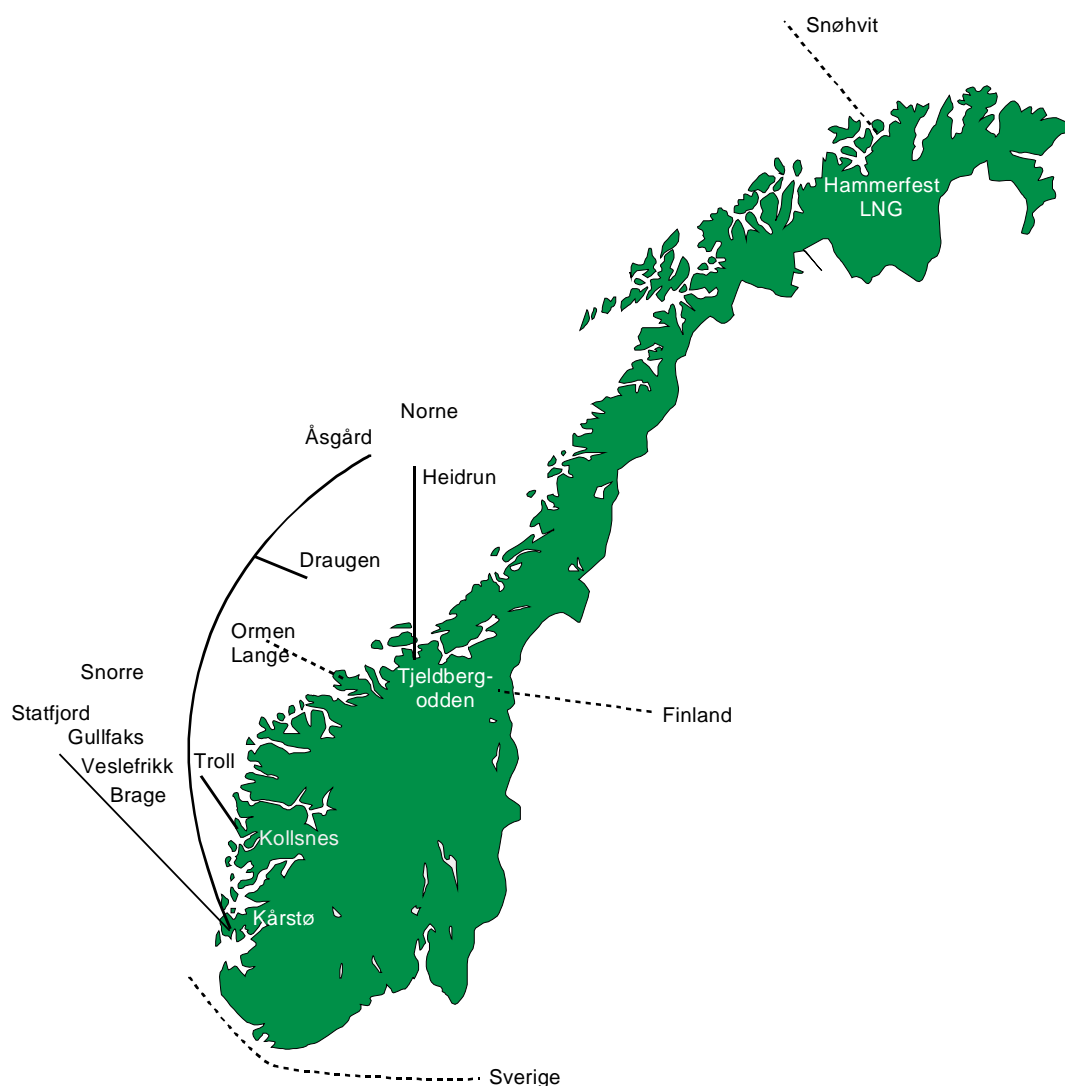
Slik dagens kontinentale europeiske gassmarked fungerer, selges og videreselges norsk gass flere ganger på sin vei fra borehullet til brenneren hos forbrukeren. Norsk eksport skjer gjennom fem rørledninger til Kontinentet med ilandføringspunkter i Emden (Norpipe og Europipe I og II), Zeebrügge (Zeepipe) og Dunkerque (Franpipe). I tillegg er det et rørledningssystem fra Friggområdet til St.Fergus i Skottland. I tillegg vurderes en rørledning til Polen eller Sverige, som eventuelt muliggjør en avgrening til Grenland/Østfold.

### 2.3.2 Eksisterende ilandføringssteder i Norge

Faktarute 2-5 Eksisterende ilandføringssteder for naturgass i Norge

Eksisterende ilandføringssteder
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Statpipe til Kårstø, kapasitet ca. 9 mrd <math>\text{Sm}^3/\text{år}</math> (30")</li> <li>■ Åsgard Transport til Kårstø, kapasitet ca. 20,5 mrd <math>\text{Sm}^3/\text{år}</math> (42")</li> <li>■ Troll gass til Kollsnes, kapasitet ca. ... mrd <math>\text{Sm}^3/\text{år}</math> (30")</li> <li>■ Haltenpipe til Tjeldbergodden, kapasitet ca. 2,2 mrd <math>\text{Sm}^3/\text{år}</math> (16")</li> </ul>

(Kilde: Faktaheftet 2002 Norsk petroleumsvirksomhet)



Figur 2-2 Kart som viser eksisterende og planlagte ilandføringsledninger Norge



### 2.3.3 Fremtidige ilandføringssteder

Faktarute 2-6 Planlagte ilandføringssteder i Norge for naturgass

Planlagte/potensielle ilandføringssteder
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Hammerfest (Snøhvit)</li> <li>■ Møre (Ormen Lange – endelig avgjørelse om ilandføringssted er ikke tatt)</li> <li>■ Grenland/Østfold (Polen/Sverige)</li> </ul>

## 2.4 MILJØGEVINST VED OVERGANG FRA FYRINGSOLJE OG KULL TIL GASS

CO<sub>2</sub>-utslippene avgjøres av forholdet mellom hydrogen og karbon i brenselet (C/H-forhold) og virkningsgraden til prosessen der det anvendes. I kraftproduksjon vil en overgang fra kull til naturgass påvirkes av begge disse faktorene. Siden naturgass i hovedsak består av metan, kan CO<sub>2</sub>-utslippene for kull og olje sammenliknes med CO<sub>2</sub>-utslippene fra metan. Fra faktarute 2-7 ser man at ved å substituere kull med naturgass vil CO<sub>2</sub>-utslippene reduseres med en faktor 1,7. Da er det ikke hensynet til en forbedret virkningsgrad tatt med i betraktningen. En substitusjon av destillatolje med naturgass reduserer CO<sub>2</sub>-utslippene med en faktor på 1,3.

Faktarute 2-7 Brennverdi, C/H forhold og CO<sub>2</sub>-utslipp for ulike brenslers

Brennverdi, CO <sub>2</sub> -utslipp og C/H forhold			
	Metan, CH <sub>4</sub>	Destillatolje	Bitumiøst kull
Nedre brennverdi [MJ/kg]	50	42	32
[g CO <sub>2</sub> /kWh]	197	267	338
H/C-forhold	4	2	mindre enn 0,9
[g CO <sub>2</sub> /kWh]/[g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>CH<sub>4</sub></sub> ]	1	1,3	1,7

For å vise miljøeffekten av å benytte naturgass som substitutt for olje og kull vises et eksempel:

- Dersom 20% av kull og 20% av petroleumsproduktene som benyttes i Norge (eksklusive til kraftkrevende industri) erstattes med naturgass, vil CO<sub>2</sub>-utslippene reduseres med ca. 1 million tonn CO<sub>2</sub> i året.
- Representerer vel 2% reduksjon av totale CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge
- Dette utgjør 16 TWh eller 1,6 GSm<sup>3</sup> naturgass.

NO<sub>x</sub> utslippene fordeles på sektor, der transportsektoren står for det aller meste av utslippene:

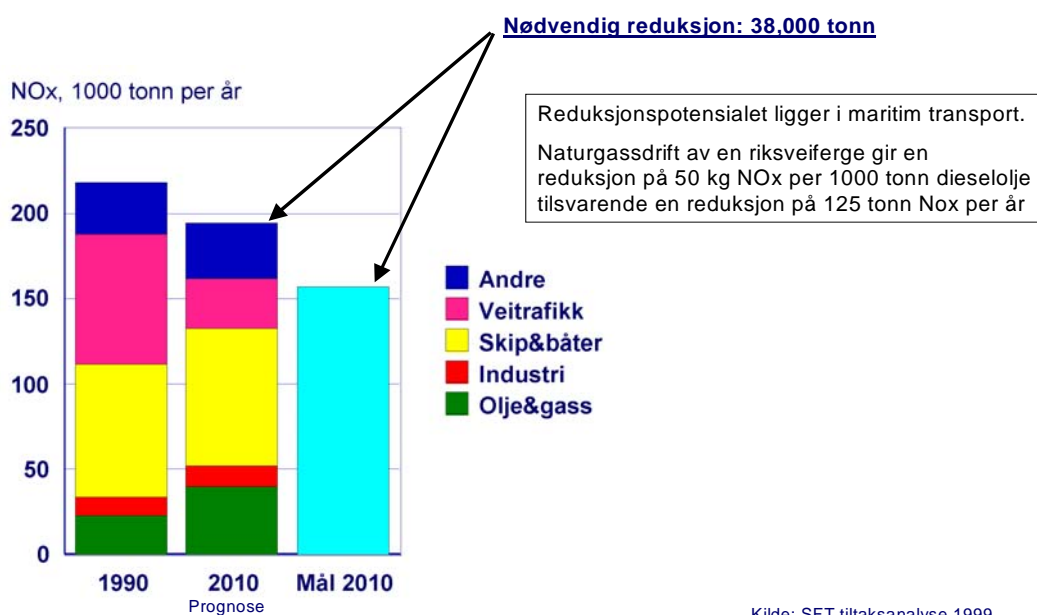
- Så langt er reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp oppnådd i transportsektoren ved innføring av katalysatorer i bilparken.
- For å klare fremtidige forpliktelser vil det være nødvendig å gjøre noe med NO<sub>x</sub>-utslippene fra skipstrafikken. Sjøfartsdirektoratet har estimert totalt potensiale for

reduksjon av NO<sub>x</sub> utslipp fra skipstrafikken til 27 000 tonn årlig gjennom et sett av ulike tiltak. Substituering av dieselolje med gass har et stort potensiale i denne sektoren.

#### Faktarute 2-8 Miljøgevinst NO<sub>x</sub>

##### Miljøgevinst

### Gøteborgprotokollen - norske forpliktelser



Kilde: SFT tiltaksanalyse 1999

### 3 MARKED FOR NATURGASS I NORGE

Markedet for anvendelse av naturgass i Norge er i hovedsak energimarkedet og naturgass til bruk i industrielle prosesser. Dette kan i stor grad karakteriseres som et konverteringsmarked fra olje/kull produkter til bruk av naturgass. Eksempler på anvendelsesområder er vist i faktarute 4-1 og 4-2.

Utvikling av markedet vil være bestemt av prisen sluttbrukerne må betale sammenlignet med alternativene. Myndighetene kan stimulere markedet ved å bidra med investeringsstøtte til infrastruktur. Markedet kan også påvirkes ved å pålegge avgifter, enten på bruk av naturgass eller på konkurrerende energikilder.

#### Faktarute 3-1 Naturgass som energibærer

<b>Naturgass som energibærer kan nyttes til</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ Oppvarming (enten direkte eller i varmesentral tilknyttet fjern-/nærvarmeanlegg)</li><li>■ Produksjon av elektrisitet (storskala gasskraftverk eller mindre kogen-anlegg)</li><li>■ Transportsektoren (skip, ferger, busser, taxi)</li></ul>

#### Faktarute 3-2 Naturgass til industrielle formål

<b>Naturgass til spesifikke industrielle prosesser (eksempler)</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ Petrokjemi</li><li>■ Carbon black</li><li>■ Fiskefor (Norferm har et anlegg på Tjeldbergodden)</li><li>■ Hydrogen</li></ul>

### 3.1 NATURGASS TIL ENERGIBRUK

Potensialet for bruk av naturgass som energikilde/-bærer i Norge er avhengig av dagens energibruk og forventet utvikling, og hvilke energibærere naturgassen med fordel kan substituere. De ulike energibærerne har ulike karakteristika som har betydning for hvilken andel av energibruken det er optimalt at de skal dekke. Samfunnsøkonomisk energiplanlegging må ses i et helhetlig perspektiv. Suboptimale løsninger lokalt gir ikke nødvendigvis optimale løsninger regionalt eller nasjonalt. Dessuten kan naturgass ha annen anvendelse enn som energibærer. Derfor må samlet bruk av naturgass vurderes, ettersom enhetskostnaden både for innkjøpt gass og spesielt for transport er kvantumsavhengig.

Energibruk er knyttet til hvor folk bor og arbeider. Ca 75 prosent av Norges befolkning bor langs vår langstrakte kyst. Området rundt Oslofjorden er tettest befolket, men siden den kraftintensive

industrien ble etablert i tilknytning til utbygging av vannkraften, er energibruk pr innbygger lavere enn i de fylkene som har mye kraftkrevende industri.

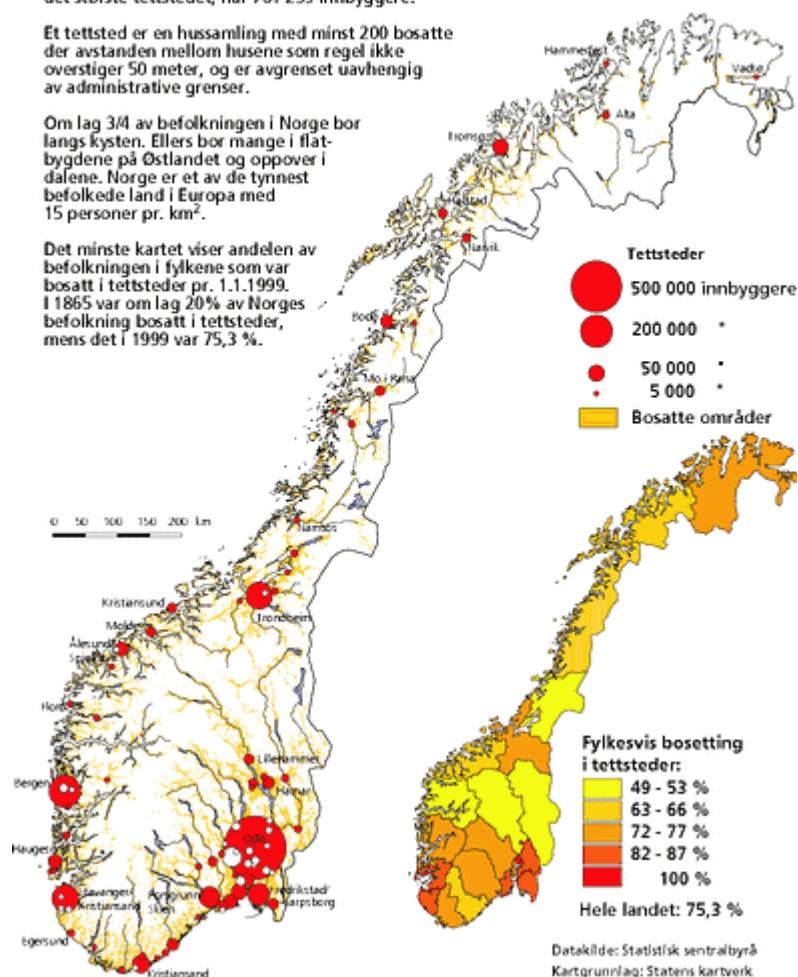
## Bosetting

Kartet viser bosatte områder og antall innbyggere i større tettsteder pr. 1.1.1999. Tettsteder med 5000 eller flere innbyggere er vist med sirkler på kartet. Oslo, som er det største tettstedet, har 761 259 innbyggere.

Et tettsted er en hussamling med minst 200 bosatte der avstanden mellom husene som regel ikke overstiger 50 meter, og er avgrenset uavhengig av administrative grenser.

Om lag 3/4 av befolkningen i Norge bor langs kysten. Ellers bor mange i flatbygdene på Østlandet og oppover i dalene. Norge er et av de tynneste befolkede land i Europa med 15 personer pr. km<sup>2</sup>.

Det minste kartet viser andelen av befolkningen i fylkene som var bosatt i tettsteder pr. 1.1.1999. I 1865 var om lag 20% av Norges befolkning bosatt i tettsteder, mens det i 1999 var 75,3 %.



Figur 3-1 Bosetting i Norge

Faktarute 3-3 Gassandel av totalt energibruk i Norge og noen utvalgte land

Andel bruk av gass i forhold til totalt sluttbruk										
	1989					1997				
	Totalt <sup>1</sup> sluttforbruk	Elektrisitet	Petroleums- produkt	Kol	Gass	Totalt <sup>1</sup> sluttforbruk	Elektrisitet	Petroleums- produkt	Kol	Gass
	<i>Mill. toe</i>		<i>Prosent</i>			<i>Mill. toe</i>		<i>Prosent</i>		
Australia	56,22	18,8	53,1	7,6	14,9	67,55	19,6	52,1	6,3	15,4
Austerrike	20,30	17,5	45,2	7,9	14,2	22,55	18,6	47,6	5,6	16,1
Belgia	32,81	14,7	53,0	10,8	20,3	40,41	15,3	54,8	6,6	22,2
Canada	165,17	21,8	43,7	2,4	26,7	187,52	21,8	42,4	1,8	28,3
Tsjekkia	36,99	11,1	24,8	49,2	10,8	26,54	16,1	26,5	20,6	22,7
Danmark	13,18	18,6	61,7	3,1	7,7	15,81	17,3	50,8	2,3	11,6
Finland	22,46	21,7	43,8	7,3	4,5	23,99	25,2	35,4	4,8	4,9
Frankrike	144,68	17,4	55,1	5,4	16,3	161,16	19,0	53,3	3,2	19,0
Tyskland	249,70	16,0	45,4	17,1	16,7	244,34	16,3	52,8	5,4	21,3
Hellas	14,81	16,3	71,3	8,1	0,7	17,96	17,5	70,9	5,2	0,5
Ungarn	22,55	12,3	34,1	13,8	27,8	17,29	14,3	29,9	3,5	40,8
Island	1,70	20,0	37,1	3,5	-	1,89	21,7	41,8	3,2	-
Irland	7,48	13,0	51,1	23,5	12,4	9,31	15,5	60,7	8,1	14,4
Italia	116,42	15,3	55,8	2,7	25,3	125,45	17,0	51,5	2,2	28,2
Japan	283,68	21,4	64,3	8,0	4,9	340,46	23,1	63,2	6,4	6,1
Korea	58,01	12,2	61,4	25,7	0,7	129,72	14,8	70,8	8,1	5,2
Luxembourg	2,81	12,5	53,0	20,6	13,9	3,21	13,7	61,1	5,9	18,1
Mexico	85,89	9,6	64,5	2,0	15,1	94,86	12,5	59,8	2,3	14,9
Nederland	50,19	12,1	39,7	2,7	44,7	58,08	13,3	39,1	2,7	41,5
New Zealand	9,44	24,9	45,2	10,6	14,2	12,43	21,8	43,4	7,0	21,0
<b>Noreg</b>	<b>18,00</b>	<b>45,1</b>	<b>45,2</b>	<b>4,5</b>	<b>-</b>	<b>19,34</b>	<b>46,0</b>	<b>43,3</b>	<b>4,9</b>	<b>-</b>
Polen	78,85	11,2	17,7	36,9	10,8	68,73	11,9	24,4	31,3	12,5
Portugal	12,11	15,7	70,0	5,4	0,4	15,91	17,2	72,8	2,8	0,7
Spania	60,19	17,5	64,6	5,9	7,0	74,93	17,6	65,6	2,3	10,8
Sverige	32,59	31,6	45,0	3,0	0,9	35,65	30,0	41,3	2,0	1,2
Sveits	18,96	20,8	66,2	1,8	7,4	20,23	20,8	63,0	0,5	10,4
Tyrkia	38,71	9,2	49,7	19,5	1,1	53,62	12,8	49,7	16,8	7,6
Storbritannia	144,76	16,1	47,2	8,3	28,3	157,21	16,9	46,7	4,2	31,7
USA	1 341,74	16,4	53,2	4,1	23,4	1 445,25	18,8	53,9	1,8	23,3
OECD i alt	3 140,39	16,9	52,0	7,8	18,8	3 491,40	18,6	53,4	4,2	19,8
OECD Europa	1 140,24	16,3	47,4	12,5	17,2	1 213,60	17,5	49,3	6,4	20,3
Nord-Amerika	1 592,80	16,6	52,9	3,8	23,3	1 727,62	18,8	53,1	1,8	23,4
Oceania	407,35	19,8	61,9	10,5	5,9	550,17	20,7	63,2	6,8	7,4
EU	924,49	16,7	50,7	9,0	19,0	1 005,96	17,6	51,8	3,9	21,7

Kilde: Energy balances of OECD countries 1996-1997, IEA.

<sup>1)</sup> Differansen mellom totalt sluttforbruk og summen av dei fire energibærerne er forbruk av fjernvarme og andre faste brensel.

I faktarute 3-3 er det gjengitt energistatistikk for OECD-landene. Tabellen viser totalt energibruk, og andel i prosent for de viktigste energibærerne. I mange industrialiserte land, med utstrakt rørdistribusjon for gass, er andelen av den totale energibruken 20 – 25 %. Tabellen viser også

utviklingen fra 1989 til 1997, de aller fleste land har en økende andel gass. Til sammenligning ble det i 2001 brukt 3,5 mrd  $\text{Sm}^3$  naturgass til brennstoff på installasjoner på sokkelen.

### **3.1.1 Estimat av markedet for naturgass i Norge**

Erfaring fra Europa viser at 20 - 30% av energiforbruket over tid kan konverteres til naturgass. Andelen av energiforbruket som dekkes av gass i ulike land i verden er vist i faktarute 4-3. Dersom dette overføres til Norge, vil det være riktig å trekke ut kraftkrevende industri før man gjør en slik analyse. Det totale energiforbruket i Norge i 1999 var 239,4 TWh. Av dette gikk 66,7 TWh til kraftkrevende industri. Dersom man tar 20% av det resterende energiforbruket, blir det ca. 35 TWh som tilsvarer 3,5 milliarder  $\text{Sm}^3/\text{år}$ . Gassforbruket til ett gasskraftverk med ytelse 800 MW / 6 TWh<sub>el</sub> (som Industrikraft Midt-Norge sitt anlegg i Skogn) er til sammenligning 1,15 milliarder  $\text{Sm}^3/\text{år}$ . Gassproduksjonen i Norge var ca. 50 milliarder  $\text{Sm}^3$  i 2001.

## **3.2 KONKURRERENDE ENERGIKILDER/-BÆRERE**

Uansett hvilke energianvendelser naturgassen skal dekke, vil den erstatte andre energibærere. Enhetsprisen (se avsnitt 3.3) vil være viktig for de beslutningstakerne som avgjør hvilke energibærere som skal brukes. I tillegg må miljøkonsekvenser og eventuelle sikkerhetsaspekter vurderes.

Man vil i første omgang benytte naturgass som substitutt for fyringsolje der gassen blir tilgjengelig. Derfor ser vi ikke at naturgass vil komme inn som en konkurrent til nye fornybare energikilder. Aktuelle områder for substituering:

- naturgass som substitutt for fyringsolje
- naturgass som substitutt for deler av transportsektoren (kystfartøyer)
- naturgass til energiproduksjon (kraftvarme)

## **3.3 GASSPRIS OG TRANSPORTKOSTNAD**

Kostnaden for å forsyne en sluttbruker med naturgass består av to hovedelementer:

- gasspris
- transportkostnad.

Gjennomføring av EUs gassmarkedsdirektiv i Norge, og samordning av eierskap i gasstransport-systemet på norsk sokkel vil kunne påvirke både gasspris og transportkostnad.

Gassmarkedsdirektivet etablerer felles regler for medlemslandenes (inkl. Norges hvis Stortinget godkjenner EØS-komiteens innstilling) regulering av overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass, inklusive LNG. Regjeringen har foreslått at det vedtas en ny lov om felles regler for det indre marked for naturgass, samt at det foretas enkelte endringer i petroleumsloven (lov 29. november 1996 nr.72 om petroleumsvirksomhet). Lovbestemmelsene vil fastslå direktivets hovedprinsipp om at naturgassforetak og kvalifiserte kunder (gasskraftverk og andre

store forbrukere av gass) skal ha rett til tredjepartsadgang til gassrørledninger, samt gi hjemmel til å fastsette ytterligere bestemmelser i forskrift.

Planene om samordning av eierskap i gasstransportsystemet på norsk sokkel ser ut til å bli realisert etter at rettighetshavere i aktuelle anlegg har sagt seg enige i vilkårene. Samordningen, som har vært omtalt som GasLed, vil være gjenstand for særskilt myndighetsbehandling og -godkjennelse.

### **3.3.1 Transportkostnad**

I 2001 ble det etter initiativ fra OED etablert et uavhengig selskap som skal ha operatøransvaret for de vesentligste deler av infrastrukturen for transport av gass fra norsk sokkel. Energi- og miljøkomiteen i Stortinget innstilte at "operatøransvaret for gasstransportselskaper overføres fra nåværende operatører og forankres i et nytt statsselskap". Gassco AS er 100% eid av Staten.

I korte trekk ønsker myndighetene å oppnå:

- Transport- og behandlingsanleggene skal tjene alle produsenter av gass
- Bidra til en samlet effektiv utnyttelse av ressursene på kontinentalsokkelen
- Nøytralitet i forhold til alle brukerne av transportsystemet
- Sentral rolle når det gjelder videreutvikling av transportsystemet

Utviklingen i gassmarkedet fører til et tydeligere skille mellom salg av gass og transport av gass, på tilsvarende måte som dereguleringen av elkraftsektoren i 1990-årene har ført til at sluttbrukere av elkraft kan velge kraftleverandør, men må forholde seg til en konsesjonsberettiget, monopol-regulert nettoperatør. Det er ennå ikke etablert et regime for monopol-regulerte, nøytrale operatører for innenlands distribusjon av gass, Gassco tar seg kun av den delen av transporten som Statnett dekker innen elsektoren. Man ser for seg at tariffstrukturen til GasLed kan sammenlignes med tariffstrukturen til Statnett som har en såkalt punkttariff ("frimerke tariff"). Dette innebærer at tariffen er uavhengig av avstand.

## Faktarute 3-4 Gasstransport-kostnad

<b>Kostnad for gasstransport</b>
<p>Transportkostnad er helt avhengig av mengder og avstander, men rangert etter volum og avstand:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>■ LNG-skip* (store tankskip, Norge USA): 10 - 15 øre/Sm<sup>3</sup></li><li>■ HP rør (Eksport til Europa, eksempel: Europipe, 660 km, 40"): 10 - 15 øre/Sm<sup>3</sup></li><li>■ HP rør nasjonalt (typisk Tjeldbergodden - Skogn som blir dimensjonert for 1,5 mrd Sm<sup>3</sup>/år) ca. 10 øre/Sm<sup>3</sup>.</li><li>■ Kystgass*: ca. 25 – 35 øre/Sm<sup>3</sup> (140 mill Sm<sup>3</sup>/år)</li></ul> <p>* uten mottaksanlegg</p>
<b>Energibruk ved skipstransport (LNG)</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ 1 – 3 % av befraktet mengde (store og mellomstore skip, for aktuelle avstander)</li></ul>

### 3.3.2 Gasspris

Inntil nylig var gassprisen i Europa knyttet direkte til oljeprisens fluktuasjoner. Et friere gassmarked vil i større grad frigjøre gassprisen fra oljeprisen, selv om markedsprisen for gass også i framtida vil gjenspeile prisen for alternative energikilder.

EUs gassmarkedsdirektiv fører til at selskapene som utvinner gass ikke lenger opererer som en part overfor gasskjøpere i Europa (GFU – gassforhandlingsutvalget), men som individuelle selskaper som konkurrerer om gasskontrakter i Europa og andre steder.

Samordning av eierskap i gasstransportsystemet, GasLed, vil føre til at all rørbasert gass fra norsk sokkel vil få samme adgang til det store gassmarkedet i Europa. Slik sett vil gassprisen i Norge bli diktert av markedsprisen i Europa.

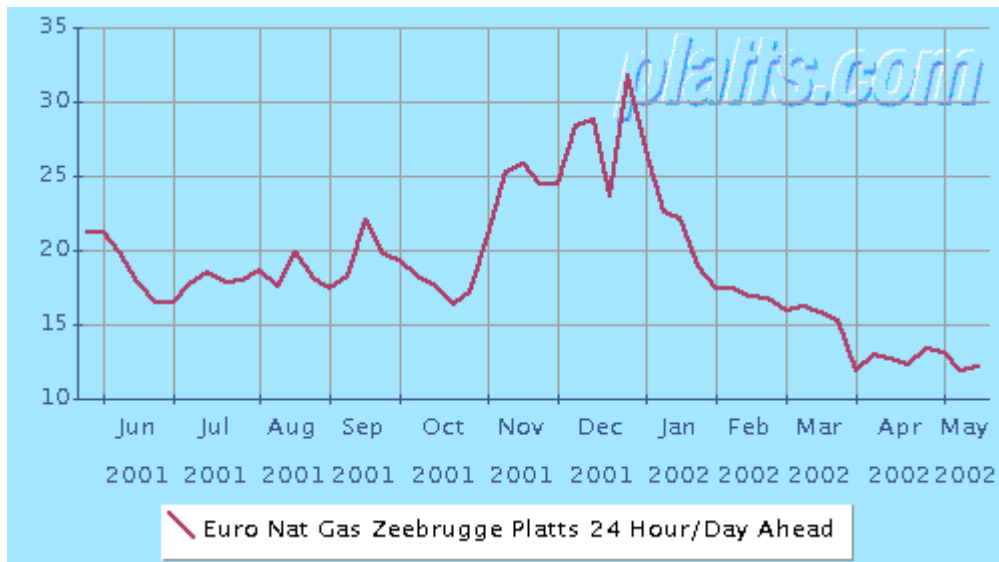
For LNG gjelder fortsatt langsiktige gasskontrakter knyttet til spesifikke utbyggingsprosjekter. LNG-prisen vil være gjenstand for forhandlinger for hver kontrakt. Som et eksempel er prisen for LNG levert USA (El Paso) i størrelsesorden 1 NOK/Sm<sup>3</sup>. Hvis produksjons- og transportkapasitet øker tilstrekkelig vil det kunne utvikle seg et spotmarked for LNG, som vil føre til en større prisvariasjon.

Produksjon av LNG i stor skala er svært effektiv, og produksjonskostnaden for LNG kan konkurrere med gass levert i rør, se faktarute 3-4.



### Faktarute 3-5 Gasspriser i Europa

#### Gasspris



Enhet: pence/therm (p/th) omregningsfaktor 0,045 gir NOK/Sm<sup>3</sup> (forutsatt £=12,00NOK)

Figuren viser at gjennomsnittet ligger omkring 20 p/th  $\Rightarrow$  0,90 NOK/Sm<sup>3</sup>

(Kilde: Platts.com )

## **4 INFRASTRUKTUR FOR NATURGASS – DISTRIBUTJON I NORGE**

I dette kapittelet vil vi belyse de ulike løsningene for å transportere gass med fokus på det som er aktuelt på nasjonalt nivå. Norge har i dag gassrørledninger til kontinentet, og vil etter all sannsynlighet eksportere gass fra Hammerfest bl a til USA og Spania basert på LNG-tankskip. I flere norske regioner planlegges det investeringer på flere hundre millioner kroner til infrastruktur for naturgass. Dette er prosjekter der presset på deltakelse fra myndighetene er stort. I dette kapittelet er det forøkt å sette søkelyset på de ulike transportalternativene og hvordan disse forholder seg til hverandre avhengig av gassmengde og transportavstander.

### **4.1 RØRTRANSPORT**

I dette avsnittet fokuserer vi på tre nivåer for rørtransport:

- Høytrykksrør (HP) som har typisk designtrykk på 200 bar og som kan være fra 10" til 30" (60") i diameter.
- Grenrør (HP) er siderør fra hovedrøret med typisk diameter 4 - 8".
- Lavtrykksrør (LP): typisk 4 bar og (1)4 - 10" i diameter.

#### **4.1.1 Høytrykksrør for gasstilførsel (ilandføring)**

Høytrykks rørbasert distribusjon krever store gassvolumer og er kun aktuelt noen få steder i landet, det er da mulig å få til en lav distribusjonskostnad, slik at transportkostnader ned mot på 10 øre/Sm<sup>3</sup> er mulig. Typiske forutsetninger for rørbasert distribusjon:

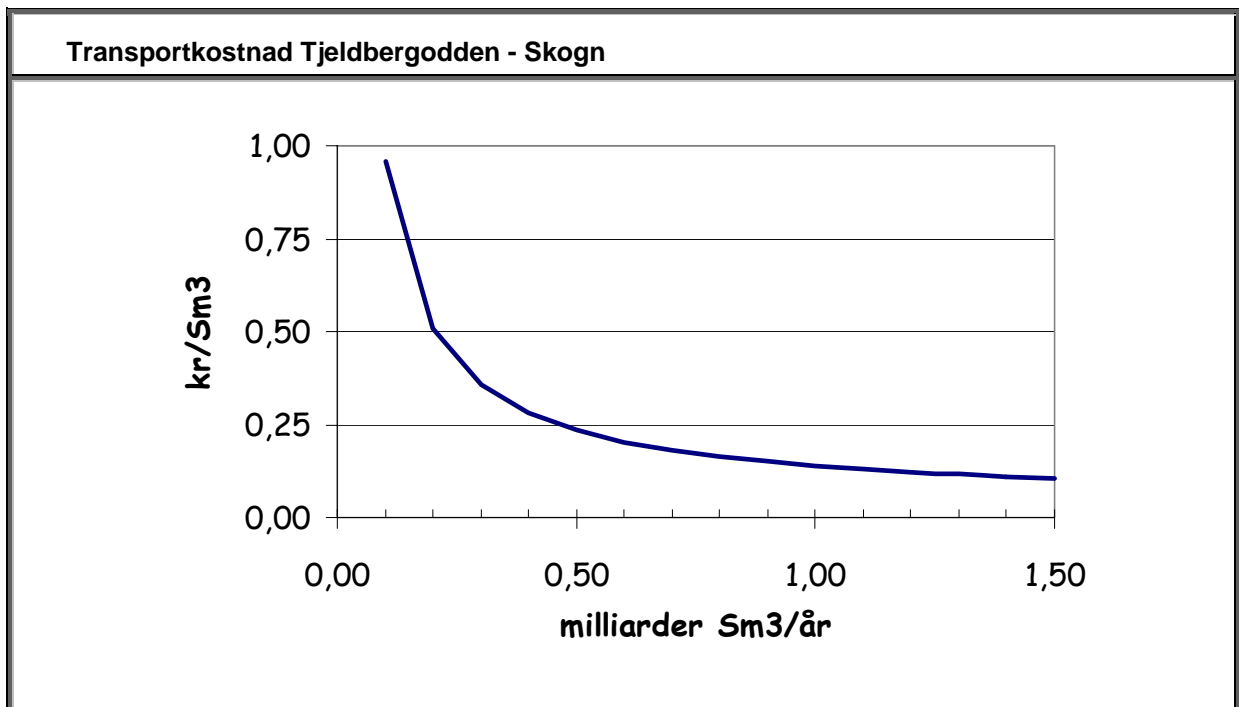
- Et gasskraftverk i enden av røret
- Transportrør i nærheten (som Haugalandet m/Statpipe++)
- Industri som trenger store gassvolum til sin virksomhet

Eksempler på steder som kan være aktuelle: Trondheim, Stavanger, Grenland/Østfold.

HP Rørtransport forutsetter større volumer for å være konkurransedyktig. Faktarute 4-1 viser et eksempel fra det planlagte gassrøret mellom Tjeldbergodden og Skogn. Dette er en strekning på 160 km. Gassbehovet til kraftverket på Skogn er ca. 1,15 milliard Sm<sup>3</sup>/år. Kostnadstall og fakta til modellen er gitt av Reinertsen Engineering AS. Eksempelet er regnet som følger:

1. For de ulike gassmengdene og gitte innløps- og utløpsstrykk er det beregnet nødvendig diameter for gassrøret.
2. Deretter er det beregnet en meterpris for røret som er satt sammen av ulike faktorer som mengde stål, coating, etc.
3. Riggetid og leggekostnader er tatt med.
4. Landfall og landanlegg er tatt med.
5. Kostnader til for- og etterbehandling av gassen er tatt med.
6. Kostnader er regnet ut som årlige kapitalkostnader (7%) med 20 års nedbetalingstid og drift + vedlikeholdskostnader (3%). Dette er så delt på gassmengden.

#### Faktarute 4-1 Transportkostnad i høytrykksrør (eksempel)



Sammenhengen mellom gassvolum og transportkostnader for et gassrør mellom Tjeldbergodden og Trondheim er vist i faktarute 4-1. Det taes forbehold om kostnadsberegningene, men de viser en trend som er riktig og som er viktig å ta hensyn til i planleggingen av gass infrastruktur.

Figuren viser at dersom Industrikraft Midt-Norge sine planer om bygging av gasskraftverk gjennomføres, vil man ha det nødvendige grunnlaget for å bygge en slik rørledning. Skulle det derimot vise seg at det ikke blir bygd et gasskraftverk på Skogn, bør man antakelig vurdere å se etter andre muligheter for å transportere naturgass til regionen.

#### 4.1.2 Høytrykksgrenrør for regional tilførsel

Dersom man har byer/kunder med større gassbehov i nærheten av et høytrykks ilandføringsrør, kan det være et alternativ at disse forsynes via et høytrykksgrenrør fra hovedrøret. Volumet må da være av en slik størrelse at man kan forsvare investeringene. Det bør også være en langsiktighet i markedet siden dette er infrastruktur som ikke kan flyttes. Grenrøret vil kobles til hovedrøret med en T-split og designes for aktuelle trykk og mengder. Det vil typisk ha en mindre diameter enn hovedrøret.

#### 4.1.3 Lavtrykksrør for lokal distribusjon av gass

For å distribuere gassen lokalt til nærings- og boligformål kan man etablere lokale gassnett. Naturgass kan benyttes direkte både i næringsvirksomhet og i boliger. Ved lokal distribusjon av naturgass føres gassen fra et tilførselsrør gjennom stasjoner for trykkreduksjon. Trykket tas ned til 4 bar og utover i gassnettet vil trykket gradvis reduseres ytterligere ned til 1 bar. Laveste trykk på gass som skal leveres til kunde i Jærgassprosjektet kan komme ned mot 0,1 bar. Trykkgrensen for lavtrykksrør er i dag 4 bar, men det arbeides for å oppjustere denne til 10 bar. Dette vil bidra

til betydelig reduksjon av kostnader. Rørene som benyttes for lavtrykks distribusjon av gass er vanligvis i plast, eventuelt i stål ved sjøkryssing eller kryssing av elv. Diameter på rørene varierer fra 32 - 355 mm avhengig av gassmengde og aktuelt trykk. Rørene er svært fleksible å legge og etterlater seg ingen andre synlige spor enn anvisningsskilter.

Gassnett for lokal distribusjon utformes som grennett, noe som gir stor fleksibilitet i utbyggingen. Det er ofte aktuelt med gradvis utbygging slik at flere sluttbrukere kan tilknyttes nettet etter hvert som nye områder bygges ut og/eller at det i etablerte områder besluttes en omlegging av energiforbruk som inkluderer bruk av naturgass. Den viktigste begrensingen for utvidelse av det lokale gassnettet er den totale mengde gass som kan overføres til regionen.

Utbygging av lokale gassnett må sees i sammenheng med annen eksisterende og planlagt infrastruktur. Dersom traseer for gassnettet samordnes med traseer for lokale kraftkabler, veier og kabler for telekommunikasjon, begrenses inngrepene i tillegg til at kostnadene reduseres.

For at gasstransport via rør skal være lønnsomt, må det være marked for overføring av et minimum kvantum med gass. Lokal gassdistribusjon via rør er derfor mest aktuelt for relativt sentrale områder som byer og bydeler av en viss størrelse. Siden transportkostnadene øker med avstanden er det også nødvendig med en rimelig nærhet til et regionalt nett.

I noen tilfeller kan være aktuelt å bygge ut lokalt gassnett selv om det i utgangspunktet ikke tilknyttes et regionalt nett. Dersom omfanget på det potensielle sluttbruket av gass er begrenset og/eller de geografiske avstandene er svært store, kan rørbunden tilførsel av gass til regionen bli for kostbart. Man kan da etablere et lite, lokalt gassnett som baserer seg på at gass transporteres til området på andre måter enn via rør. Naturgassen kan for eksempel distribueres i bulk som LNG eller CNG. Etter regassifisering (LNG) eller trykkreduksjon (CNG) distribueres gassen videre i det lokale gassnettet. Hvis de økonomiske forutsetningene endres senere og en regional rørledning etableres, har man allerede den lokale infrastrukturen på plass. Man kan også bygge ut lokale nett for å ta høyde for utbygging av et regionalt nett som er planlagt på et senere tidspunkt. Dersom det foregår anleggsvirksomhet i det aktuelle området kan det være lønnsomt å etablere det lokale gassnettet selv om det ikke blir tatt i bruk i første omgang. Eventuelt kan man basere seg på bulktransport av naturgass (LNG, CNG) inntil tilknytningen til regionalnettet etableres.

Faktaruten nedenfor antyder prisområdet for legging av lavtrykksrør for lokal distribusjon av gass. Prisene inkluderer pris for rør og legging av rør. Det kan være interessant å merke seg at det er lavere kostnader ved å etablere gassrør enn ved å strekke elkabler (2 - 3 ggr ifølge [www.gass.no](http://www.gass.no)) og at energikapasiteten er betydelig større (5 - 10 ggr).

#### Faktarute 4-2 Kostnader ved etablering av lavtrykksrør for lokal distribusjon

<b>Kostnader ved etablering av lavtrykksrør for lokal distribusjon</b>	
■ Tettbygd strøk (bygater):	2 500 – 3 500 kr/m
■ Enkel legging i gangvei:	1 800 – 2 500 kr/m
■ Utenom bebyggelse:	1 200 – 1 800 kr/m

(Kilde: [www.gass.no](http://www.gass.no))

## 4.2 BULKTRANSPORT

### 4.2.1 Distribusjon med skip

Distribusjon av LNG med skip er et spesialisert marked innen skipstransport. På grunn av lastens egenskaper, karakteriseres skipene som spesialskip med avansert tankutforming og lasthåndteringssystem. Dette bidrar til høy investeringskostnad med tilhørende kapitalkostnader i driftsfasen. Markedet kjennetegnes ved:

- få aktører
- stordriftsfordeler
- tette kunderelasjoner og langsiktige fraktavtaler
- vanskelig marked for videresalg av skip

#### Faktarute 4-3 LNG skip og marked

LNG skip og marked for skipstransport		
<u>Flåte 2001</u>		
Størrelse i 1 000 m <sup>3</sup>	Antall skip	Totalt 1000 m <sup>3</sup>
0-2	1	2
2-10	0	0
10-40	10	255
40-60	6	253
60-100	15	1159
100-	96	12535
Kilde: Clarkson		
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ekspansivt marked, styrt av økende etterspørsel med 8% årlig vekst i perioden 1980 - 2000</li> <li>■ Fallende nybyggpriser på 90 tallet, nybyggprisen lå i 2001 på 175 mill. USD for en 125 000 m<sup>3</sup> LNG tanker</li> <li>■ Majoriteten av flåten opererer på langtids kontrakter</li> <li>■ LNG transporteres flytende, nedkjølt ved -162°C ved atmosfærisk trykk</li> </ul>		

Transport av LNG vil være basert på en avtale mellom eier av skip og eier av last. Normalt etableres langsiktige kontrakter for LNG transport i forbindelse med nye prosjekter, og dedikert tonnasje kontraheres med grunnlag i en fraktavtale. Den mest anvendte avtaletypen er tids-certerparti (TC). Dette er en avtale mellom reder og befrakter, der befrakter disponerer skipet over et avtalt tidsrom. Et tidscerterparti impliserer at befrakter kontrollerer operasjonsmønsteret for skipet, mens reder besørger drift og bemanning. Gjennom en fast rate for leie av skipet dekkes reders kostnader knyttet til kapitalkostnader og operasjonelle kostnader. Befrakter dekker i tillegg til den faste raten de reiseavhengige kostnader (bunkers, lasthåndtering, havneavgifter).

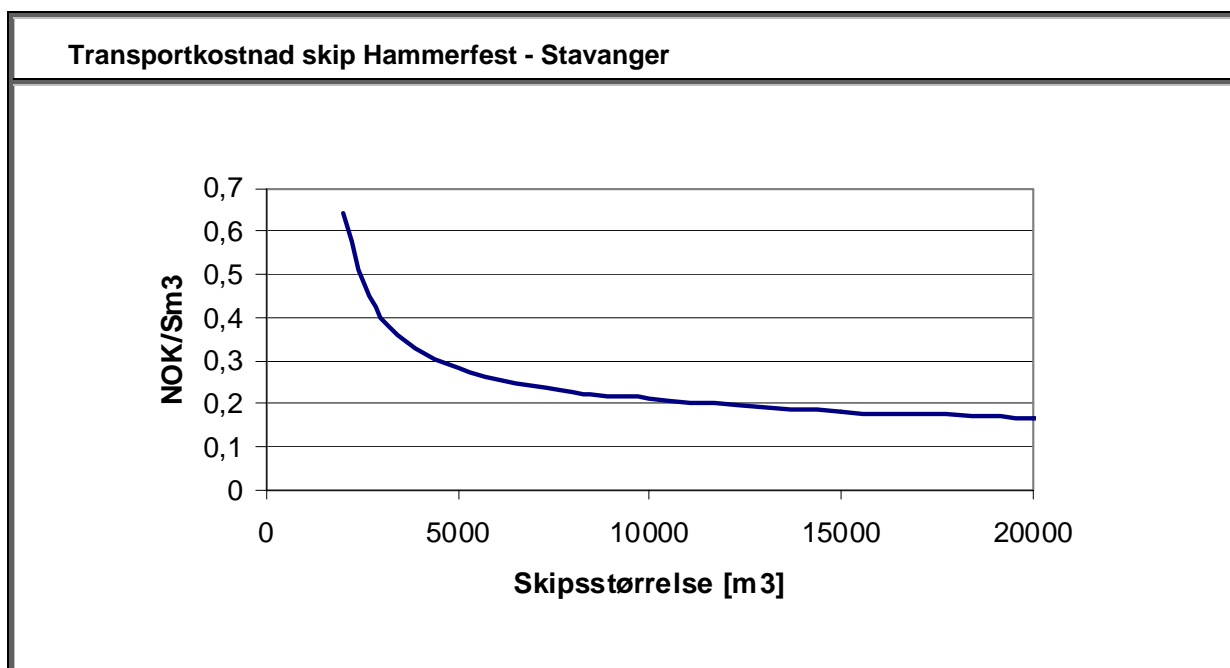
Også for skipstransport vil det være en betydelig stordriftsfordel knyttet til valg av tonnasje og optimal drift av denne. Med utgangspunkt i egne beregninger, kontrollert mot tall fra Fearnleys,

kan transportkostnader med LNG skip illustreres ved figuren nedenfor. Eksempelet som er benyttet er transport av LNG fra Hammerfest til Stavanger med forskjellige skipstørrelser.

Forutsetning som ble benyttet for beregninger som ligger til grunn for figuren er:

- markedsrater for LNG skip benyttet som grunnlag (TC rater fra rederier og meglere)
- antar 15 - 20 års certerparti
- tar utgangspunkt i dagens priser på nybygg, 20 års nedskrivningstid og en kalkulasjonsrente på 7%
- benytter dagens priser på brennstoff

Faktarute 4-4 Transportkostnad skip, avhengig av skipsstørrelsen



Figuren viser at en ut i fra et kostnadssynspunkt skal velge et så stort skip som mulig. Med hensyn til leveringssikkerhet og frekvens, vil en sannsynligvis dele transportvolumet på flere skip. I den videre kostnadsanalysen er det valg å se nærmere på et skip med en lastekapasitet på 5000m<sup>3</sup>. En slik skipsstørrelse passer godt inn i et realistisk markedsvolum for LNG.

Faktarute 4-3 viser at skip i denne størrelsen ikke er bygd ennå. Andre tilsvarende skip som for etylen er det derimot mange av i denne størrelseskategori (2 000 – 15 000 m<sup>3</sup>). Teknologien for etylen ( -100 oC) er tilsvarende som for LNG. Grunnlaget i beregningene er bl a hentet fra slike skip.

Samme eksempelet med en transportrute fra Hammerfest til Stavanger er benyttet. Det er videre lagt inn fire mottaksterminaler på 3 000 m<sup>3</sup> hver. Med en hastighet på 15 knop tar en rundtur mellom 7 og 8 dager. Transportkapasitetene blir da:

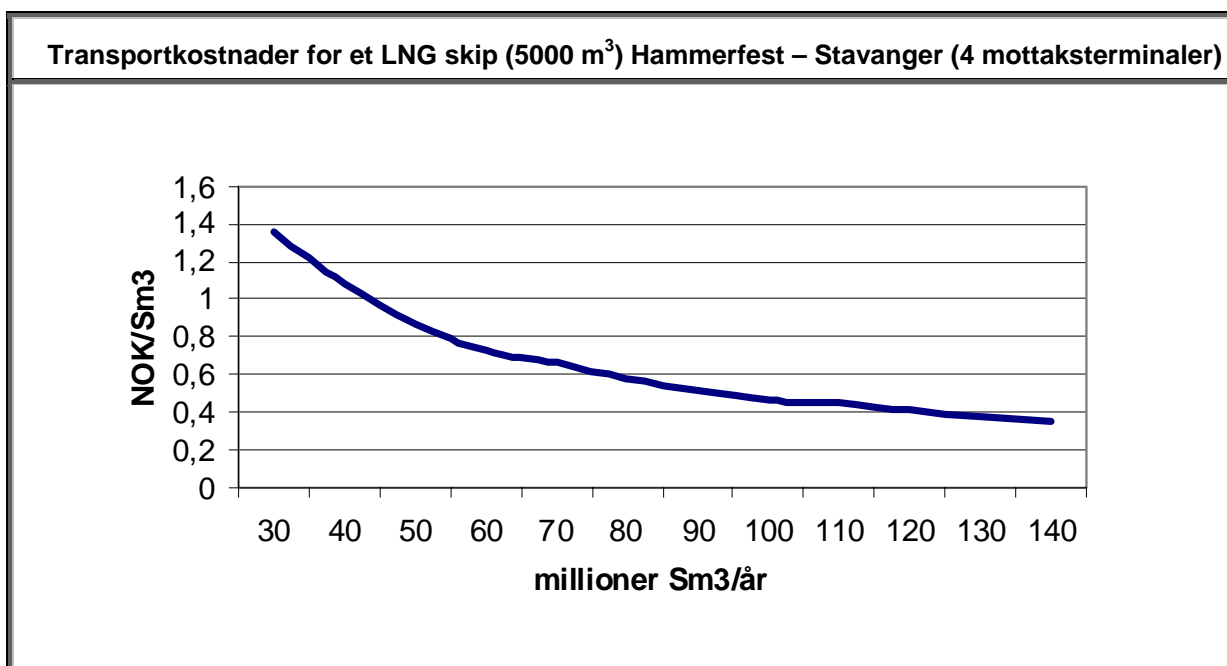
- kapasitet per tur (5 000 m<sup>3</sup> )  $\Rightarrow$  2,9 millioner Sm<sup>3</sup>
- kapasitet per år (48 rundturer/år)  $\Rightarrow$  140 millioner Sm<sup>3</sup>

Faktarute 4-5 viser transportkostnadene for et slik skip, som funksjons av utnyttelsesgraden av skipet. I grunnlaget for kostnadsberegningene inngår følgende elementer:

- TC for skipet (kapitalkostnad, vedlikehold, mannskap)
- Mottaksterminaler (fire stykker, innfaset i forhold til transportvolumet)
- Driftskostnader (hovedsakelig drivstoffkostnader)

Figuren viser transportkostnadene har en klar følsomhet for utnyttelsesgraden av skipet. Dersom en kan holde en utnyttelsesgrad på over 80% kan transportkostnaden for LNG komme under 40 øre/Sm<sup>3</sup>.

Faktarute 4-5 Transportkostnader for LNG avhengig av utnyttelsesgrad



Det er gjort tilsvarende analyser av en rute fra Hammerfest til Fredrikstad med mottaksanleggene plassert på Østlandet. Med bruk av samme skipsstørrelse blir transportkapasiteter og dermed kostnadene i samme størrelsesorden som for ruten Hammerfest – Stavanger.

#### 4.2.2 Distribusjon med bil eller jernbane

LNG distribueres også med bil (eller jernbane). Dette er aktuelt for mindre kvanta over kortere avstander enn skipstransport som er omtalt i avsnittet ovenfor. Transportkapasiteten til de bilene som benyttes i Norge i dag er opp mot 50 Sm<sup>3</sup>. Biltransport utgjør en fleksibel distribusjon fra f eks et mottaksanlegg, der det ikke lønner seg med rørbasert distribusjon, og benyttes bl a til fyllingsstasjoner for ferger.

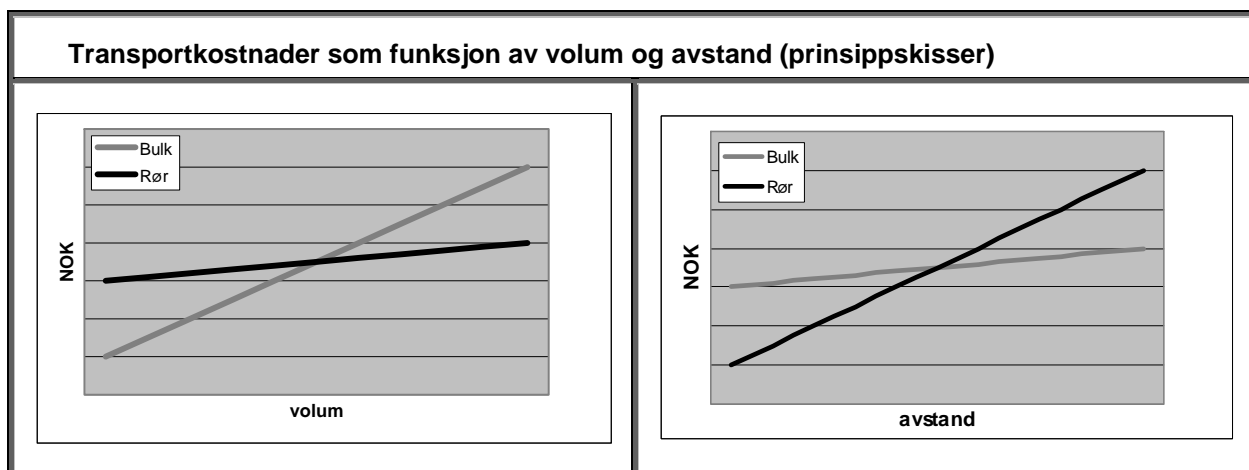
### 4.3 SAMMENLIGNING AV TRANSPORTKOSTNADER

#### 4.3.1 Rør- og ledningsbunden overføring kontra bulktransport

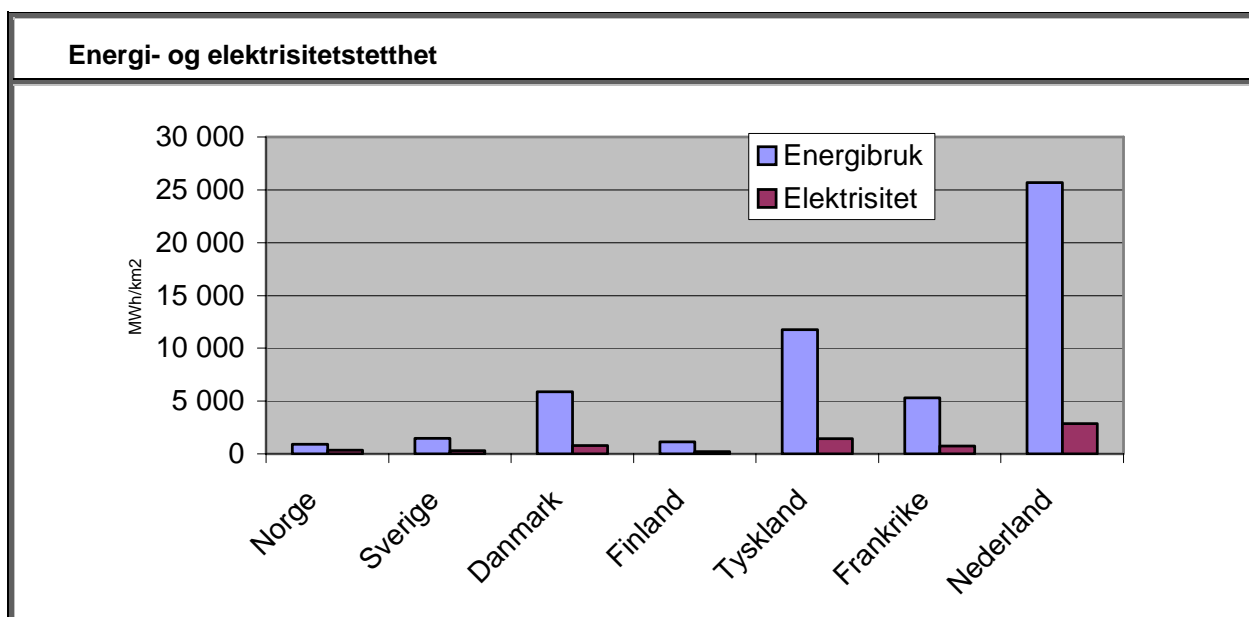
Enhetsprisen for ulike energibærere er den viktigste parameteren som avgjør hvilken energibærer som blir valgt. Transportkostnaden utgjør en betydelig andel av totalprisen sluttbruker må betale for energien. De totale transportkostnader for rør- eller ledningsbundne energibærere øker nesten lineært med avstanden, mens marginalkostnaden for en ekstra enhet overført er nettopp det – marginal.

Kostnaden for bulktransport er tilnærmet lineært avhengig av overført volum, mens avstanden har mindre betydning. Ettersom gass kan overføres i ulike transportmedier, er analysen av logistikken viktig får å optimalisere gassforsyning til ulike steder.

Faktarute 4-6 Ledningsbundet kontra bulkbasert transport (funksjon av volum og avstand)



Faktarute 4-7 Energi- og elektrisitetstetthet





Faktarute 4-7 og bosetningsmønsteret i Norge illustrert i figur 3.1, sammen med erkjennelsen om vanskeligere topologi, indikerer at enhetskostnaden for rørbasert distribusjon av gass blir betydelig høyere enn i land med større energitetthet og enklere topologi.

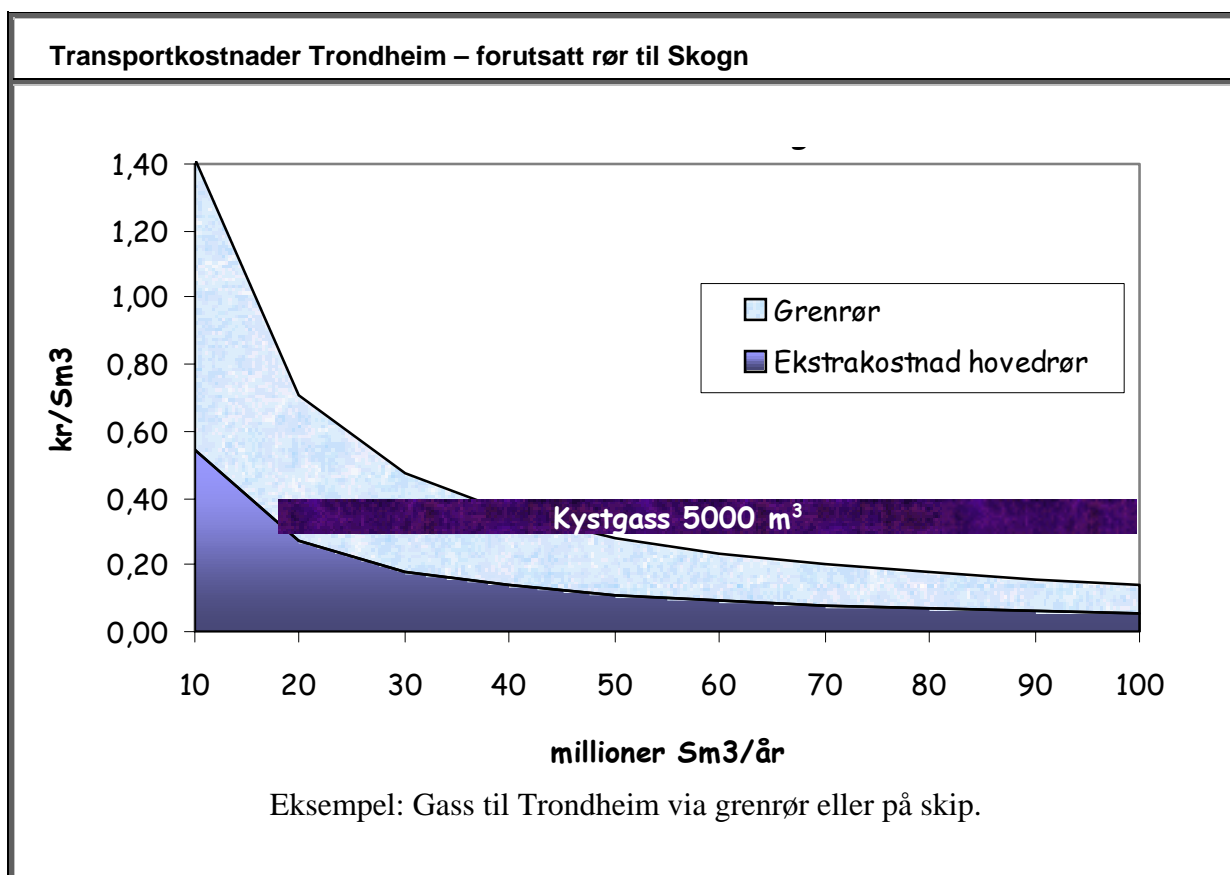
#### **4.3.2 Grenrør/LNG kystskip**

Som eksempel er det regnet på kostnadene knyttet til å transportere gass fra Tjeldbergodden til Trondheim i Trønderpipe. Lokal distribusjon i Trøndelagsregionen er antatt å være ca. 10% av det totale gassvolumet. Dette vil medføre en ekstrakostnad på stamrøret som trenger 1 - 2 tommer større diameter. I tillegg kommer kostnaden for grenrøret som i Trondheim er estimert til ca. 60 millioner NOK. Her har man ikke inkludert mottaksanlegg på land (Ref. Reinertsen Engineering AS).

Bakgrunn for eksempelet:

1. Grenrøret designes for 100 millioner  $\text{Sm}^3$ , ca. 10% av volumet som overføres til Skogn.
2. Marginalkostnad for utvidet kapasitet i stamrøret er beregnet som 5% av totalkostnaden for det opprinnelige røret til Skogn, ca. 58 millioner kroner.
3. Kostnaden for grenrør til Trondheim er beregnet til ca. 70 millioner kroner totalt (60 millioner kroner for røret + 10 millioner kr for gassbehandlingsanlegg i Trondheim).
4. Antatt gassmengde: 1,15  $\text{GSm}^3$  naturgass til Skogn + 0,1  $\text{GSm}^3$  naturgass til Trondheim.
5. De totale kostnadene er satt sammen av ekstrakostnad knyttet til økt kapasitet i stamrøret og til kostnadene for selve grenrøret.
6. Driftskostnader og avkastningskrav er regnet ut som årlige kapitalkostnader (7%) med 20 års nedbetalingstid og drift + vedlikeholdskostnader (3%). Dette er så delt på gassmengden.

#### Faktarute 4-8 Sammenlikning av transportkostnader for mindre kvanta (eksempel)



Faktarute 4-8 viser at dersom man allerede har et rør til Skogn, kan man med noe volum transportere gass via grenrør til Trondheim til en fornuftig pris. Dersom mengden er liten vil det være andre alternativer som kan være aktuelle. Et skip vil kunne betjene Trondheim i tillegg til andre mottakssteder. Båndet for transportkostnad til kystgass viser laveste nivå ved full utnyttelse av skipets kapasitet, mens øverste nivå tilsvarer 80% utnyttelse. Som figuren indikerer kan kystgass være aktuelt for Trondheim helt ned i volum til under 20 millioner Sm<sup>3</sup>/år forutsatt at skipet har andre områder å betjene i tillegg, som dekker opp skipets kapasitet.

#### 4.3.3 Sammenlikning mellom gassdistribusjon og kraftoverføring

Distribusjon av naturgass kan sammenlignes med overføring og fordeling av elektrisk kraft, som i Norge i all hovedsak genereres i vannkraftstasjoner. Det fins både likhetstrekk og karakteristiske forskjeller.

## Faktarute 4-9 Sammenligning mellom gassdistribusjon og kraftoverføring

**Gassdistribusjon sammenlignet med kraftoverføring****Likhetstrekk:**

- Ressursene befinner seg langt fra sluttbruker
- Behov for overføring av store kvanta over lange avstander
- Overføringsbehovet kan klassifiseres i ulike nivå: ilandføring/sentralnett; hovedfordeling/regionalnett; fordeling/fordelingsnett og sluttbrukertilknytning
- Det brukes varierende trykk/spenning avhengig av nivå (volum og avstand)
- Kostnadsstrukturen for gassrør og kraftledninger er sammenlignbare mht volum og avstand

**Forskjeller:**

- Gass kan lagres
- Gass kan transporteres som bulk-vare
- Kostnadsbildet for bulk-transport er ikke direkte sammenlignbart med ledningsbasert overføring

Kraftsystemet i Norge er bygget opp nedenfra. Lokale behov ble dekket av små og middelsstore kraftstasjoner med et enkelt fordelingsnett for å knytte sluttbrukerne til produksjonsenhetene. Først når markedet hadde bygget seg opp, og kravene til tilgjengelighet og kvalitet økte, ble først lokale fordelingsnett knyttet sammen i regionale nett. Først mange år etter krigen ble landsdelene knyttet sammen i samkjørt nett som dekket hele landet.

#### 4.4 EIERSTRUKTUR I GASSDISTRIBUSJON

Eierstruktur innenfor distribusjon og salg av gass vil påvirke prioriteringene mellom de ulike energibærerne. I tillegg vil det være ulike insitamenter for rørbasert og bulkbasert distribusjon, jfr kraftnett kontra distribusjon av f eks bensin og olje. Kraftnett er definert som et naturlig monopol, det er ikke samfunnsøkonomisk forsvarlig å bygge flere parallelle forsyningssystemer, mens bulktransport egner seg bedre for markedsbasert konkurranse.

På kontinentet kjøper de store transmisjonsselskapene, som Ruhrgas, Gasunie, Distrigaz, Gaz de France, SNAM m.fl., gassen. Transmisjonsselskapene har til nå fungert både som transportører over lange distanser og som grossister. De selger gassen til de lokale distribusjonsselskapene (Local distribution companies - LDC), store industrielle brukere og gasskraftverk. Mens industrien og kraftverkene bruker gassen selv, fungerer distribusjonsselskapene på samme måte som transmisjonsselskapene også som transportører og grossister, der de selger gassen til de enkelte kommersielle og private brukere etter å ha sendt den gjennom sitt lokale rørledningsnett.

Aktuelle aktører for distribusjon i Norge kan være:

- nyetablerte private aksjeselskaper
- eksisterende energiselskaper
- eksisterende energiverk
- rederier (skipsbasert transport fram til et lageranlegg med eventuell lokal rørdistribusjon)
- transportselskaper (bulktransport med bil)

Disse aktørene vil agere ulikt i markedet, avhengig av egeninteressen av å promotere naturgass, eventuelt i konkurranse med andre energibærere de har i sin portefølje.

Eksempel hentet fra Haugalandet/Nordre Jæren:

- Privat: GASNOR
- Energiverk: Lyse Gass, planlegger store infrastruktur investeringer i rørbasert gassdistribusjon i Stavanger-regionen

Fremtidig struktur vil påvirkes av type aktører og insentivregime.

#### **4.4.1 Rørtransport – et naturlig monopol**

Det er alminnelig akseptert at kraftnettet er et naturlig monopol. Det betyr at det ikke er rasjonelt å bygge opp parallelle nett for å skape konkurranse mellom nettselskapene. Analogien til gassrør for distribusjon er åpenbar.

Dette at kraftnettet er et naturlig monopol betyr ikke at hele landet bør dekkes av ett og samme nettselskap. Det naturlige monopolet er å oppfatte som et lokalt monopol: det er ikke lønnsomt å bygge opp parallelle nett som dekker ett og samme område. Hvor stort et nettselskap bør være i betydningen hvor stort område det bør dekke eller hvor mange abonnenter det bør ha, er et annet spørsmål.

Ved dereguleringen som følge av energiloven av 1991 ble det gjennomført et skille mellom nett og kraftproduksjon. Produksjonen ble skilt ut som en konkurranseutsatt virksomhet. Kraftprisen skulle bestemmes gjennom konkurranse mellom produsentene. På nettvirksomheten kunne det imidlertid ikke bli noen konkurranse. For å unngå monopolistisk prissetting, valgte man å innføre økonomisk regulering, gjerne kalt monopolregulering. Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) er ansvarlig for denne reguleringen. I Norge er det en arbeidsdeling på dette området. Konkurransetilsynet er ansvarlig for at det er effektiv konkurranse på produksjon og omsetning av elektrisitet mens NVE er ansvarlig for økonomisk regulering av monopoldelen av kraftforsyningen, dvs. nettet.

Et rørledningsnett for gass er også et naturlig monopol. Men så lenge vi ikke har noe distribusjonsnett for gass eller noe åpent gassmarked (unntatt i svært beskjedent omfang) har det ikke vært nødvendig å ta hensyn til det. Dersom det skal bygges et distribusjonsnett for gass vil det bli nødvendig å utrede hvilke hensyn som må tas fordi:

1. Man får et naturlig monopol i tillegg til det man hadde fra før. Er det for eksempel riktig å etablere en monopolregulering av samme kategori som den man har for elnettet?
2. Man får konkurranse mellom to naturlige monopoler som begge distribuerer energi som delvis dekker de samme formål. Er det nødvendig å ta spesielle hensyn i den sammenheng?

På dette området er Norge egentlig nykommer. I andre land har man hatt parallelle el- og gassnett lenge. I USA ble gassmarkedet deregulert lenge før elmarkedet.

Dersom gassdistribusjon baseres på bil og båt, vil det ikke lengre være å betrakte som et naturlig monopol. Det kan riktignok diskuteres om denne typen gassdistribusjon har noen av de kostnadsegenskapene som karakteriserer et naturlig monopol (se neste avsnitt), men transport generelt, også transport av slike energibærere som olje og bensin, er hos oss gjenstand for konkurranse. Dette vil også høyst sannsynlig gjelde gass. I så fall blir ikke forholdene forskjellig fra det vi har hatt hele tiden med konkurranse mellom el på den ene siden og olje og andre brensler på den andre.

En ide er å etablere gassdistribusjonsselskap som naturlige monopoler med økonomiske rammevilkår basert på gassrør-distribusjon. Valget om bulktransport er mer lønnsomt kan overlates til slike selskap, der transporten kan ordnes med et time-charter lignende system.

### **Kostnadsforhold for naturlige monopol**

Et naturlig monopol er i økonomisk forstand karakterisert ved at enhetskostnadene (eller "Average Total Cost" ATC) blir lavere jo mer som produseres i en bedrift. Det betyr at marginalkostnaden, MC, er lavere enn enhetskostnadene i det produksjonsintervallet vi betrakter. Situasjonen er illustrert på figur 4-5.

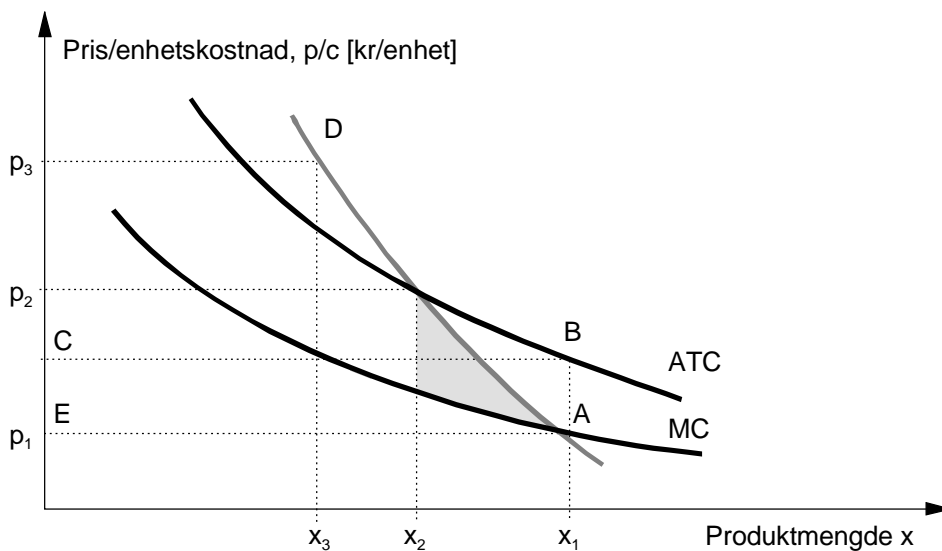
I en slik situasjon er det lett å innse at det koster mer å fordele en gitt produksjon på to bedrifter enn å produsere alt i én (i samme geografiske område). Det betyr altså at vi står overfor en situasjon der produksjonsforhold eller teknologiske forhold gjør det økonomisk fordelaktig å operere med et monopol i stedet for flere konkurrerende bedrifter.

Med monopolregulering er det underforstått at det dreier seg om regulering av naturlige monopoler. Myndighetene etablerer forskrifter og konsesjonsbetingelser for å redusere monopolbedriftenes mulighet til å utnytte sitt monopol. Dette kan bli gjort ved å sammenligne ulike selskap i forskjellige geografiske områder, og regulere tillatt inntekt slik at de mest ineffektive selskapene tillates lavest marginer inntil de eventuelt oppnår effektiv drift av sine anlegg.

Strengt tatt kan man tenke seg å regulere monopolbedrifter som ikke er naturlige monopoler, men det vil som regel være mer hensiktsmessig å legge opp til markedsmessig konkurranse.

## Prissetting/tariffering for et naturlig monopol

Som tidligere nevnt er kostnadene i et naturlig monopol karakterisert ved at marginalkostnaden er mindre enn gjennomsnittskostnaden. Det oppstår da spesielle problemer i forbindelse med prissettingen. Situasjonen er illustrert på figur 4-5.



Figur 4-1 Prissetting for et naturlig monopol.

Den viser etterspørselen D, marginalkostnaden MC og gjennomsnittskostnaden ATC. Dersom prisen settes lik marginalkostnaden  $p_1$ , får man omsatt et kvantum  $x_1$ . Problemet er da at man ikke får dekning for de samlede kostnader.

Man får et underskudd lik arealet ABCE. Dersom man skal få dekket kostnadene, må man sette prisen lik  $p_2$  og får da omsatt bare  $x_2$  enheter. Man går da glipp av et samfunnsøkonomisk overskudd som er lik det skraverte arealet på figuren.

Kostnadsforhold av denne type er vanlige innenfor f.eks. transportsektoren. Det koster som regel lite å ta med en ekstra passasjer dersom flyet eller toget allikevel går, dvs. alle de faste kostnader er dekket. Det samme gjelder distribusjon av elektrisitet. Marginalkostnaden er langt lavere enn gjennomsnittskostnaden.

Det fins forskjellige måter å løse problemet på. En mulighet er å la det offentlige betale underskuddet. En annen mulighet er å differensiere markedet dersom det lar seg gjøre. På figuren er det indikert at man lar de mest betalingsvillige betale en høy pris  $p_3$ . Man kan da få balanse i regnskapet selv om de minst betalingsvillige tilbys en pris lik marginalkostnad. Slik prisdiskriminering er det vanskelig å gjennomføre i praksis.

Ramsey-prissetting er en måte å fastsette priser slik at det samfunnsøkonomiske tapet ved å avvike fra marginalkostnadsprissetting minimaliseres. Ett av problemene med slik prissetting er at det krever mye kunnskap om kundene.<sup>2</sup>

En annen mulighet er å spille på de forskjellige leddene i en tariff-struktur. Et høyt fastledd og lave forbruksavhengige ledd er gunstig med sikte på å få en pris (eller egentlig et forbruks-avhengig tariffledd) som ligger nær marginalkostnaden. En konsekvens av en mer kostnadsriktig tariffisering av transportkostnaden fører altså til lavere enhetskostnader for bruk, og vil altså virke demotiverende med tanke på å redusere energiforbruk.

## **4.5 VALG AV TRANSPORTLØSNINGER**

### **Valg av transportløsninger**

Avsnitt 4.1 og 4.2 dokumenterer flere distribusjonsmåter for naturgass; rørtransport med ulikt trykknivå og tre alternativer for bulktransport. Valg av distribusjonsløsninger innebærer valg langs hele transportkjeden fra felt til sluttbruker. For å gjøre optimale valg er det viktig at distribusjonskjeden sees som en helhet.

Fra samfunnets side er det ønskelig å velge løsninger som i størst mulig grad møter de utfordringer vi står overfor, det vil si reduserer miljøbelastninger og dekker underskudd på energi, til minimale kostnader. Finansdepartementets veiledning i samfunnsøkonomiske analyser [1] diskuterer i hvilken grad samfunnsøkonomisk analyse i tradisjonell forstand er egnet til å belyse denne typen problemstilling. Men systematisk kartlegging og vurdering av aktuelle løsninger er nødvendig for å etablere et best mulig beslutningsgrunnlag - uansett analysemetode.

Spekteret med ulike distribusjonsløsninger for deler av transportkjeden gir mange alternativer for total løsning. Med utgangspunkt i gitte rammebetingelser og lokale forhold er det viktig å:

- beskrive alle relevante alternativer
- identifisere alle relevante virkninger  
(som kostnader, energieffektivitet, miljø, nye muligheter...)
- vurdere muligheten for fleksible løsninger og tidspunkt for gjennomføring av utbyggingen

For å sikre en fullstendig gjennomgang av alle aktuelle løsninger for gassdistribusjon er det hensiktsmessig å etablere en systematikk for kartleggingsprosessen. Når de alternative distribusjonsløsninger med tilhørende konsekvenser er karakterisert ut fra definerte parametere kan de sammenlignes og prioriteres. Resultatet vil være:

- Alle parametere som influerer valg av løsning (kvantitative og kvalitative) identifiseres og synliggjøres
- Systematisk dokumentasjon av distribusjonsalternativer

---

<sup>2</sup> En grov form for Ramsey-prissetting praktiseres i Norge i form av egen prissetting for utkoblbar kraft. Utkoblbart forbruk som må betraktes som spesielt priselastisk, har en spesiell nett-tariff som ligger nærmere marginalkostnaden enn den tariffen som gjelder for annet forbruk

- Identifikasjon av en eller noen få alternative løsninger for gassdistribusjon fra felt til sluttbruker som er optimale mht. krav/nytte, kostnader og realistisk timeplan for utbygging.
- Grunnlag for å etablere en modell for de mest aktuelle distribusjonssystemer. Når analysemodell for multiple energibærere er tilgjengelig (neste kapittel), kan energiforsyning basert på gass sammenholdes med alternative energibærere og en optimal totalløsning for energiforsyning til en region kan utarbeides.

En absolutt rammebetingelse for utbygging av gassdistribusjonssystem er et reelt kundegrunnlag. Samfunnets motivasjon for å ta i bruk naturgass som energibærer er i første rekke å redusere miljøbelastninger. I tillegg kan naturgass bidra til å avhjelpe underskudd på energi og kapasitetsproblemer i nettet. Det siste punktet forutsetter en politisk beslutning vedrørende bruk av gass og som i stor grad definerer omfanget på det aktuelle kundegrunnlaget. Politiske føringer som ledsages av økonomiske støtteordninger vil også kunne påvirke kundegrunnlaget. Aktuelle kunders motivasjon for å ta i bruk naturgass er i hovedsak å dekke behov for varme og elektrisitet på rimeligste måte.

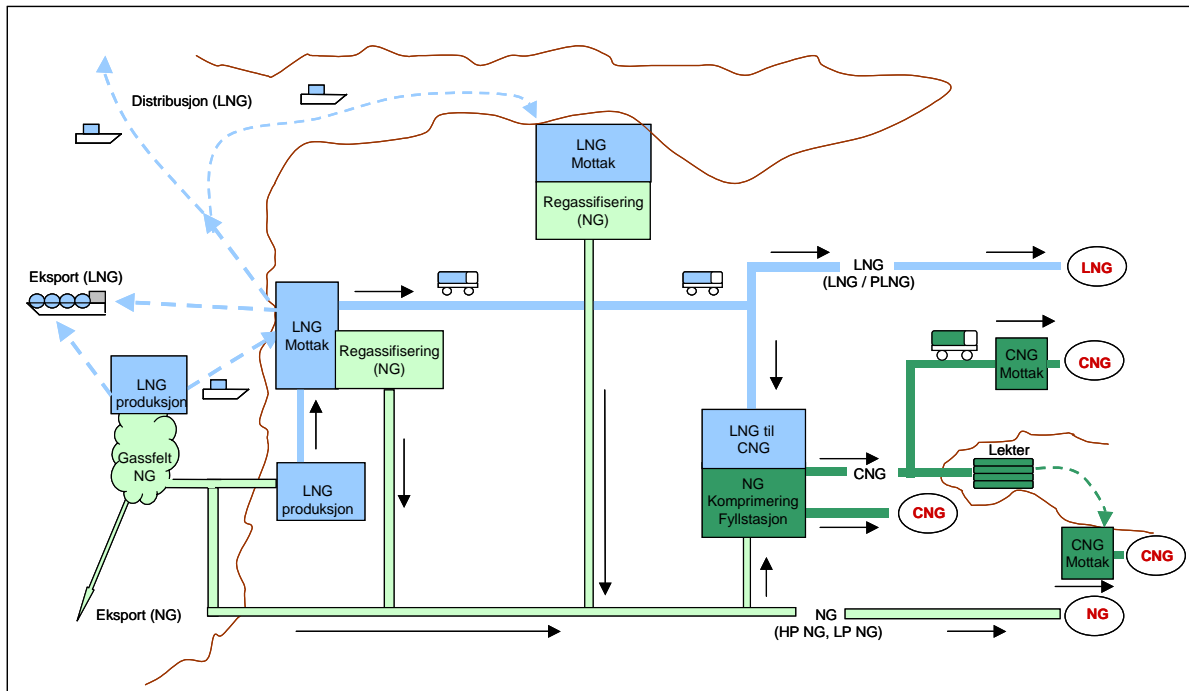
Kundegrunnlag kan karakteriseres ut fra:

- Mengde energi  
Hvilke kunder er aktuelle i en definert region og hva er deres totale behov som er aktuelt å dekke ved hjelp av naturgass
- Form/fase  
Hva er aktuelle anvendelse av naturgass og i hvilken grad stiller dette krav til den tilstand naturgassen bør leveres i (naturgass i rør, LNG, CNG)
- Geografi  
Geografiske avstander og terreng

Basert på kundegrunnlag, tilgang på naturgass, tekniske muligheter, kostnader og miljøkonsekvenser kan man diskutere hvilke elementer et distribusjonssystemet bør bestå av. I de fleste tilfeller vil flere løsninger være aktuelle.

Figur 4-6 illustrerer mange av de valgmulighetene man faktisk har når det gjelder distribusjon av naturgass. Hele kjeden fra gassfelt til gassprodukt som leveres til sluttbruker (LNG, CNG og rørgass (NG)) er representert. Figuren viser ikke fysisk avstand mellom komponentene, men illustrerer rekkefølge for komponenter i ulike distribusjonskjeder.





Figur 4-2 Distribusjonsløsninger for landbasert bruk av naturgass

## Ilandføring

Naturgassen kan transporteres til land enten som LNG (produsert på feltet) på skip eller i gassform. Dersom den ilandføres i gassform kan LNG produseres på land i et eget produksjonsanlegg.

## Regional og lokal distribusjon

Dersom naturgassen er tilgjengelig på land i gassform kan den transporteres videre i rørsystem. Trykket vil reduseres langsetter distribusjonskjeden. Dersom gassen er tilgjengelig som LNG kan den enten transporteres videre i bulk (tankbil, kystgass). LNG kan også regassifiseres og videre transport går da i rør.

LNG kan distribueres i bulk helt frem til sluttbruker. LNG kan konverteres til CNG (LCNG) til bruk i fyllstasjoner i transportsektoren.

Rørgass kan konverteres til CNG og distribueres videre til fyllstasjoner i bulk (tankbil, lekter). Rørgass kan også føres helt frem til sluttbruker for direkte bruk.

For å definere og analysere alternative distribusjonskjeder kan det være hensiktsmessig med et enkelt verktøy, hvor predefinerte komponenter kan plukkes og settes sammen til en kjede. Dersom disse komponentene har kostnadsoverslag knyttet til deg kan man enkelt få et estimat av de totale kostnadene ved en mulig distribusjonsløsning.

## 4.6 ANALYSEMODELL FOR ENERGITRANSPORTSYSTEMER

Ved SINTEF Energiforskning utvikles det for tiden en metodikk for å analysere transportsystemer med multiple energibærere. Modellen skal kunne benyttes for generelle problemstillinger, både på nasjonalt nivå, regionalt nivå og lokalt nivå [33].

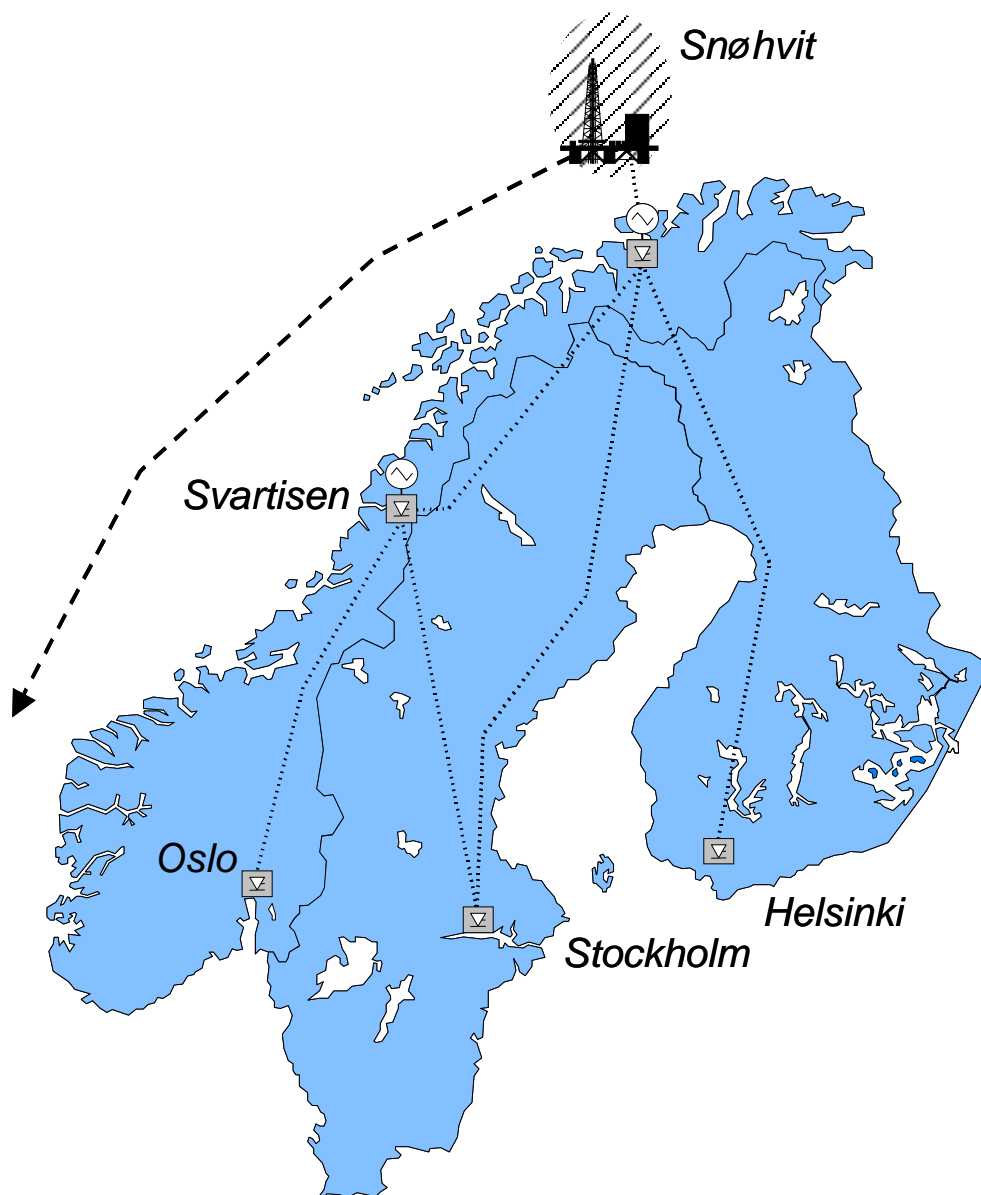
For å konkretisere bruken av metodikken som er skissert, kan et realistisk problemstilling hentes fra dagens situasjon i Norge. Utenfor Nord-Norge fins det store naturgassreserver. Som et eksempel kan vi tenke oss at naturgassen fra Snøhvit-feltet skal utnyttes (se figur 4-3). Den energimengden som denne gassen representerer, må i hovedsak transporteres sørover for anvendelse, og man står overfor et valg mellom i hovedsak tre energibærere:

- Gassrørledning over land eller eventuelt i sjø i Nordsjøen
- Konvertering til LNG og transport på skip
- Gasskraftverk og HVDC-overføring (High Voltage Direct Current = likestrøm) til en eller flere av de største forbrukssentrene i Norden (Oslo, Stockholm, Helsinki), eventuelt direkte tilkobling til det nordiske elnettet

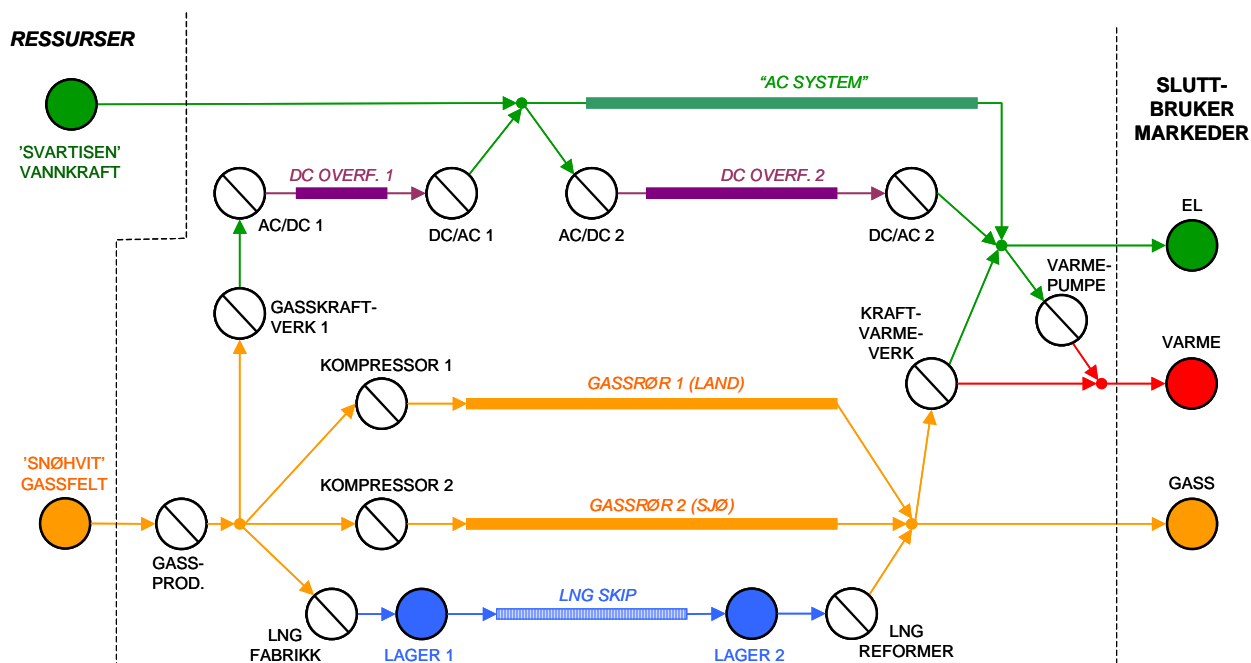
Samtidig foreligger planer om utbygging av vannkraft i Nordland. Stor vannkraftutbygging vil medføre behov for økt overføringskapasitet i det norske elnettet.

Tradisjonelt ville disse to prosjektene blitt analysert helt uavhengig av hverandre. Men ved å se dem i sammenheng, kan man tenke seg en HVDC-utbygging der gasskraft fra Snøhvit og vannkraft fra Svartisen II mates inn på den samme HVDC-overføringen. Muligheten for å kombinere disse to prosjektene vil gi et helt annet kostnads- og lønnsomhetsbilde enn tradisjonelle separate analyser, og gir også større fleksibilitet når det gjelder å ta hensyn til miljøkonsekvenser.

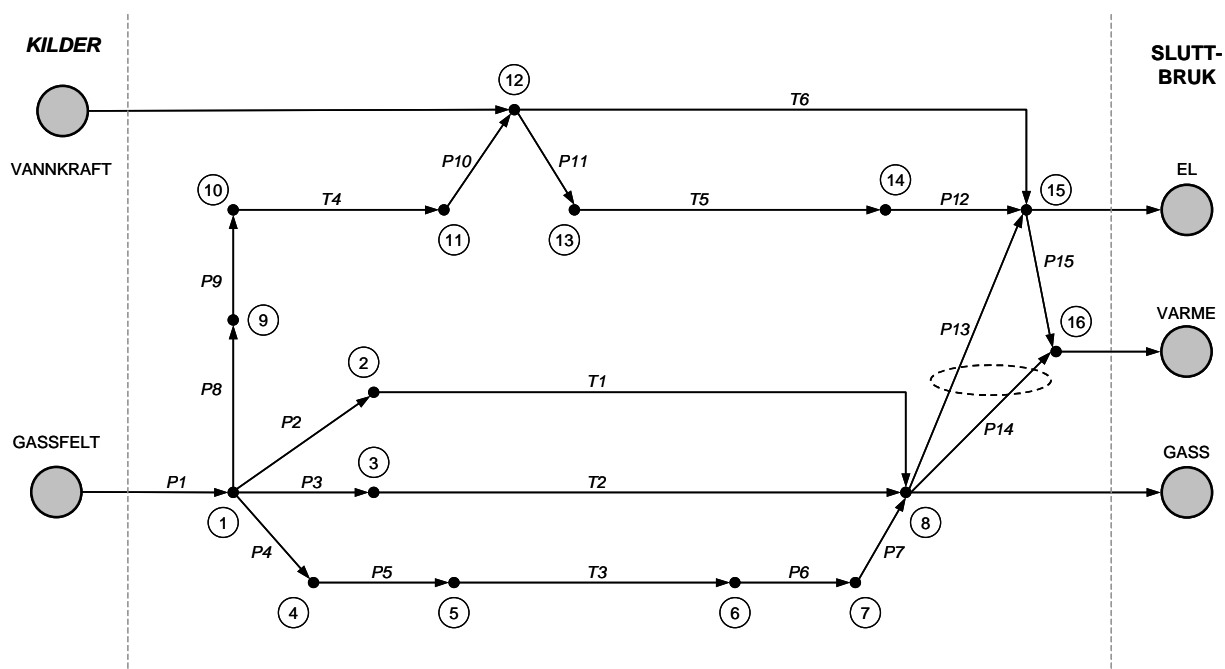
Ved å forenkle problemstillingen til ett sluttbrukermarked som etterspør tre energibærere, kan en systemmodell for dette problemet bygges opp som vist i figur 4-4. Denne systemmodellen vil videre bli generalisert til nettverksmodellen i figur 4-5 før optimaliseringen gjennomføres.



Figur 4-3 Kart som viser energikilder, store forbrukssentre, og alternative transportløsninger



Figur 4-4 Problemstilling illustrert som en systemmodell



Figur 4-5 Nettverksmodell som illustrerer alternative transport-, konverterings- og lagringsmuligheter

Den samme metodikken kan også benyttes for regionale eller lokale problemstillinger.

## **5 EKSEMPLER (CASE-STUDIER)**

### **5.1 TRØNDELAG**

I forbindelse med Industrikraft Midt-Norges (IMN) gasskraftverk i tilknytning til Norske Skogs anlegg på Skogn, utredes mulige grenrør fra Trønderpipe – stamrøret fra Tjeldbergodden til Skogn. IMN har levert Plan for Anlegg og Drift (PAD), der stamrøret er dimensjonert for 1 500 mill Sm<sup>3</sup>/år, mens behovet i Skogn er 1 150 mill Sm<sup>3</sup>/år. Det er altså planlagt mulighet for overføring av 350 mill Sm<sup>3</sup>/år ekstra.

Det er lansert ide om tilknytning av grenrør, og ilandføring/videreføring av grenrør til Hitra, Brekstad-Bjugn, Orkanger, Trondheim, Stjørdal, Frosta, Leksvik, Levanger, Verdal, Inderøy, Steinkjer.

#### **5.1.1 Eksisterende planer**

I dette avsnittet er det vist en oversikt over hvilke prognoser (jfr. vedlegg 1.1) som kan finnes i offentlige planer for kommuner rundt Trondheimsfjorden. Vi har her kun tatt for oss kommuner som grenser mot Trondheimsfjorden. Det finnes imidlertid nabokommuner som kan være av interesse pga. et høyt energiforbruk, som for eksempel Meråker. Tabell 5.1 viser hvilke planer det har vært mulig å få tak i fra kommunene og fylkeskommunen, enten på Internett eller ved direkte henvendelse til plansjef eller teknisk sjef i kommunene. Det må bemerkes at det kan være noe forskjellig navn på dokumentene mellom kommunene. Eksempelvis kalles "Næringsplan" ofte "Strategisk næringsplan". I andre tilfeller kan "Kommuneplan" og "Arealplan" være ett dokument. Planenes omfang varierer fra noen få sider til omfattende rapporter. Det må imidlertid understrekes at i forbindelse med lokal energiplanlegging, er det nødvendig med lokal kunnskap om store energiforbrukere og andre forhold som ikke nødvendigvis kan leses ut av offentlige planer eller modellberegninger. Ved at planleggingen foregår på lokalt nivå, kan man korrigere for slike forhold.

Når det gjelder befolkningsprognoser ser det ut til at de fleste benytter SSB's prognoser. Det kan da være mer effektivt å innhente disse direkte fra SSB. Man må imidlertid være oppmerksom på at byrået oppgir flere scenarier. Dersom det skal kombineres med mange antall scenarier for andre forutsetninger, kan man fort komme opp i et stort antall scenarier for energietterspørselen. Selv om scenarier gir en god illustrasjon av usikkerheten knyttet til problemet med å prognosere energietterspørselen framover i tid, er hvert scenario å betrakte som en deterministisk størrelse. Den mest korrekte metoden å håndtere usikkerhet er å betrakte etterspørselen som en stokastisk størrelse, dvs. at prognosene også har en gitt sannsynlighet for å inntreffe. På nåværende tidspunkt har vi ingen modeller som kan håndtere dette, slik vi for eksempel håndterer usikkerhet i produksjonssystemet, som følge av store variasjoner i nedbør/tilsig.

Hvilke opplysninger som kan finnes i de kommunale og fylkeskommunale planene er vist i tabell 5.2.

Tabell 5-1 Oversikt over offentlige planer for kommuner langs Trondheimsfjorden

Dokument Kommune	Kommune- (fylkes)plan	Areal- plan <sup>a)</sup>	Nærings- plan	Energi- og miljøplan	Kraftsystem- plan	Annet
Steinkjer	2000-2012	26.09.01 + kart	Arena 2017			
Inderøy	1999-2011		1996-2000			
Verdal	30.05.01	22.01.96 + kart	2000-2010			3) 4)
Levanger	1998-2010	27.09.00	-> 2010	Versjon 16.11.01 + 15.05.01		12)
Frosta	1999-2011					
Stjørdal	2001-2012					
Leksvik	1998-2010	Kart				
Mosvik	1998-2010		Øk.plan			
Malvik		-2012(2050) - 2013(2050)				2)
Trondheim	2001-2012	2001-2012	2000-2010			1) 9)
Klæbu			-2020			
Melhus						
Skaun	2001-2012	8.11.200				15)
Orkdal		10)	2000-2003			11)
Hitra		Kart	-2004			
Agdenes						
Bjugn			2001-2004			
Ørland		Kart	2001-2012			
Rissa			-2012			13) 14)
<b>Nord-Trøndelag</b>				8)	1998-2008	
<b>Sør-Trøndelag</b>	2000-2003			8)	1999-2010	5) 6) 7)

- a) Arealplan for hele kommunen dersom den er skilt ut fra kommuneplanen
- 1) Miljøstatus i Trondheim
  - 2) Malvik: Overordnede mål og strategier
  - 3) Nyskappings- og utviklingsplan for Verdal. 2002 - 2007
  - 4) Naturgassbasert industri i Verdal (2 powerpoint-presentasjoner)
  - 5) Årsmelding for 2000. Olje- og energipolitisk utvalg i STF.
  - 6) Regionalt utviklingsprogram for 2000
  - 7) Befolkningsutvikling og nærings- og sysselsettingsstruktur
  - 8) STEA: Strategisk klima- og energiplan for Trøndelag
  - 9) Grønn kommunedelplan
  - 10) Landbruksplan + kart
  - 11) Prosjektrapport + presentasjon: Naturgass til Orkdal
  - 12) Datablad (til klima- og energiplan)
  - 13) Felles planforutsetninger
  - 14) Boligsosial handlingsplan
  - 15) Tomte og boligplan 12.12.2001

Tabell 5-2 Relevant innhold i offentlige planer

Prognoser	Befolkning	Boligbygging	Botetthet	Syssetsetting (tjenesteytende sektor)	Nybygging (tjenesteytende sektor)	Bruttoproduksjonsverdi (industri)	Bruttoproduksjonsverdi (primær)	Transportmengder	Energi-prognoser
<b>Kommune</b>									
Steinkjer	SSB			←		Satsningsområder	→		
Inderøy	1997-2010			1996-2000		Syssetsetting			
Verdal	←			Scenarier, strategier etc.					
Levanger	-2010	-2010		←		Satsningsområder	→		Stasjonært, mobilt, ENØK, utslipp
Frosta	-2020 (SSB)			←		Egen analyse	→		
Stjørdal	-2020 (SSB)			←					
Leksvik	-2020 (SSB)			←					
Mosvik	-2020 (SSB)			←					
Malvik*	Begrensning	Begrensning		←	Tomteareal		→		
Trondheim	-2020**	-2012	Anslag	←	Tomteareal	-2010 ***			
Klæbu				←		Satsningsområder	→		
Melhus									
Skaun	2001-2012			2001-2012		Syssetsetting			
Orkdal				←		Status, trender	→		
Hitra	-2004								
Agdenes									
Bjugn*	-2020 (SSB)			-2004		Syssetsetting			
Ørland	2001-2012			←		Satsningsområder	→		
Rissa	-2012**			-2012**		Syssetsetting			
Nord-Trøndelag									Elektrisitet
Sør-Trøndelag									Elektrisitet
* Inneholder en svært interessant beskrivelse av forholdet mellom sentral, regional og lokal planlegging									
** SSB/NORGIT, 3 scenarier									
*** Verdiskapning i region									

Som vi ser, har de fleste kommuner oppgitt at de benytter SSB sine befolkningsprognoser, evt. korrigert v.hj.a. KOMPAS. Få har oppgitt prognoser for boligbygging. Ingen har oppgitt prognoser for bruttoproduksjonsverdi, men flere har oppgitt sysselsettingsprognoser. Sysselsettingsprognosene er som regel ikke fordelt på undersektorer. Kun Levanger har utarbeidet Energi- og klimaplan. Stjørdal skal utarbeide en slik i løpet av 2002. Der slike planer foreligger er det naturlig å benytte disse fremfor å lage nye prognoser.

## 5.1.2 Energistatistikk og –prognoser

Ut fra kommunefordelt energistatistikk og industristatistikk (SSB), kan oversikt over energiforbruk i de aktuelle kommuner regnes ut som vist i tabell 5.3 og tabell 5.4 for hhv. nyttiggjort energi (GWh) og tilført energi (mill Sm<sup>3</sup>). Den nyeste statistikken som er tilgjengelig, er for året 1999. Kommunefordelt energistatistikk inneholder ikke forbruk av elektrisitet, fordi denne er utarbeidet med tanke på å beregne utslipp av klimagasser. For industri finnes forbruk av elektrisitet og andre energibærere som ikke gir utslipp av klimagasser i kommunefordelt industristatistikk. For andre sektorer er det nødvendig å hente inn opplysninger om forbruk av elektrisitet etc. fra andre kilder. Primært bør slik informasjon hentes fra primærkilder. Pga. tidsnød er forbruk av elektrisitet utenom industrisektorene hentet fra [37]. Fordi energistatistikken ikke inneholder opplysninger om fjernvarme og gratisvarme (varmepumper), har det vært nødvendig å anslå verdier for disse. For fjernvarme er det antatt lik fordeling på tjenesteytende sektor og boligsektor slik at samlet forbruk inkl. industri blir ca. 400 GWh (TEV). For gratisvarme er det antatt at 10 % av landets ”forbruk” er å finne langs Trondheimsfjorden.

SSB påpeker at det er betydelig usikkerhet i kommunefordelt energistatistikk. I motsetning til annen statistikk som hovedsakelig er basert på innsamlede oppgaver, er den kommunefordelte statistikken utarbeidet på grunnlag av beregninger, og er en så ”fersk” statistikk at det kan være

rom for forbedringer. I denne analysen har vi brukt 25 % virkningsgrad for gass til transportformål.

Tabell 5.5 og tabell 5.6 viser prognose for nyttiggjort og tilført energi, stadium 2010. Fordi det innenfor dette prosjektet ikke er avsatt ressurser til å lage energiprognoser på kommunenivå, har vi benyttet gjeldende fylkesprognoser [36] for etterspørsel etter elektrisk energi. Etterspørsel etter andre energibærere er antatt uendret fra 1999-nivå. Selv om nyetableringer og sanering av næringsvirksomheter og bygninger i prinsippet er inkludert i prognosen, vil for et såpass lite geografisk område store nyetableringer kunne utgjøre en så stor forskjell at det ikke fanges opp av modeller basert på trendframskrivninger. Det er heller ikke tatt hensyn til at naturgass kan benyttes ”industripolitisk” for å etablere ny energiintensiv industri i området. Prognosen er å oppfatte som en basisprognose, som er forventet utvikling dersom naturgass ikke gjøres tilgjengelig eller andre tiltak settes i verk for å påvirke utviklingen på etterspørsels- eller tilgangssiden.



Tabell 5-3 Nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

	1999	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmpumpe	Sum
KILDE																
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	66	219	93	352	15	389	166	6922	403	617	400	9611	
1 STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	66	0	68	2	2	387	156	6862	403	617	400	8932	
11 Industri	23	162	29	36	0	0	0	0	162	142	2998	23	617	0	4190	
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	1599	190	0	200	1867	
13 Privat tjenesteyting	0	1	0	11	0	2	2	2	98	10	0	0	0	0	127	
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	1	0	0	14	0	0	0	0	0	15	
15 Private husholdninger	0	154	0	3	0	64	0	0	40	0	2265	190	0	200	2717	
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	219	25	351	13	1	10	60	0	0	0	679	
31 Veitrafikk	0	0	0	0	215	0	285	0	0	0	0				500	
33 Motorredskap	0	0	0	0	3	0	49	0	1	0					53	
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	60				76	
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0					25	
36 Skip og båter	0	0	0	0	1	0	1	13	0	10					25	

Tabell 5-4 Tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm<sup>3</sup>] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

	1999	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fiernvarme	Damp	Varmpumpe	Sum
KILDE																
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	2	25	2	5	66	13	106	4	31	15	550	32	49	32	902	
1 STASJONÆR FORBRENNING	2	25	2	5	0	5	0	0	31	12	546	32	49	32	710	
11 Industri	2	13	2	3	0	0	0	0	13	11	238	2	49	0	333	
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	127	15	0	16	148	
13 Privat tjenesteyting	0	0	0	1	0	0	0	0	8	1	-	-	-	-	10	
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-	-	-	-	1	
15 Private husholdninger	0	12	0	0	0	5	0	0	3	0	180	15	0	16	216	
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1	
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	66	7	106	4	0	3	5	0	0	0	192	
31 Veitrafikk	0	0	0	0	65	0	86	0	0	0					151	
33 Motorredskap	0	0	0	0	1	0	15	0	0	0					16	
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5				10	
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0					7	
36 Skip og båter	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3					7	

Tabell 5-5 Prognose for nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

	2010	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bilbensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmpumpe	Sum
KILDE																
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	66	219	93	352	15	389	166	7331	403	617	500	10020	
1 STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	66	0	68	2	2	387	156	7271	403	617	500	9341	
11 Industri	23	162	29	36	0	0	0	0	0	162	142	3122	23	617	0	4315
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	1717	190	0	250	1985
13 Privat tjenesteyting	0	1	0	11	0	2	2	2	98	10	0	0	0	0	0	127
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	1	0	0	14	0	0	0	0	0	0	15
15 Private husholdninger	0	154	0	3	0	64	0	0	40	0	2432	190	0	250	2884	
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	219	25	351	13	1	10	60	0	0	0	0	679
31 Veitrafikk	0	0	0	0	215	0	285	0	0	0						500
33 Motorredskap	0	0	0	0	3	0	49	0	1	0						53
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	60					76
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0						25
36 Skip og båter	0	0	0	0	1	0	1	13	0	10						25

Tabell 5-6 Prognose for tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm<sup>3</sup>] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

	2010	Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass, inkl. LPG	Bilbensin	Parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat, tungolje og spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Damp	Varmpumpe	Sum
KILDE																
0 SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	2	25	2	5	66	13	106	4	31	15	583	32	49	40	935	
1 STASJONÆR FORBRENNING	2	25	2	5	0	5	0	0	31	12	578	32	49	40	743	
11 Industri	2	13	2	3	0	0	0	0	13	11	248	2	49	0	343	
12 Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	137	15	0	20	158	
13 Privat tjenesteyting	0	0	0	1	0	0	0	0	8	1	-	-	-	-	10	
14 Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-	-	-	-	1	
15 Private husholdninger	0	12	0	0	0	5	0	0	3	0	193	15	0	20	229	
16 Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	1	
3 MOBILE KILDER	0	0	0	0	66	7	106	4	0	3	5	0	0	0	192	
31 Veitrafikk	0	0	0	0	65	0	86	0	0	0					151	
33 Motorredskap	0	0	0	0	1	0	15	0	0	0					16	
34 Jernbane	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	5				10	
35 Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0					7	
36 Skip og båter	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3					7	

### 5.1.3 Potensialet for bruk av naturgass i Trøndelag

I det følgende er forutsetninger for kommunene langs Trondheimsfjorden, hvor ilandføring av naturgass er aktuelt, og resultatet av analysene beskrevet. Analysene er foretatt på aggregert nivå, dvs. alle kommuner summert.

#### Forutsetninger for scenariene

Dette avsnittet diskuterer forutsetningene som er gjort for ulike tidshorisonter framover i tid og noen utvalgte scenarier med gassdistribusjon langs Trondheimsfjorden:

- *Lavt scenario*: Liten utbredelse av naturgass til transportformål, og fjernvarme opprettholdes i Trondheim
- *Middelsscenario*: Stor utbredelse av naturgass til transportformål, men fjernvarme opprettholdes i Trondheim
- *Høyt scenario*: Stor utbredelse av naturgass til transportformål, og fjernvarme i Trondheim erstattes med naturgass

De ulike tidshorisonter, som brukes i forbindelse med prognosering, er ikke klart definert eller avgrenset. Man kan imidlertid trekke noe paralleller ut fra registrert historisk utvikling. Det første eksemplet er overgang fra vedfyring til oljefyring, som var på det høyeste på midten av 70-tallet, foregikk over (grovt sett) 15 - 20 år. Det samme kan man påstå om overgangen fra oljefyring til elektrisitet som fulgte etterpå. Lang tidshorizont er derfor anslått til mer enn 20 år. Mellomlang sikt er definert som mellom 10 og 20 år. Kort sikt er definert som kortere enn 10 år.

Det må understrekes at år 0 er det siste året med tilgjengelig statistikk, her 1999. I analysen forutsettes det at naturgass er tilgjengelig for sluttbrukere i en viss utstrekning i løpet av kort tid. Dersom utbyggingen av nett for gassdistribusjon tar lengre tid, vil utviklingen forskyves i tid.

#### Utvikling uten gassdistribusjon

Det er en viss etterspørsel etter naturgass i basisåret. Det er grunn til å anta at dette vil øke fordi oljeselskaper vil tilby lokal forsyning av naturgass i for eksempel nye boligfelt eller yrkesbygg.

#### Utvikling med gassdistribusjon på kort sikt

På kort sikt vil det være mest aktuelt å substituere det stasjonære forbruket av lette fyringsoljer og fyringsparafin. Andelen av befolkningen som bor i tettygde strøk, hvor det er naturlig å legge rør for distribusjon av naturgass, er 76 % for de kommunene som er inkludert i analysen [kilde SSB]. Dersom vi trekker fra Trondheim, som allerede har fjernvarme (evt. naturgass til produksjon av fjernvarme faller utenfor denne analysen), er andelen 25% av befolkningen. Det antas at energiforbruket er proporsjonalt med folketallet i denne analysen.

## **Utvikling med gassdistribusjon på mellomlang sikt**

Dersom naturgass blir konkurransedyktig på mellomlang sikt, kan tyngre fyringsoljer erstattes. Dette kan bli tilfellet dersom for eksempel prisene på elektrisitet øker som følge av økende energi- og effektmangel i det nordiske energisystemet.

Samtidig kan drivstoff til transport gradvis erstattes av naturgass, dersom forholdene legges til rette. Det er imidlertid et faktum at kjøretøy har en lav utskiftningstakt her i landet, og andre konkurrerende teknologier som for eksempel brenselceller er under utvikling. Eventuell naturgass som benyttes for produksjon av hydrogen inngår heller ikke i denne analysen. Hvor stor andel av drivstofforbruket i transportsektor som kan dekkes av naturgass er derfor svært usikkert. Selv om det satses sterkt på naturgass til transportformål, vil en viss andel, anslagsvis 10 til 20 % av forbrukerne aldri konvertere, noe som begrenser potensialet til maksimalt 80 til 90 % av det totale potensialet innenfor transport. En viss andel er allerede konvertert til naturgass ved at busser er bygd om til naturgass. Dersom all busstransport konverteres til naturgass, utgjør det et potensial i størrelsesorden 5 til 10% av forbruket. I denne analysen er det antatt at drivstoff for luftfart, jernbane og motorredskap ikke kan substitueres.

## **Utvikling med gassdistribusjon på lang sikt**

På lang sikt kan, i tillegg til det som er nevnt ovenfor, elektrisitet til romoppvarming, ventilasjon og varmt vann erstattes av naturgass. For yrkesbygg varierer det fleksible forbruket mellom 10 og 90 % av det totale energiforbruket, avhengig av type virksomhet [38]. I gjennomsnitt antas 50 % for tjenesteytende sektor. Det samme antas for boligsektor. For industri er det fleksible forbruket vesentlig lavere, anslagsvis 10%.

## **Potensialet for etterspørsel etter naturgass**

Ut fra tabell 5.5 og tabell 5.6 er det mulig å anslå potensialer for bruk av naturgass på hhv. kort og lang sikt. Anslaget blir svært usikkert fordi vi ikke har modellberegninger å ta utgangspunkt i, og fordi energistatistikken ikke er tilstrekkelig kvalitetssikret. Anslagene gir imidlertid en pekepinn på hvor stort potensialet kan være.

## **Etterspørsel etter naturgass uten gassdistribusjon**

Etterspørselen etter naturgass i basisåret er 2,3 mill. Sm<sup>3</sup>. Det er ikke gjort noe anslag over hvor mye denne vil øke som følge av en "naturlig" utvikling.

## **Potensialet for naturgass på kort sikt**

På kort sikt kan fyringsparafin og lette fyringsoljer til stasjonære formål substitueres med naturgass:

- Hele området: 36,2 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse med Trondheim: 27,5 ≈ 30 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 9,0 ≈ 10 Sm<sup>3</sup>

## Potensialet for naturgass på mellomlang sikt

### stasjonære formål

På mellomlang sikt kan også tunge fyringsoljer substitueres med naturgass:

- Hele området: 12,5 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse med Trondheim: 9,5 ≈ 10 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 3,1 ≈ 3 Sm<sup>3</sup>

### transportsektoren

Samlet energietterspørsel etter drivstoff til transportformål er:

- Transport utenom luftfart, jernbane og motorredskap: 163,6 mill. Sm<sup>3</sup>
- Stor substitusjon: 139,4 ≈ 140 Sm<sup>3</sup>
- Middels substitusjon: ≈ 80 Sm<sup>3</sup>
- Liten substitusjon: 8,2 ≈ 10 mill. Sm<sup>3</sup>

## Potensialet for naturgass på lang sikt

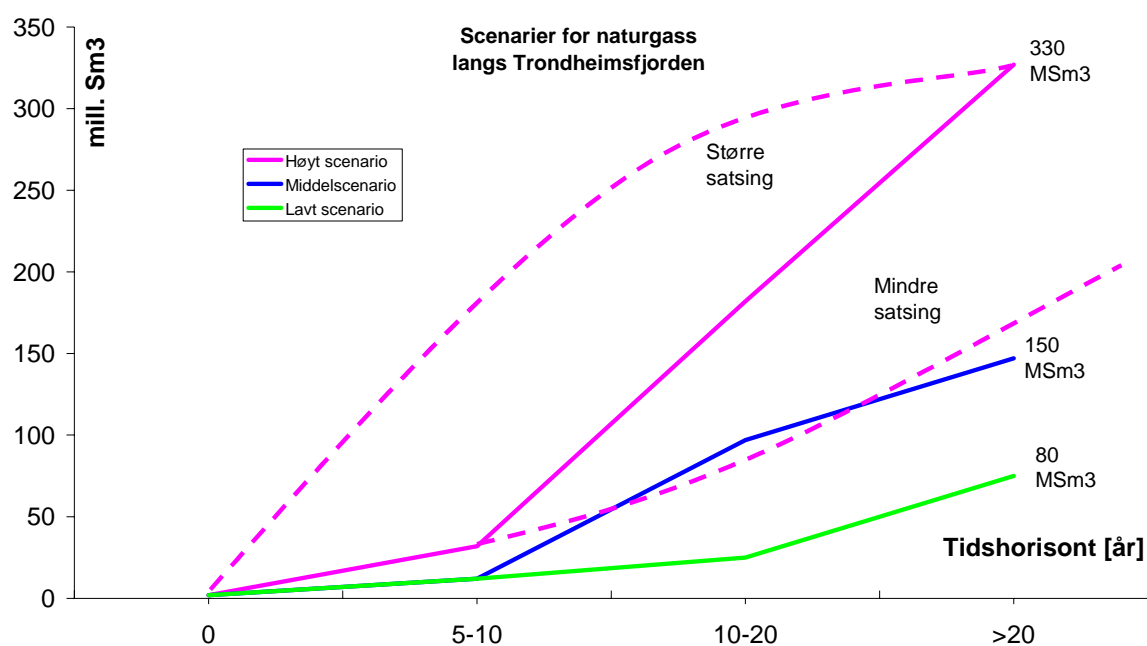
På lang sikt kan elektrisitet til fleksible formål substitueres med naturgass:

- Hele området: 189,9 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse med Trondheim: 144,3 ≈ 145 mill. Sm<sup>3</sup>
- Tettbebyggelse utenom Trondheim: 47,5 ≈ 50 Sm<sup>3</sup>

Sammenlagt for alle tidshorisonter, får vi ut et potensial for naturgass utenom energisektorene mellom 80 og 330 mill. Sm<sup>3</sup>. Eventuell naturgass brukt for produksjon av elektrisitet (Skogn) eller fjernvarme (Trondheim), eller spesielt med tanke på industrietablering (Verdal) kommer i tillegg. Tabell 5.7 og figur 5.1 viser det langsiktige potensialet for naturgass for de definerte scenariene og tidshorisontene.

Tabell 5-7 Scenarier for bruk av naturgass langs Trondheimsfjorden.

Scenario		Høyt	Middels	Lavt
Tidshorisont		mill. Sm <sup>3</sup>		
År 0		2	2	2
Kort sikt				
	* All tettbebyggelse	30		
	* Utenom Trondheim		10	10
Mellomlang sikt				
	* All tettbebyggelse	10		
	* Utenom Trondheim		3	3
Transport				
	* Stor substitusjon	140		
	* Middels substitusjon		80	
	* Liten substitusjon			10
Lang sikt				
	* All tettbebyggelse	145		
	* Utenom Trondheim		50	50
Sum		327	145	75
		≈330	≈150	≈80



Figur 5-1 Scenarier for bruk av naturgass langs Trondheimsfjorden.

## Diskusjon av resultater

Figur 5.1 illustrerer noe av den usikkerhet som er forbundet med å analysere utviklingen framover i tid. Usikkerheten øker med tidshorisonten. I figuren er det også illustrert hvordan beslutningstakere og aktører på gassmarkedet kan påvirke utviklingen (stiplede kurver), slik at man for eksempel ved en større satsning på naturgass, raskere kan nå opp på et nivå hvor en større investering kan forsvares. Tilsvarende kan utviklingen trekke lenger ut i tid dersom ikke riktige beslutninger fattes.

Stabile rammebetingelser er også viktig for at utviklingen skal gå i ønsket retning, uten å avvike for mye fra en stabil trend (over i en periode, under i neste periode, deretter over o.s.v), med fare for at man til slutt bommer på målet (over eller under). Slike forhold kan analyseres med beslutningstøtteverktøyet Powersim, ref vedlegg V1-2.

Analysen av potensialet for substitusjon av andre energibærere med naturgass er foretatt uten å ta med investeringskostnader for gassdistribusjonsnett, eller gasspris fra leverandør og/eller nettleie for gass. Det er heller ikke tatt hensyn til priser på konkurrerende energibærere, eller pris på forbruksutstyr for gass sammenlignet med elektrisitet. Alle tall ovenfor er maksimale potensialer for bruk av naturgass. Hvor stor andel av potensialet som virkelig blir realisert, vil avhenge av konkurranseforholdet mellom ulike energibærere.

Foreliggende analyse er, som tidligere nevnt, foretatt på aggregert nivå for alle kommuner som ligger ved Trondheimsfjorden. En analyse på mer detaljert nivå enn den aggregerte analysen som her er gjennomført, ville sannsynligvis vist en utvikling av alle typer som er illustrert i figuren ovenfor. I en slik analyse kan man også vurdere mellomløsninger som for eksempel transport av naturgass med tankbil inntil et distribusjonssystem for naturgass er ferdig utbygd.

## 5.2 HAUGALANDET/NORD-JÆREN

Ut fra erfaringer som en gjør for Trøndelag, kan man anta at det sannsynligvis ikke har noen hensikt å samle inn eller gå gjennom de offentlige planene som finnes for kommunene som er aktuelle for naturgass i området. På den annen side har Haugaland ENØK m.fl. foretatt en grundig analyse i forbindelse med sin regionale energiplan [39]. I fylkesplanen for Rogaland er det et mål å utnytte fylkets fortrinn innen bruk av naturgass. I energiplanen er dette konkretisert til 22% av regionens totale energibehov (utenom storindustri og transport) fram mot år 2010. Forbruket av naturgass er prognosert til å øke fra 34 til 80 mill. Sm<sup>3</sup>.

Prognosen er basert på en trendanalyse, nasjonale prognoser for økonomisk vekst, samt befolkningsprognoser. Det antas samme fordeling mellom sektorene som i basisåret. Det antas at det ikke introduseres nye energikilder før år 2010.

Rapporten påpeker den samme usikkerhet i datagrunnlaget fra SSB som gjelder for Trøndelag. For å gjennomføre analysen er en metode utviklet av SFT benyttet som utgangspunkt, men modifisert for å kunne ta hensyn til utslipp av alle typer klimagasser.

### 5.3 GRENLAND/OSLOFJORD-OMRÅDET

Mens prosjektet pågikk ble det bestemt også å besøke E-CO Energi AS som har fått utført en studie av naturgass til Oslofjord-området, og å besøke Naturgass Grenland, et nyopprettet selskap der Statoil, Gasnor, Hydro og Skagerak Energi er medeiere.

E-CO Energi (tidligere Oslo Energi Holding) har samarbeidet med TotalFinaElf, Hafslund og Sydgas. Markedet ble anslått til i underkant av 1 mrd  $\text{Sm}^3/\text{år}$ , med de tyngste forbrukerne i Grenlandsområdet, søndre Østfold og eventuelt fjernvarme i Oslo. Med gitte forutsetninger, bl a gasspris ved Kårstø lik 45 øre/ $\text{Sm}^3$  ble utbygging av infrastruktur til naturgass distribusjon funnet lønnsom. Utbyggingen baserer seg på 300 km rør, til en investeringskostnad på 2,3 mrd NOK. Distribusjonsnettet dekker da Grenland, Østfold, Oslo og områdene vest for Oslo.

E-CO Energi har også vurdert gasskraftverk på Østlandet. Plasseres et gasskraftverk i nærheten av de store dampbrukerne i søndre Østfold, vil det meste av varmeproduksjonen kunne utnyttes hele året, og dermed føre til økt energiutnyttelse. Et gasskraftverk på Østlandet vil også virke gunstig for kraftnettet som forsyner Oslofjord-området med kraft. I høylast-perioder kan det oppstå flaskehalser som begrenser overføringskapasitetet i det eksisterende systemet..

I Grenland foreligger det en forstudie som omtaler naturgass-leveranser til Porsgrunn og Skien, og eventuelt Norcem i Brevik. Man ser for seg at et distribusjonsnett kan etableres og mates med LNG inntil et grenrør fra en eventuell gassrørledning til Polen eller Sverige kan tilknyttes, tidligst i 2008. Markedet er estimert til 17 mill  $\text{Sm}^3/\text{år}$  i et område med ca 100 000 innbyggere. Dette er tenkt forsynt med et 24 km langt distribusjonssystem til en kostnad på ca 60 – 70 mill NOK.



## 6 STRATEGISKE KONSEKVENSER

Med utgangspunkt i studiens formål å danne et grunnlag for Enovas strategi relatert til miljøvennlig introduksjon av naturgass til stasjonært bruk i Norge, har den gitt noen klare føringer. Noen av hovedelementene er relatert til det potensielle marked for bruk av naturgass og dets fragmenterte fordeling over landet og i hovedsak lokalisert i relativ kort avstand til sjø. Store deler av det potensielle markedet er konvertering av bruk av oljeprodukter til naturgass. Dette til industrielt bruk, næringsbygg og i eksisterende nær- og fjernvarmeinstallasjoner. På kort sikt er det et relativt lite marked for varmedimensjonerte kraftvarmeverk i størrelse fra noen hundre kW opp til 10 MW.

Rapporten viser at det er relativt få steder i Norge som har et grunnlag for tilførsel av naturgass via hovedrørledninger fra gassfelt eller via ilandføringssteder. Få av disse stedene har per dato bygget opp et marked for bruk av naturgass, og gir dermed et svært lite tilfredsstillende grunnlag for økonomisk drift av en hovedrørledning. Sett i lys av dette faktum vil alternativet med distribusjon av naturgassen i flytende form (LNG) ved hjelp av LNG skip, være den økonomisk beste løsning for en introduksjonsperiode som kan strekke seg over 8 til 15 år. Hovedforutsetningene for en slik løsning er at det bygges opp et marked for bruk av naturgass basert på LNG distribusjon på flere steder langs kysten samtidig, og som totalt utgjør det volum som kreves for lønnsom drift.

Distribusjon og introduksjon av naturgass via en LNG kjede vil danne grunnlag for miljøvennlig bruk. Det danner grunnlag for småskala bruk, konverteringsløsninger fra tungolje/lettolje/diesel til naturgass for et totalt sett større marked. Lavtrykks spredenett fra LNG mottaksanlegg på land kan utvikles lokalt og danne grunnlag for sammenknytting til større nett etter som markedet utvikles. På de få stedene som har markedsgrunnlag for tilknytning til et hovedrør, så danner dette grunnlag for at et hovedrør kan utbygges og introduseres ved det tidspunktet en oppnår lønnsomt omsetningsvolum.

Et viktig element i en strategi basert på LNG distribusjon er tilgang på LNG. Det bygges nå ut to nye anlegg for LNG produksjon på Vestlandet, samt at det forventes at LNG-anlegget på Melkeøya ved Hammerfest blir realisert.

## 6.1 PRAKTISKE KONSEKVENSER FOR ENOVAS STRATEGI

I oppbygging av infrastruktur for et miljøvennlig marked for naturgass er det en del elementer som i startfasen vil kreve investeringer som ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dog vil disse investeringene være av en helt annen størrelsesorden enn for utbygging av infrastruktur basert på tilførsel via hovedrørledninger. Elementer som Enova bør vurdere å etablere støtteordninger for er relatert til:

- Mottaksanlegg
  - der LNG blir levert fra skip til landanlegg for videre distribusjon av naturgass via lokalt rørrnett eller via LNG-tankbil
  - mottaksanlegg kan være tilpasset både store punktbrukere for industrielle prosesser eller tilpasset flere ”storbrukere”. Storbrukere kan også være energitilførsel til fjernvarmeanlegg i utgangspunktet basert på andre former for energi
- Varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
  - oppbygging av varmedimensjonert kraftvarmeverk basert på naturgass
  - kraftvarmeverk basert på naturgass som støtte til ”problematiske” radialer i el-forsyningen
- Distribusjon
  - utbygging av lokale distribusjonssystemer basert på lavtrykksrørrnett
  - vurdere lavtrykkspredenett for husholdninger sett i sammenheng med bruk av elektrisk energi eller vannbåren varme
- Konverteringsutstyr
  - støtte til investeringer knyttet til konvertering fra bruk av oljeprodukter til naturgass

Alle elementer her vil være relatert til en total energiforståelse og lokale forutsetninger for en balansert tilførsel og bruk av energi. Konsekvensen av dette er at eventuell investeringstøtte må vurderes individuelt fra prosjekt til prosjekt.

## 7 REFERANSER OG LITTERATUR

1. Finansdepartementet: "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser"; Statens forvaltningstjeneste; ISBN 82-91092-24-9, Oslo 2000
2. Interconsult Forstudie: (kortversjon)"Naturgassdistribusjon i Grenland", November 2001.
3. Statoil: Jærgass. Naturgass til Nord-Jæren – Miljøvurderinger og miljøregnskap, Januar 2001
4. Lyse Gass AS: Gasstilførsels- og gassdistribusjonssystem på Nord-Jæren. Melding med forslag til utrednings program. Desember 2001.
5. Gasnor, Haugaland ENØK, Haugaland Kraft, Haugesund kommune: "Energiforsyning Skåredalen – vurdering av alternative energikilder", 1998 (?)
6. LO/Arbeiderpartiet: "Ta naturgassen i bruk", juli 2001
7. Gassteknologiutvalget: Gassteknologi, miljø og verdiskapning (NOU ??, 2002), mars 2002
8. Henning, D: "Optimisation of Local and National Energy Systems. Development and Use of the MODEST Model," Dr. avhandling, Linköpings universitet, 1999
9. Henning, D: "MODEST – An Energy-System Optimisation Model Applicable to Local Utilities and Countries," Energy – The International Journal, Vol. 22, No. 12, pp. 1135-1150, Nov. 1997
10. Henning, D: "Cost Minimization for a Local Utility through CHP, Heat Storage and Load Management," International Journal of Energy Research, Vol. 22, No. 8, pp. 691-713, June 1998
11. "Energy Planning and the Development of Carbon Mitigation Strategies", International Resources Group, Washington DC, April 2001
12. ETSAP homepage: [http://www.ecn.nl/unit\\_bs/etsap/main.html](http://www.ecn.nl/unit_bs/etsap/main.html)
13. GERAD Research Center's Extended MARKAL web page: [http://www.crt.umontreal.ca/~amit/emg/js\\_mt.htm](http://www.crt.umontreal.ca/~amit/emg/js_mt.htm)
14. GAMS homepage: <http://www.gams.com/>
15. Powersim homepage: <http://www.powersim.no/>
16. Beller, M: "The Applications of Energy Systems Analysis to Policy and Technology Studies", Energy Systems Analysis Int. Conf., Dublin, Ireland, Oct. 1979
17. Nilsson, T: "Plant Management System for Production of District Heating in Gothenburg", 5<sup>th</sup> Int. Symp. Automation of District Heating Systems, Espoo, Finland, August 1995
18. Hjemmesidene til EnergiVision: <http://www.energivision.com/>
19. Hüvel, B: "Energy Management to Optimize the Electricity and District Heating Supply for a Large City", 5<sup>th</sup> Int. Symp. Automation of District Heating Systems, Espoo, Finland, August 1995

20. Hüvel, B: "Rechnergestützte Betriebsdatenerfassung und Energie-Management auf einer gemeinsamen Plattform", *VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung*, Nürnberg, Desember 1995, pp 1-21
21. Maubach et.al: "Rechnergestützte Energieeinstazoptimierung als Planungs- und Betriebsführungswerkzeug in einem Querverbundunternehmen", *VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung*, Nürnberg, Desember 1995, pp 23-37
22. Küppers, P, Kirner, W: "Netzführungssystem für den Querverbund der Stadtwerke Rottweil", *VDI-Berichte 1226: Fortschrittlicher Rechnereinsatz in der Kommunalen Energieversorgung*, Nürnberg, Desember 1995, pp 87-111
23. "Energimodeller i Sverige – Datorprogram och IT-verktøy for energi 1999/2000", Chalmers Tekniska Högskola, Avd. Energisystemteknik, Profu i Göteborg AB, Januar 2000
24. Styczynski, Z.A: "Distribution Planning with Energy Storage", Stockholm PowerTech Conference, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995
25. Chirico, D, Mehta, H: "Application of Mathematical Optimization Techniques to the Analysis, Design and Operation of Central Utilities Plants and Distribution Systems"; 86<sup>th</sup> annual conf. of the International District Energy Association, Indianapolis, IN, June 1995
26. Liu, G, Sasaki, H, Yorino, N: "Application of network topology to long range composite expansion planning of generation and transmission lines", *Electric Power Systems Research* 57 (2001) pp 157-162
27. Climaco, J, Gomes Martins, A, De Almeida, A : "On the use of multicriteria optimization for electric energy planning", *Int. Journal of Global Energy Issues*, Vol. 1, No. 3, 1990, pp 194-203
28. Ludwig, B: "Optimization of Energy Systems under the Aspect of Sustainability", *Proc. of the 32<sup>nd</sup> Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, Honolulu, HI, July 27 – Aug. 2, 1997, pp 2070-2075
29. Cutri, V, von Spakovsky, M, Favrat, D: "An environomic approach for the modeling and optimization of a district heating network based on centralized and decentralized heat pumps, cogeneration and/or gas furnace. Part I: Methodology", *Int. J. Therm. Sci.* (2000) 39, 721-730
30. Cutri, V, Favrat, D, von Spakovsky, M: "An environomic approach for the modeling and optimization of a district heating network based on centralized and decentralized heat pumps, cogeneration and/or gas furnace. Part II: Application", *Int. J. Therm. Sci.* (2000) 39, 731-741
31. US Dept of Energy's hjemmeside <http://www.albany.edu/cpr/sds/DL-IntroSysDyn/index.html>
32. Botterud, A, Korpås, M, Vogstad, K: "En langsiktig systemdynamisk kraftmarkedsmodell", *Proceedings fra NEF Teknisk møte*, Trondheim, Nov. 2000, pp. 157-165
33. Bakken, B m.fl.: Spesifikasjon av analyseverktøy for transport med multiple energibærere. Teknisk rapport - SINTEF TR A5575. Januar 2002.
34. Transport-prosjektet på Internett: [http://www.energy.sintef.no/avd/Energisystemer/no\\_9.asp](http://www.energy.sintef.no/avd/Energisystemer/no_9.asp) og <http://www.energy.sintef.no/publ/xergi/99/2/art-2.htm>

35. Vogstad, K. m.fl. "The transition from fossil fuelled to a renewable power supply in a deregulated electricity market". System Dynamics yearly conference, Palermo, Italia, 28.jul-1.aug, 2002.
36. Grinden, B. m.fl. "Prognoser for etterspørsel etter elektrisk energi og effekt på lands- og fylkesnivå fram til år 2025". EFI TR A4450. Trondheim, september 1996
37. Nesbø, O.T. m.fl. "Potensiale for bruk av naturgass langs traséen for Trønderpipe". Cap Gemini Ernst & Young. Trondheim 12.12.2001.
38. Søgne, O-G. "Modellbyggprosjektet. Måling av formålsfordelt energiforbruk i 26 bygninger". Enovas byggoperatør. April 2002.
39. Hanto, K. m.fl. "Regional energiplan for Haugesund, Tysvær, Karmøy" Sekretariat: Haugaland ENØK.

## **7.1 INTERNETT-REFERANSER**

[Faktaheftet 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet:](#)

<http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/veiledninger/026031-120007/index-dok000-b-n-a.html>

[Gasnor Websider](#) ([www.gasnor.no](http://www.gasnor.no))

[Gassenteret Websider](#) ([www.gass.no](http://www.gass.no))

[Gassmagasinet](#) ([www.gassmagasinet.no](http://www.gassmagasinet.no))

[Industrikraft Midt-Norge](#) ([www.industrikraft.no](http://www.industrikraft.no))

[MidGas](#) ([www.midgas.no](http://www.midgas.no))

[Naturgass Vest](#) ([www.naturgass.no](http://www.naturgass.no))

[Gassco](#) ([www.gassco.no](http://www.gassco.no))



## **VEDLEGG 1: ENERGIPLANLEGGING**

### **V1.1 PROGNOSE AV ENERGIBRUK**

Når man skal analysere potensialet for bruk av naturgass eller andre energibærere framover i tid, er det viktig at man benytter datamodeller for å ta hensyn til alle faktorer som bidrar til å forklare utviklingen av energietterspørselen, dvs. både faktorer som trekker i retning av økt etterspørsel og faktorer som trekker i retning av redusert etterspørsel (ENØK, effektivisering etc.).

Utbyggingsprosjekter baserer seg på en analyse av dagens etterspørsel og prognoser for økning i etterspørsel etter elektrisk energi og effekt. Også forbruket av andre energibærere er relevante opplysninger dersom man for eksempel skal analysere alternative strategier til forsyning med elektrisitet. For planleggingsformål er det ofte tilstrekkelig å se på energiforbruket med år som tidsoppløsning. Ved detaljplanlegging kan det være nødvendig å benytte en mer detaljert tidsoppløsning, for eksempel time eller enda mindre tidsoppløsning.

Ved bruk av modeller slipper brukeren å ta stilling til hvordan analysen skal utføres fordi metodikken er ”bygd inn” i modellene. På den måten oppnår man konsistente (sammenlignbare) prognoser. Videre kan energi- og miljøanalysene enkelt knyttes opp mot den øvrige samfunnsplanlegging som foregår på fylkes- og kommunenivå (jfr. Plan- og bygningsloven). En tredje fordel ved å bruke modeller er muligheten for å kunne rekonstruere analysene. Det viktigste er imidlertid at beslutningstakerne kan knytte diskusjonen opp mot strategier, forutsetninger og usikkerhet (scenario- eller konsekvensanalyser). Det er viktig å ta hensyn til usikkerhet i de analyser og beslutninger som skal foretas etter at prognosene er utarbeidet. Det viktigste er imidlertid at beslutningstakeren kan danne seg et bilde av hvilke tiltak som kan settes inn for å påvirke energietterspørselen eller dekke opp økningen.

I energisektorene benyttes ofte teknisk/økonomiske energimodeller, hvor hovedvekten er lagt på teknisk/fysiske forklaringsfaktorer og kun enkelte økonomiske forklaringsfaktorer er inkludert. Tilsvarende modeller benyttes i USA (EPRI/LBNL) for framskrivninger, og av Det Internasjonale Energibyrået (IEA) for historiske analyser. Det samme konseptet er også brukt for transportsektor (MARINTEK). Erfaringen er at slike modeller har gitt treffsikre prognoser, selv om det må presiseres at dette ikke er noe mål i seg selv. Målet er at beslutningstakere på politisk nivå skal kunne påvirke utviklingen i ønsket retning. For enkeltaktører i energimarkedet, er det viktig å ha gode analyser (forventningsverdi og usikkerhet) for å ha best mulig beslutningsgrunnlag før investeringer foretas. Ved store utbyggingsprosjekter, kan det være aktuelt å foreta endringer underveis, dersom forutsetningene endres. Konsekvensen av slike endringer kan enkelt analyseres ved hjelp av modeller.

Alternative modeller til de teknisk/fysiske modellene er økonomiske likevektsmodeller, også kalt økonometriske modeller, som tar utgangspunkt i teorien om at energi, arbeidskraft og kapital er substituerbare størrelser. Disse modellene benyttes hovedsakelig på landsbasis, for eksempel i forbindelse med regjeringens langtidsbudsjett og energimeldinger.

Utgangspunktet for de teknisk/fysiske modellene er kunnskap om energiforbruket i enkelte bygninger og industriprosesser. Eksempelvis kan energibehovet for romoppvarming i bygninger

beregnes ut fra forskjellen mellom inne- og utetemperatur, når bygningsstørrelse, isolasjonstandard og ventilasjonsbehov er kjent. For industri vil energiforbruk pr. produsert enhet (i fysiske enheter) være en god forklaringsfaktor (også kalt energiintensitet indikator).

For analyseformål, kan man av praktiske grunner ikke analysere den enkelte forbruker i detalj. Man må derfor ta utgangspunkt i "typiske" forbrukere som beskrives ut fra statistikk for et større geografisk område. Nye forbrukere, som kommer til i løpet av prognosehorisonten, kan modelleres ut fra såkalte normtall, som igjen kan være utarbeidet på grunnlag av erfaringsdata eller mer detaljerte tekniske/fysiske modeller.

Ut fra det som er nevnt ovenfor, vil en datamodell alltid bli en forenklet beskrivelse av virkeligheten. Som en representativ indikator for det energiforbrukende systemet i bygningssektorene benyttes  $m^2$  oppvarmet golvareal. Som en representativ størrelse for produksjonssektorene, benyttes kr bruttoproduksjonsverdi fordi fysiske størrelser for produksjon, som tonn, liter etc. er for lite homogene. For primærnæringer er det mulig å benytte fysiske størrelser. For transportsektor benyttes transportmengde i tonnkm eller personkm.

Det kan være konflikt mellom ønsket om høy detaljeringsgrad, for å oppnå treffsikre prognoser, og det som er gjennomførbart av praktiske eller legale årsaker. Dersom man går ned på svært små geografiske områder, eller opererer med en svært detaljert sektorinndeling, kan man for eksempel komme i konflikt med Statistikklovens krav til taushetsplikt. For næringsvirksomhet kan i slike tilfeller sysselsetting være en mindre "kontroversiell" størrelse å forholde seg til enn bruttoproduksjonsverdi. For yrkesbygg finnes ingen fullstendig arealstatistikk i Norge. Det betyr at sysselsetting ofte må benyttes isteden for oppvarmet areal i yrkesbygg.

En hensiktsmessig sektorinndeling er vist i Tabell V-1 1. Også når det gjelder energibærere kan det være hensiktsmessig med forenklinger i forhold til den oppdeling som Statistisk sentralbyrå benytter. Tabell V-1 2 viser en hensiktsmessig gruppering av energibærere og energianvendelser (formål). Spesielt er det viktig å fokusere på formålsfordelingen i energiplaner når man skal danne seg et bilde av hvor mye energi som kan substitueres mellom forskjellige energibærere. Når det gjelder energibærere, holdes energisektorene og energi som råstoff normalt utenfor analysene, men i industrisektorer kan det være vanskelig å skille mellom energibruk og råstoff. Transportsektor holdes ofte utenfor analyser for små geografiske områder. Som regel prognoseres kraftkrevende industri og treforedling separat, ut fra de langsiktige kontraktene som eksisterer for slik virksomhet.



Tabell V-1 1 Sektorinndeling for energiplanlegging

Hoved- og undersektorer		Næringsgruppestandarder SN94
<b>Diverse</b> Jordbruk Skogbruk Fiske/fangst Bygg/anlegg <b>Industri</b> Bergverk Næringsmiddel Tekstil Trevarer Treforedling/Grafisk Kjemiske produkter Mineralske produkter Industri ellers <i>Kraftintensiv industri</i> Kjemiske råvarer Jern og stål Ferrolegeringer Aluminium Ikke-jernholdige metaller <b>Transport</b> <b>Tjenesteyting (+byggeår som i boligsektor)</b> Varehandel Bank/forsikring Undervisning Helse/sosial Offentlig administrasjon Annen virksomhet <b>Energisektorer (tas ikke med)</b>		A01 A02 B05 F45  CB13, 14 DA15, 16 DB17-19 DD20, 36 DE21, DE22 DF23-25 unntatt 24.1 DI26 DJ28, DK29, DL30-35, DJ27.5  DG24.1 DJ27.1, 27.2 DJ27.3 DJ27.42 DJ27.45 I60-63+bensin/autodiesel  G50, 51, 52 J65, 66, (67) M80, K73 N85 L75, 164 K70,71,74 O90-93, G50.2, 52.7, H55 CA10-12, DF23.2-3, E40.1-3
<b>Boliger</b> Eneboliger Rekkehus Blokkleiligheter	<b>Byggeperioder*</b> T.o.m. 1955 1956-1981 1982-	Er ikke næringsgruppe

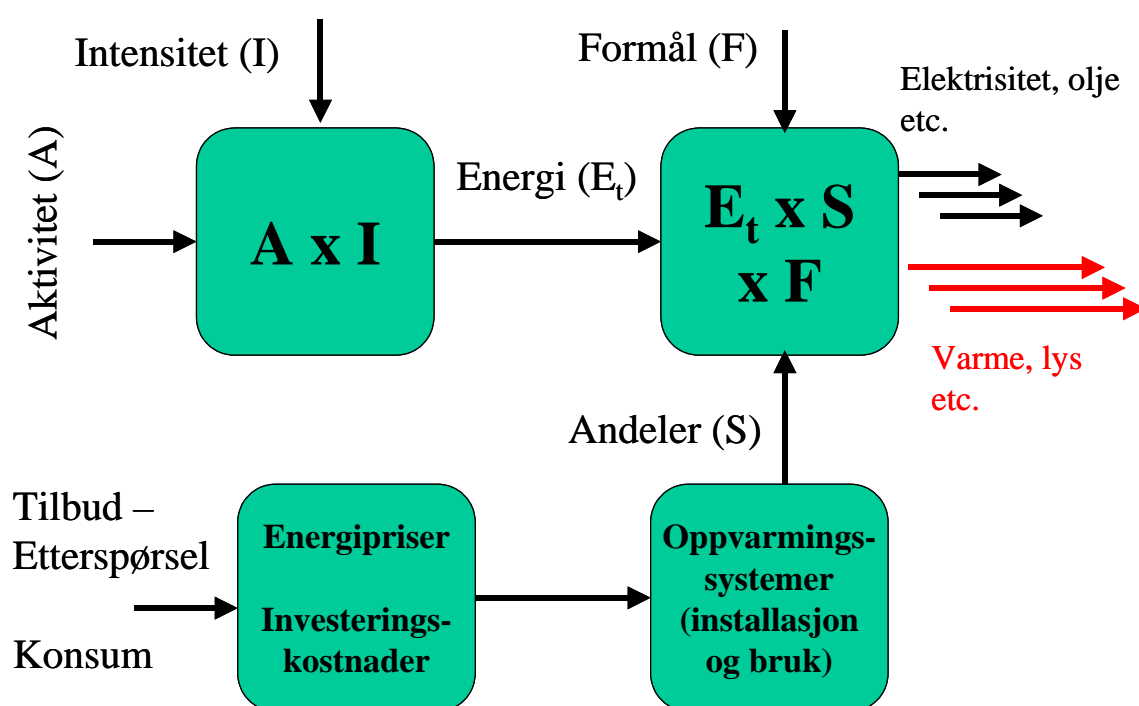
\* Inndeling etter år for endringer i byggeforskrifter

Tabell V-1 2 Energibærere og energianvendelser (formål)

Energibærere
Elektrisitet Kjerkraft (uprioritert kraft) Olje Kull/koks Ved etc. Fjernvarme (Natur)gass Gratisvarme (i varmepumpe)

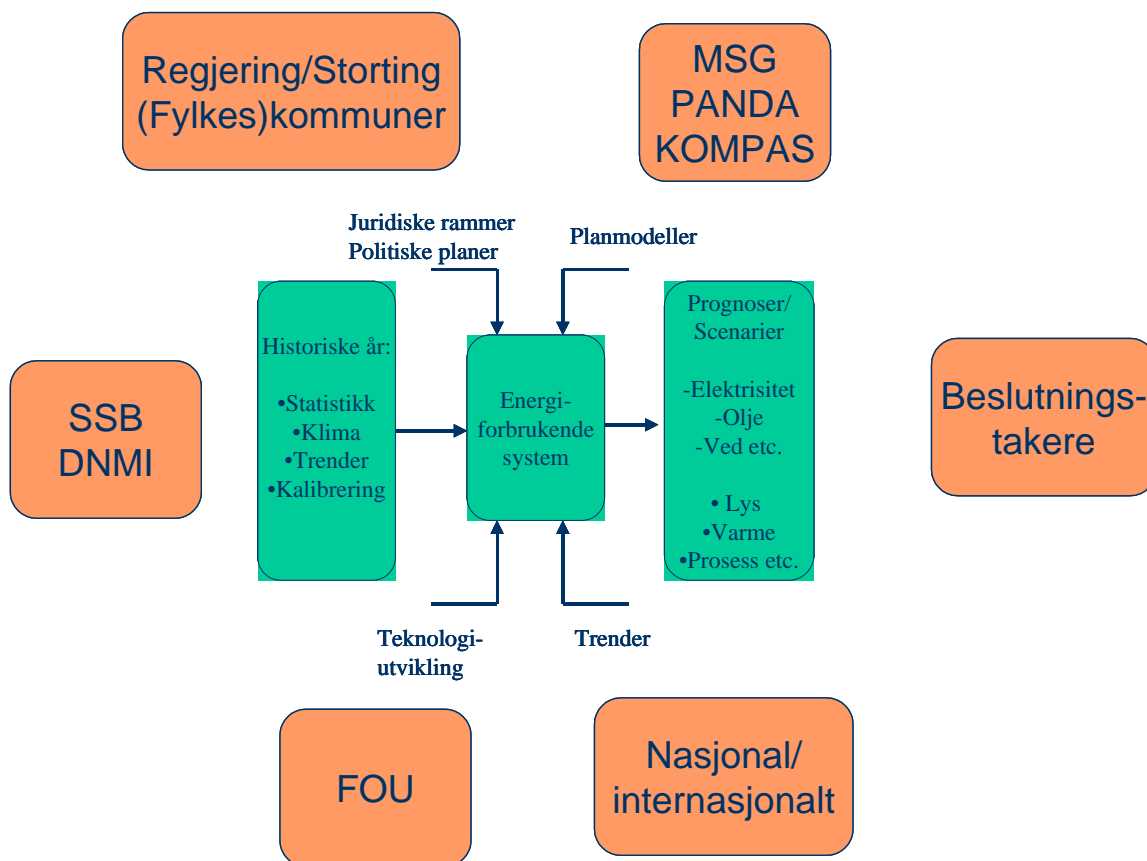
Formål
Romoppvarming (inkl. ventilasjon) Varmt vann Prosess Lys Øvrig elutstyr Kjøling Transport

Når det gjelder muligheter for substitusjon mellom energibærere, er det viktig å skille mellom kort og lang prognosehorisont. Her kommer prismekanismer inn. Det gjelder både energipriser og investeringskostnader for energiforbrukende utstyr. Når det gjelder investeringskostnader (sett fra sluttbruker), ser man primært på oppvarmingssystemer. Energibesparende tiltak (ENØK) kan i prinsippet håndteres på samme måte som et oppvarmingssystem, men vil primært bidra til å senke energiintensitetene (kWh/ m<sup>2</sup> eller kWh/kr). På kort sikt er det kun muligheter for substitusjon hos forbrukere som har kombinerte oppvarmingssystemer. På lang sikt er det muligheter for å konvertere større energimengder ved at nybygg installerer nye eller fleksible oppvarmingssystemer, og ved at eksisterende bygningsmasse skifter ut gamle oppvarmingssystemer dersom det er lønnsomt. Modellens kjerne er illustrert i figur V1-1 (for ett stadium i tid).



Figur V1-1 Prinsippskisse for teknisk/fysisk modell av det energiforbrukende system

Figur V1-2 illustrerer sammenhengen mellom energimodeller og offentlige planer (eller andre modeller) ved framskrivning av energietterspørselen. Ofte er prosessen like verdifull som resultatene, fordi brukeren lærer mye om hvilke faktorer som har stor betydning og hvilke faktorer som har liten betydning for veksten i energiforbruket. Som andre planer, er det også nødvendig å revidere/rullere energiplaner med jevne mellomrom.



Figur V1-2 Forholdet mellom energiprognering og annen offentlig planlegging

Når det skal foretas analyser for å finne hvor mye energi som kan erstattes med andre energibærere enn de som benyttes på nåværende tidspunkt, må man benytte sammenlignbare enheter, såkalt nyttiggjort energi. Dette kan finnes ut fra statistikk, som normalt oppgis i salgsenheter, ved å multiplisere med brennverdi og virkningsgrader. Størrelsen på disse finnes i NOS Energistatistikk fra SSB. Det må understrekes at virkningsgrader er usikre størrelser, og kan variere mye fra anlegg til anlegg avhengig av alder på utstyret og vedlikeholdet.

For å kunne analysere statistiske trender, er det videre viktig å benytte temperaturkorrigerte tall for energiforbruk. Det finnes ulike metoder for å foreta temperaturkorrigering. Den vanligste metoden er basert på graddager (Meteorologisk institutt). NVE beregner temperaturkorrigert forbruk ut fra en metode for "filtrering" av målte verdier (forbruk og temperatur). SINTEF Energiforskning benytter beregnede temperaturfølsomheter basert på målinger av temperatur og forbruk for typiske kundegrupper.

Det er i hovedsak fire typer informasjon (statistikk) som danner grunnlaget for energianalyser, dvs. som gir informasjon om trender og utgangspunkt for fremskrivninger. Disse indikatorene er vist nedenfor:

Tabell V-1 3 Statistikkgrunnlag for energianalyser

<b>Statistikkgrunnlag for energianalysere</b>	
<b>1. Energistatistikk</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Alle energibærere</li> <li>b. Nyttiggjort energi</li> <li>c. Temperaturkorrigert forbruk</li> <li>d. Formålsfordeling (resultat av beregningene)</li> <li>e. Alle sektorer</li> </ul>
<b>2. Arealstatistikk</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Oppvarmet areal</li> <li>b. Byggeår</li> <li>c. Boliger fordelt på boligtyper</li> <li>d. Yrkesbygg fordelt på undersektorer eller bygningstyper</li> <li>e. Opplysninger om installasjon og bruk av oppvarmingssystemer</li> </ul>
<b>3. Produksjonsstatistikk</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Bruttoproduksjonsverdi (fast kroneverdi)</li> <li>b. Primær- og sekundærnæringer fordelt på undersektorer</li> <li>c. Opplysninger om prosesser</li> </ul>
<b>4. Transportstatistikk</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>a. Persontransport</li> <li>b. Godstransport</li> </ul>

Statistisk Sentralbyrå er den viktigste informasjonsleverandør når det gjelder den historiske delen av analysearbeidet. Fordi disse statistikkene ikke finnes direkte i ønsket format, er det nødvendig å foreta tilpasninger og bearbeiding av inngangsdata ut fra det som er tilgjengelig. De viktigste kildene (de fleste i NOS<sup>3</sup> serien) vist nedenfor:

1. Energistatistikk
2. Elektrisitetsstatistikk
3. Byggearealstatistikk
4. Arbeidsmarkedsstatistikk
5. Industristatistikk
6. Nasjonalregnskapstatistikk
7. Samferdselstatistikk
8. Statistisk årbok
9. Befolkningsstatistikk
10. Naturressurser og Miljø
11. Økonomisk utsyn
12. Ukens statistikk
13. Levekårsundersøkelser
14. Boforholdsundersøkelser
15. Folke- og Boligtellinger
16. Energiundersøkelser

<sup>3</sup>Norges Offisielle Statistikk.

I tillegg publiserer SSB en rekke andre rapporter og notater vedrørende energi og energibruk som kan være av interesse for folk som arbeider med energiplanlegging. Ut fra disse statistikkene har det vist seg å være mulig å beregne de nødvendige data (aktiviteter og intensiteter) som utgangspunkt for fremskrivninger. SSB kan også utarbeide/tilpasse statistikk på oppdrag, men er bundet av Statistikkloven, som tidligere nevnt.

Når ”historien” er lagt inn i modellen, må modellen kalibreres. Som regel vil det være avvik mellom observert (statistisk) og beregnet forbruk. Noe av årsaken til avviket er at SSB benytter ikke-fysiske indikatorer for å ”beregne” fordeling av energistatistikk på sektorer. For at beregnet og statistisk energiforbruk skal bli likt, må det foretas en kalibrering av modellen. Dette gjøres ved å justere på ikke-observerbare parametere, som for eksempel bruken av ulike energibærere innenfor kombinerte oppvarmingssystemer. Slike parametere er størrelser som det ikke finnes statistikk for, men hvor man tar utgangspunkt i erfaringsverdier.

Når modellen er kalibrert mot statistisk energiforbruk for en tidsserie (dvs. flere år), er modellen klar for selve prognosearbeidet, dvs. fremskrivninger og scenarier. Man starter ofte med en basisprognose som er basert på trendfremskrivninger. Man analyserer historisk trendutvikling, spesielt for å finne brudd på trender og eventuelle metningsfenomener. De vanligste metodene for trendfremskrivninger er:

1. Eksponentiell trendlinje (økende vekst)
2. Lineær trendlinje (jevn vekst)
3. Logaritmisk trendlinje (avtakende vekst)

Økonometrisk teori benytter ofte eksponentiell vekst (”vokse inn i himmelen”). Kunnskap om fysikken i systemet tilsier imidlertid at en lineær eller logaritmisk vekst er mer sannsynlig. Eksempelvis er det begrenset hvor mye innetemperaturen kan øke før det blir ubehagelig.

Det som imidlertid er mest interessant, er imidlertid å kunne foreta konsekvensanalyser (eller scenarier). Eksempelvis analysere konsekvensen for det energiforbrukende systemet av vedtatte politiske planer. De viktigste offentlige dokumenter for lokal energiplanlegging er:

- Kommuneplan eller fylkesplan (felles planforuts.)
- Arealplan (inkl. kart)
- Næringsplan (fylkes- og kommunenivå)
- Energi- og miljøplan (kommunenivå)
- Kraftsystemplan (fylkesnivå)

Fordi en del av disse planene er frivillig å utarbeide, samt at det erfaringsvis kan være lite konkrete tallmateriale i slike planer som kan danne grunnlaget for energiplaner, er det ofte nødvendig å få tilgang til planmodellberegninger dersom slike foreligger. SINTEF’s planmodell PANDA og NORGIT’s KOMPAS benyttes i planarbeidet på hhv. fylkes- og kommunalt nivå. Et problem med dette er at man i den øvrige samfunnsplanleggingen ofte ser 4-10 år fram i tid, mens man ønsker å se 20-30 år fram i tid ved planlegging av energisystemet. Bruken av datamodeller i planarbeidet er også frivillig. Energiplanleggeren må da ta på seg rollen som en slags ”uoffisiell samfunnsplanlegger”, og utarbeide prognoser for andre sentrale størrelser som har betydning for utviklingen av energietterspørselen.

Et annet problem med offentlige planer er at mange fokuserer på historiske data, med få prognoser. Oppdateringer av offentlige planer foretas i enkelte tilfeller uregelmessig eller sjelden.

På samme måten som for den historiske delen av analysearbeidet, er det primært de fysiske størrelsene oppvarmet bygningsareal, produksjon og transportmengde som skal framskrives. Da man som regel ikke kan finne dette andre steder, kan man benytte andre variabler som kan regnes om til de fysiske størrelsene som inngår i modellen. Basert på erfaring har man funnet ut at følgende prognoser kan benyttes som forutsetninger (inngangsdata) for norske forhold:

**Boligsektor:**

- Boligbyggingsprognoser (antall, størrelse og type)
- Evt. befolkningsprognoser (personer) kombinert med befolkningstetthet (personer pr. bolig)

**Tjenesteytende sektor:**

- Prognoser for nybygging av yrkesbygg (m2)
- Evt. sysselsettingsprognoser (personer) kombinert med sysselsettingstetthet (m2 pr. person)

**Industri sektor:**

- Bruttoproduksjonsverdi (kr)
- Evt. sysselsetting (personer)

**Diversesektor**

- Bruttoproduksjonsverdi (kr)

**Transportsektor:**

- Transportmengder (personkm og tonnkm)

## V1.2 OPPDEKNINGSPLANLEGGING

Dette vedlegget gir en kortfattet oversikt over internasjonale modeller som er relevante for analyse av energisystemer. Oversikten baseres i stor grad et arbeid utført innenfor prosjektet ”Energitransport med multiple energibærere” [33].

I internasjonal litteratur finner man i hovedsak publikasjoner som omhandler metoder og/eller spesialverktøy som er utviklet for spesifikke geografiske områder og energiselskaper. Noen verktøy er imidlertid utviklet til et kommersielt nivå. Her gis en kort beskrivelse av følgende verktøy:

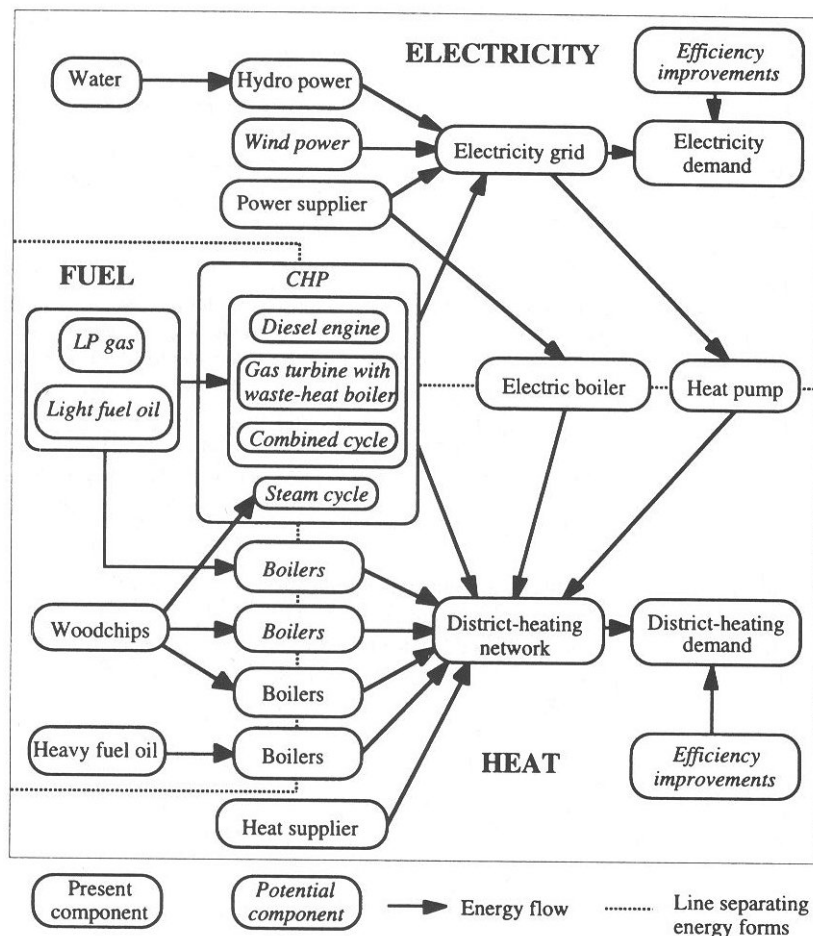
- MODEST
- MARKAL med varianter, hjelpeverktøy og videreutvikling
- EFOM
- MESSAGE
- POWERSIM (KRAFTSIM)
- NORMOD
- WASP/ENPEP
- Andre programmer som Samkjøringsmodellen og lignende.
- ”Transport-modellen”

Selv de mest komplekse modellene har ikke den ønskede fleksibilitet når det gjelder multi-kriterie optimalisering der økonomi, energieffektivitet og miljøkonsekvenser settes opp mot hverandre, heller ikke tilstrekkelig funksjonalitet når det gjelder usikkerhet knyttet til sluttbrukers adferd og evne/mulighet til å veksle mellom ulike energibærere. Modeller som er utviklet utelukkende for å analysere ett energisystem (for eksempel kun elektrisitet eller naturgass) er utelatt her.

### MODEST

Optimaliseringsverktøyet MODEST (Model for Optimisation of Dynamic Energy Systems with Time-Dependent Components and Boundary Conditions) ble utviklet på Linköpings Universitet på 80- og 90-tallet [8], først som en ren regnemethodikk deretter implementert som dataprogram. MODEST benytter lineærprogrammering (LP) til å optimalisere utbyggings- og driftskostnader for å dekke et gitt energibehov over en vilkårlig analyseperiode i lokale, regionale og nasjonale energisystemer.

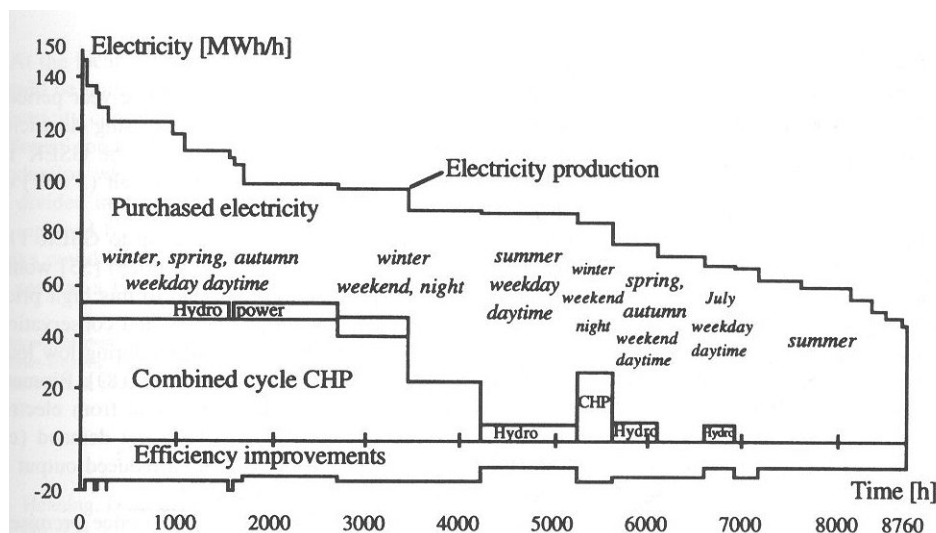
MODEST er primært beregnet på å finne de beste investeringer for framtidig energitilgang eller –anvendelse. Energisystemet modelleres i MODEST som et nettverk av komponenter og energistrømmer, se Figur V1-3. På tilgangssiden representeres kjøp av brenslers, elektrisitet og varme, samt varmekraftverk, kogenereringsverk, vannkraft, vindkraft, el- og oljekjeler, varmepumper, varmelager og distribusjonsnett. På anvendelsessiden representeres flere kategorier sluttbrukere, inklusive brenslersfleksibilitet (mellom el og andre energibærere), laststyring av el samt energiøkonomiseringstiltak.



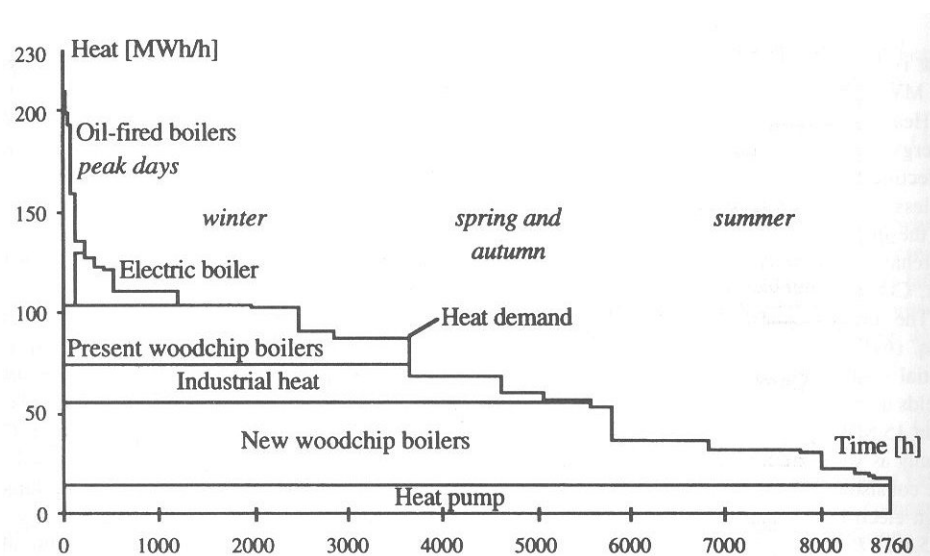
Figur V1-3 Lokalt energisystem modellert i MODEST [9]

Et år i analyseperioden kan inndeles i en vilkårlig gruppering av måneder, uker, dager og døgnperioder. Tidsoppløsningen kan dermed tilpasses energisystemet som skal studeres, og ta hensyn til både langsiktige investeringer og kortsiktige driftrelaterte forhold. Investeringer kan foretas ved starten av en periode, og systemets struktur og egenskaper forutsettes deretter konstant innenfor perioden [9, 10]. Figur V1-4 og Figur V1-5 viser eksempler på resultater i form av varighetskurver for ett år for hhv. den lokale elforsyningen og fjernvarmeforsyningen. MODEST har ofte vært benyttet til analyser for å vurdere introduksjon eller utvidelser av kogenereringskapasitet, sammenkobling av fjernvarmenett eller avtaler om varmeleveranser.





Figur V1-4 Varighetskurve for lokal elforsyning etter installasjon av kogenerering [9]



Figur V1-5 Varighetskurve for fjernvarmeforsyning etter installasjon av biomasse-kjeler [9]

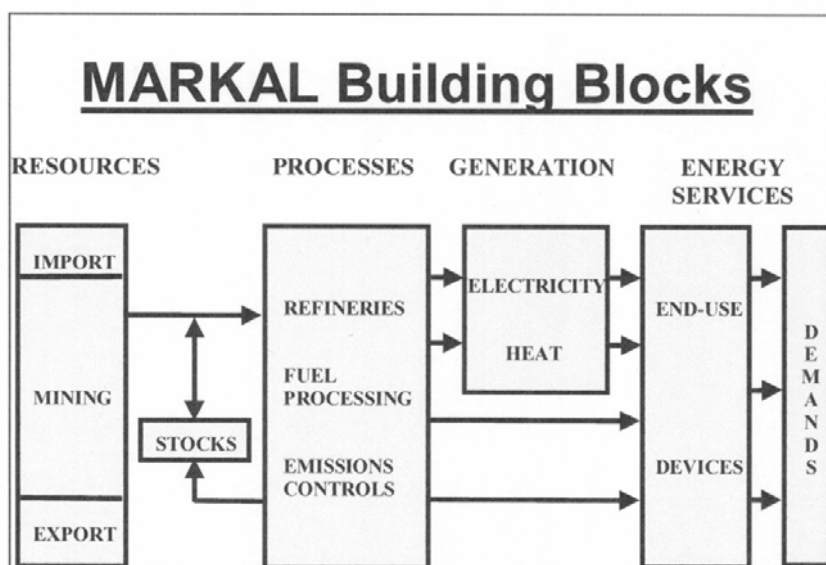
MODEST benytter ikke heltallsvariable, og kan dermed ikke representere diskrete transport-elementer som veitrafikk, jernbane eller båt. Minimum oppe- og nedetider, og variable start/stopp-kostnader som funksjon av disse, kan heller ikke representeres. Det samme gjelder stokastiske variable knyttet til fenomener som utilgjengelighet, prisvariasjoner og tilsig til vannkraftverk. Modellen optimaliserer i hovedsak kostnader, og har ikke full fleksibilitet for multi-kriterie optimalisering med vektning av miljøaspekter.

## MARKAL

MARKAL (MARKet ALlocation) er en LP-modell av et generalisert energisystem som beregner en optimal (minimum kostnad) løsning over et vilkårlig antall tidsperioder. Modellen representerer både tilgang og etterspørsel av ulike energiformer. Utviklingen av MARKAL startet ved Brookhaven National Laboratory i USA på 70-tallet [16]. I dag koordineres bruk og utvikling gjennom IEA-programmet ETSAP (Energy Technology System Analysis Program), der medlemmene samarbeider om å utvikle metodikk og kompetanse for å modellere lands og regioners energisystemer i et miljø/økonomi perspektiv [12]. En sentral oppgave de senere år har vært å bistå i klimaprosessen ved å analysere strategier for reduksjon av utslipp.

Siden 1990 har IFE representert Norge i [ETSAP](#). Den norske MARKAL-modellen er benyttet til analyser for blant annet Miljøverndepartementet og Olje- og energidepartementet, f.eks. under utarbeidelsen av utredningen "Energi- og kraftbalansen mot 2020".

Som i de fleste energisystem-modeller, kobles konvertering og sluttbruk av energi i MARKAL gjennom ulike energibærere. Brukeren spesifiserer en systemmodell som vist i Figur V1-6 som inkluderer *primære energikilder* (gruvedrift, olje/gassutvinning osv), *foredling og konvertering* (raffinerier, kraftverk osv) og *sluttbruk av energi* (kjeler, veitrafikk, romoppvarming osv). Energi i ulike former og mengder flyter mellom disse teknologiene, som inndeles i 5 klasser: *Ressurser*, *Energibærere*, *Prosesser* (fra energibærer til energibærere), *Konverteringer* (fra energibærere til el/varme) og *Sluttbrukerutstyr*. Energietterspørselen oppdeles i *sektorer* (bolig, industri, transport, kontor osv) og i *funksjoner* (kjøling, oppvarming, lys, vannvarming osv). For hver prosess, konvertering og sluttbrukerutstyr kan virkningsgrad, tilgjengelighet, levetid samt drifts- og vedlikeholdskostnader angis.



Figur V1-6 Teknologimodulene i MARKAL [11]

MARKAL er en såkalt ”sluttbruker-styrt” modell (”demand driven”). Alle spesifiserte energibehov må alltid oppfylles, og de alternative energibærere og –prosesser konkurrerer om å dekke behovet. Modellen bestemmer det optimale energisystemet som tilfredsstiller behovet. Modellen har en tidsoppløsning på inntil 16 perioder som består av et vilkårlig antall år. Energisystemets topologi forutsettes uendret i hver periode, men alle grenseverdier kan endres.

MARKAL har 8 funksjoner som til en viss grad muliggjør multi-kriterie optimalisering, da de kan brukes alternativt som målfunksjon, beskrankning eller for bokholderi: Totale diskonterte systemkostnader, kostnader når fornybare teknologier er gratis, miljøkonsekvenser, bruk av fossile brensler, bruk av ikke-fornybar energi, bruk av kjernekraft, bruk av primære energiresurser vektet med sikkerhet eller en kombinasjon av kostnader og sikkerhet. Som beskrankninger blir disse funksjonene begrenset til gitte verdier, ved bokholderi påvirker de ikke den optimale løsningen. Vanligvis minimaliseres totale diskonterte systemkostnader.

Opprinnelig ble MARKAL utviklet for energianalyser på nasjonalt nivå, men modellen har også vært benyttet på en rekke lokale problemstillinger vedrørende fjernvarme, biomasse, vind og kogenerering. Modellen er mindre egnet til detaljert planlegging av lokal elforsyning.

I basisversjonen regner MARKAL deterministisk, dvs. den kan ikke ta hensyn til usikkerheter i analysene. Dette må gjøres gjennom multiple analyser av ulike scenarier. Man må også gjøre en rekke grunnleggende forutsetninger, for eksempel for utviklingen av energieterspørselen over analyseperioden. På grunn av disse begrensningene, er det etter hvert utviklet en familie av tilleggsprogrammer og varianter av MARKAL. De følgende avsnittene gir en kort beskrivelse av de mest vanlige variantene.

#### **\* MARKAL-Macro**

MARKAL-Macro er en ikke-lineær optimaliseringsmodell som kobler en nasjonal energimodell i MARKAL til en makro-økonomisk modell [11]. Dette muliggjør en kobling mellom energieterspørsel og økonomisk vekst på den ene siden, og tilbakevirkninger på økonomi som følge av endrede energipriser og introduksjon av ny energiteknologi på den andre siden. Når MARKAL har funnet den prisgunstigste måten å dekke etterspørselen på, returneres energikostnadene til MACRO, som sammenlikner disse med aktivitetsnivået i resten av økonomien. Dersom reduserte energikostnader medfører større energi-etterspørsel, returneres nye estimater til MARKAL, som gjentar minimaliseringen av energikostnadene. Denne iterasjonen gjentas inntil modellen finner den maksimale nytteverdi for konsumenter.

MACRO benytter en aggregert betraktning av langsiktig økonomisk vekst i to sektorer; produksjon og forbruk. Modellen bestemmer kapital, arbeid, energiforbruk, investeringer og energikostnader internt, og forsøker å finne det samlede investeringsnivå som optimaliserer økonomisk vekst og maksimaliserer konsumentnytte.

Tradisjonelt har MARKAL vært benyttet til å analysere et geografisk avgrenset energisystem, typisk et land eller en stat. I MACRO kan flere modeller kobles sammen til multiple systemmodeller. Dette er spesielt gunstig ved analyser av f. eks. internasjonale utslippskvoter.

#### **\* MARKAL-Micro / MED**

En MARKAL modell i standard versjon forutsetter at energietterspørselen er kjent. I modellene MARKAL-Micro og MARKAL\_ELASTIC\_DEMAND (MED) er denne etterspørselen erstattet av funksjoner som angir energietterspørselen som funksjon av markedspriser beregnet i MARKAL [11]. Både ulineære og trinnvis lineære funksjoner er implementert. I modellens objektfunksjon maksimaliseres summen av konsument- og produsentoverskudd (jfr. det norske Elspot-markedet) med balanse mellom tilgang og etterspørsel etter energi.

MICRO forutsetter symmetrisk sammenheng mellom pris og etterspørsel, uavhengig av om prisene stiger eller synker, mens MED tillater ulik elastisitet for stigende og synkende priser. Også MED modeller kan kobles sammen til multinasjonale energisystem-modeller.

#### **\* MATTER**

Studier viser at 30% av utslipp av klimagasser skyldes industrisektoren (materialer). For bedre å kunne analysere utslippene av klimagasser, er MARKAL's energiflyt-struktur utvidet til å inkludere flyt av materialer i prosjektet MATTER (MATerials Technologies for greenhouse gas Emission Reduction) [11]. I denne modellen kan effektene av teknologiske forbedringer i energi- og materialesektoren analyseres i sammenheng.

#### **\* Extended MARKAL**

GERAD Research Center i Canada har utviklet sin egen versjon av MARKAL som er kalt "Extended MARKAL". Denne versjonen av MARKAL har følgende spesielle egenskaper:

- Representasjon av materialflyt
- Regionale elektrisitets- og fjernvarmenett
- Bedre beskrivelse av sesong- og døgnvariasjoner i sluttbruk av elektrisitet
- Detaljert modell av oljeraffinerier
- Årlig og sesongbasert håndtering av vannkraftmagasiner
- Mer fleksible muligheter for brukeren til å addere ekstra funksjonssammenhenger som ikke er standard i modellen
- Representasjon av bundet materie og energi i teknologier som kan gjenvinnes etter levetidens utløp (eks. stål og aluminium i biler)
- Priselastisk sluttbruk av energi
- Markedsbasert balanse mellom tilgang og etterspørsel av energi (priskryss)
- Muligheter for stokastiske analyser av multiple scenarier
- Kan håndtere multiple regioner med egne og/eller felles scenarier og begrensninger (eks. nasjonale energibalanser og globale utslippsreduksjoner)

Mange av egenskapene i Extended MARKAL er inkludert i neste generasjon av verktøyet kalt "TIMES" (se under).

#### **\* GAMS**

GAMS (General Algebraic Modelling System) er et spesialdesignet verktøy for å modellere store lineære og ulineære optimaliseringsproblemer, inklusive heltallsformuleringer [14]. I GAMS legges data inn i gjenkjennlig form i lister og tabeller. Modeller er beskrevet i konsistente algebraiske uttrykk. Samme modellformulering kan benyttes flere ganger uten å gjenta det algebraiske uttrykket. GAMS genererer automatisk ulikhets- og likhetsbegrensninger, og lar brukeren konsentrere innsatsen om problemformulering snarere enn likningsbygging.

#### **\* ANSWER**

ANSWER er et Windows-basert brukergrensesnitt for MARKAL som ble introdusert i 1998 [11]. ANSWER muliggjør en hurtig definisjon av topologi (kobling mellom ulike teknologier), klassifisering av teknologier i produksjon, omforming og sluttbruk, og datainnlesing. Når en ny teknologi introduseres i modellen, blir alle relevante parametre satt til standardverdier eller flagget for brukerinput. Brukeren kan navigere gjennom energisystemet ved å klikke på de ulike energibærerne eller prosessene. Data kan editeres direkte i regneark og/eller importeres fra EXCEL, input-data og resultater kan undersøkes parallelt. Grafiske framstillinger linkes mot EXCEL og kan kopieres direkte inn i Word. Resultater fra flere alternative case kan også presenteres grafisk for sammenlikning.

#### **\* TIMES**

TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) betraktes som neste generasjon i utviklingen av MARKAL, og ble introdusert i 1999 [11]. Som MARKAL er TIMES et optimaliseringsverktøy som minimaliserer kostnader innenfor gitte beskrankninger. Økt fleksibilitet gjør imidlertid at modellen kan benyttes til flere ulike typer problemer enn MARKAL.

Noen av de viktigste forbedringene i TIMES i forhold til MARKAL er:

- Fleksibel tidsoppløsning med variabel periodelengde og ubegrenset antall tidsperioder
- Mer fleksible prosessbeskrivelser
- Separat spesifisering av brensels- og prosessavhengige virkningsgrader
- Aldring av prosesser med økende faste kostnader kan modelleres
- Skille mellom teknisk og økonomisk levetid av prosesser
- Effekten av opprusting og utskiftninger kan modelleres
- Parametre kan endres over tid (for eksempel økte driftskostnader pga. økt kostnad av arbeid)
- Forberedt for sammenkobling med multiple regioner

TIMES vil ikke bli bygget inn i brukergrensesnittet ANSWER. ETSAP betrakter imidlertid TIMES som fremtidens modell, og fortsetter utviklingen av modellen og et eget brukerstøttesystem for den.

Med en utvikling over 30 år og en fortsatt betydelig internasjonal aktivitet omkring bruk og utvikling, er MARKAL et av de mest avanserte verktøy for energisystemanalyser på markedet i dag. Modellen har stor bredde og fleksibilitet både på modelleringssiden (hvilke teknologiske og ikke-teknologiske funksjonssammenhenger som kan representeres) og på analysesiden (hvilke problemstillinger som kan analyseres).

MARKAL er utviklet for analyse av større nasjonale/internasjonale systemer med betydelig grad av aggregering av komponenter og teknologier, og selv om man gjennom visse tilpasninger og modifikasjoner kan benytte MARKAL på mindre, lokale energisystemer, vil dette ikke være noen god løsning. Man kan benytte MARKAL til å finne ut *hvilken* teknologi man skal bygge *når*, men dersom man for eksempel skal ta en beslutning om et gitt kraftverk skal bygges nord eller sør for byen, må energisystemet splittes i to separate modeller som er koblet med overføringsmuligheter. Det er ingen geografisk representasjon av infrastruktur i MARKAL, selv om transportsektoren er inkludert som egne teknologier. Det er også usikkert om tidsoppløsningen i TIMES er blitt god nok til å kunne se på kortvarige kapasitetsproblemer på timebasis.

Bruk av MARKAL krever dessuten et formidabelt arbeid i form av datainnsamling og -strukturering før man kan kjøre modellen. ETSAP anslår at det vil ta ca. 1 måned å bygge en ”liten MARKAL-modell for ett land (...) dersom du er en MARKAL-ekspert og statistikk er tilgjengelig” [12]. MATTER-modellen som omfattet hele Vest-Europa tok ca. 1 årsverk å modellere, men trengte 10 årsverk til datainnsamling.

## **EFOM**

LP-modellen EFOM (Energy Flow Optimization Model) minimerer kostnadene med å tilfredsstille en nasjons totale energibehov over en gitt tidshorisont [8]. Mer enn 300 ulike teknologier (prosesser) for energiproduksjon og –forbruk er inkludert i modellen. Utviklingen av EFOM ble startet gjennom et EU-program på 70-tallet, og modellen er benyttet både til utredninger for de enkelte EU-land og til internasjonale analyser av hele EU’s energisystem. Modellen er enkel i sitt design, men blir kompleks pga. det store antallet energikjeder og –teknologier som betraktes.

EFOM beskriver energisystemet ved hjelp av energikjeder og økonomisk aktivitet knyttet til energibruken i et gitt land. Med begrepet ”energikjede” menes de ulike kombinasjoner av økonomiske aktiviteter som etterfølger hverandre fra utvinning av energiressurs til de ulike energianvendelser (utvinning, konvertering, behandling, transport, lagring, distribusjon etc). Systemets input kan være import av energi eller lokale energikilder, output kan være eksport eller bruk av energi.

Analyseperioden inndeles i inntil 6 år, og data for mellomliggende år interpoleres. Objektfunksjonen består av den diskonterte sum av årlige drifts- og investeringskostnader. EFOM minimaliserer totale diskonterte systemkostnader for analyseperioden. EFOM har ikke fleksibel tidsoppløsning i ulike sesonger, måneder eller dager, og kan bare grovt representere energilagring og korttids drift.



EFOM har også blitt utvidet med en spesiell miljø-modul til EFOM-ENV som tar hensyn til teknologier for å redusere utslipp av klimagasser (teknologier med negative utslippskoeffisienter) og årlige utslippsbegrensninger for spesifikke teknologier, sektorer eller hele nasjonen (integralbegrensninger).

Den videre utvikling av EFOM skjer nå sammen med TIMES.

## **MESSAGE**

MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental impacts) er en LP-modell som beregner nødvendig forsyning av primære ressurser for å møte det sekundære energibehovet til lavest mulig kostnad [8]. Typiske restriksjoner vil være ressurstilgjengelighet, energiproduksjon og utbyggingsrate for ny produksjonskapasitet. MESSAGE er utviklet i et program for energisystemstudier ved IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), opprettet i Østerrike i 1972 som et ikke-statlig, flerfaglig, internasjonalt forskningsinstitutt. Modellen inngår i instituttets sett av energimodeller for *verdens totale energisystem*.

Ut fra definerte framtidige scenarier (befolkningsvekst, økonomisk vekst etc) kalkuleres framtidig energibehov for hver av de 7 regionene som verden inndeles i. For hver av regionene beskrives behovet for flytende, faste eller gassformige brenslere for sektorene transport, husholdning og industri. MESSAGE beregner så de nødvendige mengder av brensel som trengs for å møte energibehovet til en lavest mulig kostnad, ofte med restriksjoner på ressursenes tilgjengelighet, energiproduksjon og utbyggingshastighet.

Planleggingshorisonten deles inn i perioder med variabel lengde, og hver periode er representert med et ”typisk” år, som igjen kan inndeles i inntil 10 lastperioder med variabel lengde. MESSAGE kan håndtere heltallsvariable, ulineære funksjoner, multi-kriterie optimalisering og stokastiske framtidige investeringskostnader. Minimaliseringen kan omfatte totale systemkostnader, energi-import og utslipp.

MESSAGE kan beskrive mange ulike energiformer, og er benyttet til analyser både av nasjonale og lokale energisystemer. Modellen minimaliserer kostnader, og kan finne marginale kostnader og optimal investeringsplan. Tidsoppløsningen er imidlertid lite fleksibel, slik at energilagring eller optimale driftsplaner ikke kan håndteres. Modellen har heller ikke vært benyttet til å studere muligheter for energiøkonomisering eller laststyring.

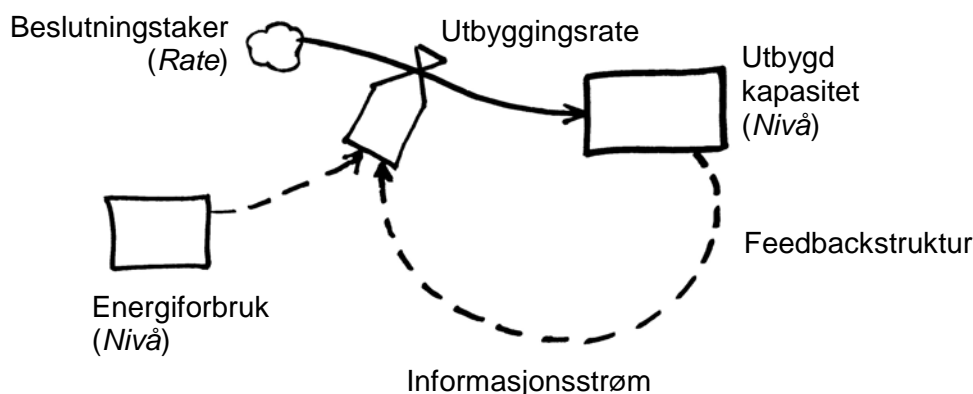
## **WASP/ENPEP**

IAEA (International Atomic Energy Agency) har satt sammen et utvalg av forskjellige modeller fra USA og Europa til en integrert modell for energiplanlegging. Modellen tar for seg både forbruk og produksjon, og håndterer både varmekraft og vannkraft på en forenklet måte. IAEA krever at det gjennomføres analyser med modellen før utbygging av kjernekraft kan godkjennes. Modellen er tilpasset PC, og er mye benyttet i Øst-Europa og utviklingsland.

## POWERSIM

Systemdynamikk er et eget fagfelt som ble utviklet på 1950-tallet ved MIT, og benyttes for analyse av komplekse problemstillinger. Teorien baserer seg på kybernetikk (dvs. reguleringsteknikk), organisasjons- og beslutningsteori. Matematisk sett er systemdynamiske modeller et sett med ikke-lineære differensiallikninger, som løses numerisk. Selve modelleringen foregår ved bruk av symboler der de grunnleggende byggesteinene er *stocks* (nivå), *flows* (strømmer), *converters* og *information feedback loops* slik som vist på eksemplet i Figur V1-7.

Alle tilgjengelige datakilder benyttes i oppbyggingen og testingen av modellen som kan omfatte tekniske, økonomiske, miljømessige og sosiale sammenhenger. Til dette benyttes statistiske data, faglitteratur, aviser og tidsskrifter, samt intervjuer av beslutningstakere i systemet.



Figur V1-7 Byggesteinene i systemdynamikk

De tradisjonelle operasjonsanalyseteknikker (lineærprogrammering, dynamisk programmering etc) som benyttes i utbyggingplanlegging, er preskriptive, det vil si de forteller deg hva man bør gjøre for å oppnå optimal løsning. I systemdynamikk simuleres konsekvensen av de endringer som gjøres over en gitt tidshorisont (f.eks 20 år ved investeringsbeslutninger) og det er beslutningstakerne som må vurdere de ulike løsningsalternativene. Man kan tenke seg systemdynamikk som et testlaboratorium for beslutningstakere i en organisasjon der man kan teste ny design av organisasjoner, produksjonslinjer, utbygginger og policies, på samme måte som matematiske simuleringmodeller er testlaboratorier for elkraftingeniører og kjemikere. Felles for operasjonsanalyse og systemdynamikk er at de skal understøtte beslutninger, og at de gjør det i form av matematisk modellering av et problem.

Det finnes en rekke programpakker skreddersydd for å gjøre systemdynamiske analyser; Vensim, Stella og Powersim er de mest kjente. Her beskrives verktøyet Powersim [15] hvor Norge har vært aktiv i utviklingen. Med Powersim kan man modellere og simulere et system/problem med blokkdiagrammer. Resultater presenteres i form av grafer eller tabeller, og man kan bygge brukergrensesnitt for business-simulatorer.

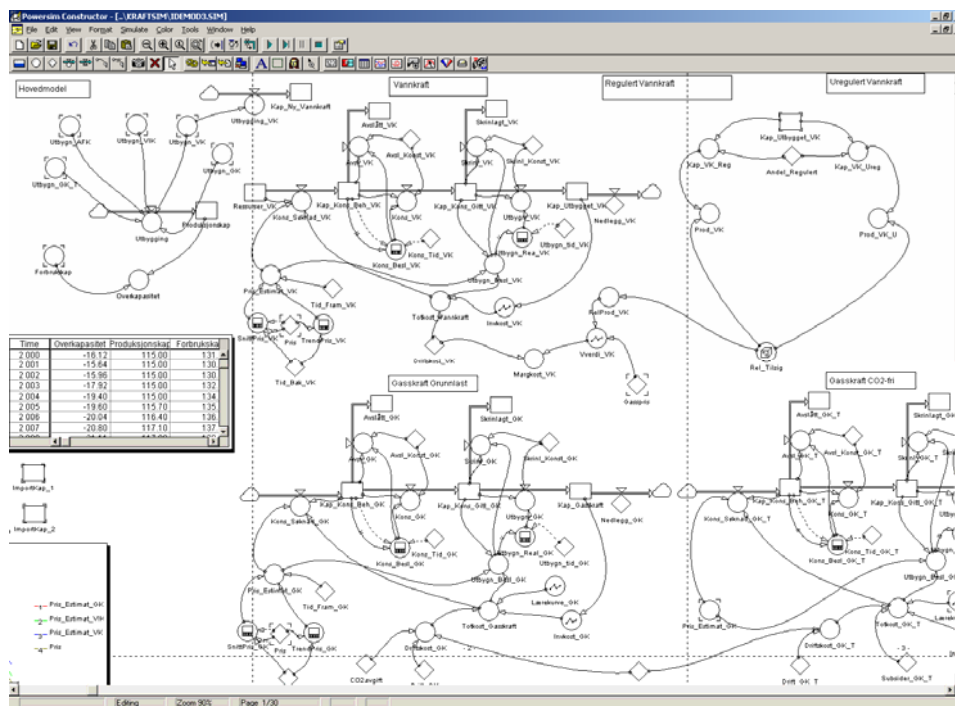


Powersim takler både kontinuerlige (time driven) systemer der variable endres på en kontinuerlig måte, og diskrete systemer (event driven) der de variable endres i sprang. Programmet kan i prinsippet benyttes til å modellere funksjonssammenhengene i et vilkårlig dynamisk system. Dette omfatter både tekniske, finansielle og samfunnsmessige funksjoner.

Det finnes muligheter for integrasjon med andre programmer (C++, Excel etc), samt moduler som "Powersim Solver" for optimalisering, risikohåndtering og sensitivitetsanalyse. Solver kan utføre følgende funksjoner:

- Kalibrere modellen etter historiske data
- Optimalisere modellen for å oppfylle ett eller flere mål
- Vurdere risiko ved å vise virkningen av usikre faktorer på resultatene
- Håndtere risiko ved å optimalisere modellen mens risiko holdes innenfor gitte rammer

Dersom man skal bruke solveren for optimering, må man spesifisere en objektfunksjon. Solveren er en genetisk søkealgoritme, ettersom modellene er komplekse og ikke-lineære. Det bør understrekes at optimering av slike modeller brukes interaktivt av beslutningstakere til å utforske ulike løsningsalternativ ettersom det er vanskelig å formulere en veldefinert objektfunksjon. I komplekse problemstillinger finnes det mange motstridende målsetninger, og langsiktige effekter må veies opp mot kortsiktige effekter når man operer med lange tidshorisonter.



Figur V1-8 Eksempel på skjermbilde i Powersim

Det er gjort en rekke systemdynamiske studier av problemstillinger innen energisektoren i andre land, både på nasjonalt nivå og bedriftsnivå. En oversikt finnes på US Dept of Energy's hjemmeside [31]. Ved NTNU arbeider flere dr.ing- studenter med systemdynamisk modellering

[32, 35]. Programmet er også benyttet til å lage en dynamisk modell av fjernvarmenettet i OSLO [23].

I utgangspunktet er Powersim et *simuleringsverktøy*, ikke et optimaliseringsverktøy. Selv om programmet gir brukeren stor fleksibilitet og muligheter til kompleks systemmodellering og -simulering, er det i nåværende versjon lite fleksibilitet til optimalisering. Man kan til en viss grad si at de store mulighetene til å modellere komplekse, ikke-lineære dynamiske systemer samtidig blir et hinder for fleksible multi-kriterie optimaliseringsmetoder. Simuleringsmessig vil derfor Powersim trolig overgå verktøyet som vil bli utviklet i "Energitransport", men vil ikke kunne ivareta målsettingen om avanserte optimaliseringsmetoder relatert til miljøkonsekvenser.

### **Andre Energimodeller**

Som nevnt innledningsvis, utgir Chalmers Tekniska Högskola og Profu i Göteborg publikasjonen "*Energimodeller i Sverige – Datorprogram och IT-verktyg för energi*" [23] med en kortfattet beskrivelse av over 160 ulike dataprogrammer og IT-verktøy for energibransjen som brukes/er brukt i Norden. Her finner vi igjen de fleste verktøyene som omtales i dette notatet, men hovedtyngden av modellene er gjerne spesialiserte simulerings- og optimeringsverktøy for enkelte energiteknologier eller kombinasjoner av et fåtall av disse. Eksempler er selvsagt utbyggings- og driftsplanleggingsverktøy for elektriske nett og fjernvarmenett; hver for seg eller sammen; kraft- og varmforsyning, energibruk og energihandel, men også verktøy for kommunalplanlegging og transportsektoren (veitrafikk) er representert. Gass, LNG, biomasse og avfall som *energibærere*, ikke som *energikilder*, er imidlertid ikke særlig godt representert. Det er også høyst usikkert i hvilken grad kildekode kan være tilgjengelig for mange av disse verktøyene.

Eksempel på et interessant verktøy er for eksempel *KRAM*, et verktøy for kommunal og regional energiplanlegging som beregner energiproduksjon, brenselsbruk, utslipp og kostnader for kommunale og regionale energisystemer basert på tekniske, økonomiske og miljømessige data. Verktøyet er programmert i Visual Basic, men det er ikke beskrevet hvorvidt *KRAM* *optimaliserer* eller bare *simulerer* energisystemene. Avansert optimalisering vil uansett være vanskelig å implementere i VB. *MIMES/WASTE* kan også nevnes, et GAMS-basert optimaliseringsverktøy for strategisk planlegging av systemer for avfallshåndtering. Denne modellen håndterer ikke-lineær optimalisering. *COPSIM* er et verktøy for simulering av kommunal eller industriell energiforsyning som minner litt om MODEST.

Verdt å nevne er også verktøyet "*Energiutmaningen 1998*" som simulerer energi-, miljø- og økonomiske konsekvenser av enøk, nye varmesystemer, fjernvarme, el og transport [18]. Programmet er utformet som et interaktivt dataspill og benyttes hovedsakelig av universiteter og høyskoler.

Samkjøringsmodellen er en multiområde modell med store muligheter for å modellere vannkraft og andre typer energibærere av "integraltype" utviklet ved SINTEF Energiforskning. Med integraltype mener en ressurstilgjengelighet og lagringskapasitet som varierer over tid og som kan ha definert sluttverdi/nivå. I tidligere utgaver var Samkjøringsmodellen med både tappefordeling og utveksling mellom delområder, sterk heuristisk basert (regelbasert). Det har i den senere tid

kommet inn alternativer som baserer seg på mer formelle optimaliseringsalgoritmer. Det finnes neppe noe realistisk alternativ til denne modellen på nasjonalt/nordisk analysenivå.

Samkjøringsmodellen har en forenklet nettrepresentasjon basert på delområder. I Samlast-utgaven er det muligheter for detaljert nettbeskrivelse med en tilbakekobling mellom nettanalyse og strategidel under optimalisering. Registrerte overføringsproblem vil derfor innvirke på neste iterasjon. Samlast har sin største nytteverdi ved analyse av hvilke konsekvenser ulike tilsigsalternativ vil ha for nettutnyttelsen. Nettbeskrivelsen er ikke dynamisk. Tilgjengelighet av komponenter varierer ikke over tid slik at det i hovedsak er samme nettstruktur som brukes for hele tidshorisonten og for ulike tilsigsalternativ.

Samkjøringsmodellen/Samlast benyttes av alle de største aktørene på det nordiske elmarkedet. Primært bruksområde er driftsplanlegging på mellomlang sikt. Modellen benyttes også for langsiktige investeringsanalyser, men da som en konsekvensanalysemodell. Brukeren må selv legge inn aktuelle utbyggingsprosjekter og analysere konsekvensen av det. Modellen har en svært avansert representasjon av vannkraftverk med stokastisk variasjon av tilsig. Den er imidlertid lite utviklet for andre energibærere, og er i dag heller ikke egnet for mindre geografiske områder. Modellen vil bli utvidet med markeder og utvekslingskapasitet for gass, men har bare en forenklet representasjon av infrastruktur for energitransport.

Statistisk Sentralbyrå har også utviklet modell for å kunne beregne utviklingen av det elektriske markedet framover i tid, NORMOD. Til forskjell fra Samkjøringsmodellen, foretas beregning av nyinstallasjoner og evt. skroting av gamle kraftverk endogent i modellen. Dette gjøres ut fra en liste over teknologier med investeringskostnader, teknologisk utvikling og lignende informasjon som er nødvendige for å kunne foreta beslutninger om nye utbyggingsprosjekter. I Samkjøringsmodellen må dette spesifiseres eksogent. NORMOD har til gjengjeld en forenklet håndtering av vannverdier, tidsoppløsning etc. Ut fra dette kan man anta at NORMOD er egnet for analyser med lang tidshorisont (flere tiår), mens Samkjøringsmodellen er egnet for analyser på mellomlang sikt (1-10 år).

## **Transport-modellen**

SINTEF Energiforskning har under utvikling en ny modell som er bedre egnet til lokale energianalyser. Prosjektet skal utvikle et robust og fleksibelt analyseverktøy for å kunne optimalisere lokale energisystemer der hovedfunksjonen er å bringe energien fra tilgjengelige ressurser fram til sluttbruker i slike mengder og i en slik form at sluttbrukerens behov dekkes på økonomisk og miljømessig gunstigste måte. Verktøyet skal kunne gi et helhetsbilde av et geografisk utstrakt energisystem med hensyn på kostnader, miljø og ressurs-utnyttelse, herunder energioverføring og utnyttelse av distribuerte energikilder.

Prosjektets hovedidé er basert på den erfaring og kompetanse som finnes i elektrotekniske miljøer på komplekse nettverksstrukturer, lastflyt og lineærprogrammeringsmodeller (LP-modeller). Imidlertid utvides konseptet her fra flyt av elektrisk strøm til generell flyt av energi, og andre aktuelle fagmiljøer trekkes inn for å modellere de enkelte prosesser og komponenter (Termisk

energi, Klima/kuldeteknikk, Kjemi etc.). Et hovedpoeng er at ulike komponenter kan befinne seg på ulike steder, og blir knyttet sammen i et energisystem av en viss geografisk utstrekning.

Analyseverktøyet bygger på følgende metodikk:

- Med utgangspunkt i et bibliotek av tilgjengelige komponentmoduler, setter brukeren av verktøyet sammen en modell av et generelt, geografisk utstrakt energisystem med aktuelle alternative løsninger som skal optimaliseres.
- Hver komponentmodul er internt modellert med nødvendig matematisk detalj, utviklet i samarbeid med de aktuelle fagmiljøer. Det er snakk om tre prinsipielle typer komponenter: Transport, lagring og konvertering av energi.
- Koblingen mot det overordnede nettverket skjer gjennom et enkelt og entydig sett av lineære variable som kostnad, energieffektivitet og energikvalitet/miljøaspekter.
- Den overordnede systemanalysen utføres på en generell nodemodell uten å vite spesifikt hvilke komponenter som er involvert.

## **VEDLEGG 2: DETALJERT ENERGISTATISTIKK FOR TRONDHEIMSREGIONEN**

Tabell V3.1 Nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

1999		Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass	LPG	Bilbensin	Annen bensin	Fyringsparafin	Annen parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat 3A&4A	Tungolje 5&6	Spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Fjernkjøling	Damp	Varmepumpe	Sum
KILDE																						
0	SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	21	44	219	0	68	25	352	15	389	35	96	36	6922	403	0	617	400	9611
1	STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	21	44	0	0	68	0	2	2	387	26	95	36	6862	403	0	617	400	8932
11	Industri	23	162	29	6	30	0	0	0	0	0	0	162	11	95	36	2998	23	0	617	0	4190
111	- Industri unntatt energisektorer	23	162	0	0	30	0	0	0	0	0	0	133	11	94	36	-	-	-	-	-	488
112	- Energisektorer (på land)	0	0	29	6	0	0	0	0	0	0	0	29	0	1	0	-	-	-	-	-	65
12	Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	0	0	1599	190	0	0	200	1867
13	Privat tjenesteyting	0	1	0	0	11	0	0	2	0	2	2	98	10	0	0	0	0	0	0	0	127
14	Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	15
15	Private husholdninger	0	154	0	0	3	0	0	64	0	0	0	40	0	0	0	2265	190	0	0	200	2717
16	Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
3	MOBILE KILDER	0	0	0	0	0	219	0	0	25	351	13	1	9	1	0	60	0	0	0	0	679
31	Veitrafikk	0	0	0	0	0	215	0	0	0	285	0	0	0	0	0						500
311	- Personbiler	0	0	0	0	0	185	0	0	0	34	0	0	0	0	0						219
312	- Andre lette kjøretøyer	0	0	0	0	0	25	0	0	0	83	0	0	0	0	0						108
313	- Tunge kjøretøyer	0	0	0	0	0	1	0	0	0	169	0	0	0	0	0						170
315	- Moped og MC	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0						4
32	Snøscooter	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0						1
33	Motorredskap	0	0	0	0	0	3	0	0	0	49	0	1	0	0	0						53
331	- Private husholdninger	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0						3
332	- Andre næringer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49	0	1	0	0	0						50
34	Jernbane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0						16
35	Luftfart over 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0						25
36	Skip og båter	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	13	0	9	1	0						25
A	UTSLIPP FRA HAV OG LUFTROM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						0
A5	Luftfart over 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						0
U	UTENRIKS SJØ- OG LUFTFART	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	2	0						5
U1	Utenriks sjøfart	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0						3
U2	Utenriks luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0						2

Tabell V3.2 Tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm<sup>3</sup>] for kommuner langs Trondheimsfjorden, år 1999. Kilde SSB m.m.

1999		Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass	LPG	Bilbensin	Annen bensin	Fyringsparafin	Annen parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat 3A&4A	Tungolje 5&6	Spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Fjernkjøling	Damp	Varmepumpe	Sum
KILDE													1&2	3A&4A	5&6							
0	SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	1,9	25,2	2,3	1,7	3,5	66,3	0,0	5,4	7,5	106,1	4,1	31,2	4,8	7,8	2,8	550,5	32,0	0,0	49,1	31,8	902,1
1	STASJONÆR FORBRENNING	1,9	25,2	2,3	1,7	3,5	0,0	0,0	5,4	0,0	0,1	0,2	30,8	2,0	7,6	2,8	545,7	32,0	0,0	49,1	31,8	710,4
11	Industri	1,8	12,9	2,3	0,5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9	0,9	7,6	2,8	238,4	1,8	0,0	49,1	0,0	333,3
111	- Industri unntatt energisektorer	1,8	12,9	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	0,9	7,5	2,8	-	-	-	-	-	38,8
112	- Energisektorer (på land)	0,0	0,0	2,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,1	0,0	-	-	-	-	-	5,2
12	Offentlig tjenesteyting	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	0,4	0,0	0,0	127,2	15,1	0,0	0,0	15,9	148,5
13	Privat tjenesteyting	0,0	0,1	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	7,8	0,8	0,0	0,0	-	-	-	-	-	10,1
14	Primærnæringer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	1,2
15	Private husholdninger	0,0	12,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	180,1	15,1	0,0	0,0	15,9	216,1
16	Forbrenning avfall og deponigass	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	1,2
3	MOBILE KILDER	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	66,3	0,0	0,0	7,5	105,9	3,9	0,4	2,7	0,3	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	191,8
31	Veitrafikk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,9	0,0	0,0	0,0	86,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						151,1
311	- Personbiler	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,8	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						66,0
312	- Andre lette kjøretøyer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						32,6
313	- Tunge kjøretøyer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	51,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						51,4
315	- Moped og MC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						1,1
32	Snøscooter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,2
33	Motorredskap	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0						16,0
331	- Private husholdninger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,8
332	- Andre næringer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0						15,2
34	Jernbane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						4,7
35	Luftfart under 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						7,5
36	Skip og båter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,0	2,7	0,3	0,0						7,4
A	UTSLIPP FRA HAV OG LUFTROM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
A5	Luftfart over 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
U	UTENRIKS SJØ- OG LUFTFART	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0						0,4
U1	Utenriks sjøfart	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0						0,2
U2	Utenriks luftfart under 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,1

Tabell V3.3 Prognose for nyttiggjort energi ref. forbruker [GWh] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

2010		Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass	LPG	Bilbensin	Annen bensin	Fyringsparafin	Annen parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat 3A&4A	Tungolje 5&6	Spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Fjernkjøling	Damp	Vardepumpe	Sum
KILDE																						
0	SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)	23	317	29	21	44	219	0	68	25	352	15	389	35	96	36	7331	403	0	617	500	10020
1	STASJONÆR FORBRENNING	23	317	29	21	44	0	0	68	0	2	2	387	26	95	36	7271	403	0	617	500	9341
11	Industri	23	162	29	6	30	0	0	0	0	0	0	162	11	95	36	3122	23	0	617	0	4315
111	- Industri unntatt energisektorer	23	162	0	0	30	0	0	0	0	0	0	133	11	94	36	-	-	-	-	-	488
112	- Energisektorer (på land)	0	0	29	6	0	0	0	0	0	0	0	29	0	1	0	-	-	-	-	-	65
12	Offentlig tjenesteyting	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	73	5	0	0	1717	190	0	0	250	1985
13	Privat tjenesteyting	0	1	0	0	11	0	0	2	0	2	2	98	10	0	0	0	0	0	0	0	127
14	Primærnæringer	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	0	0	15
15	Private husholdninger	0	154	0	0	3	0	0	64	0	0	0	40	0	0	0	2432	190	0	0	250	2884
16	Forbrenning avfall og deponigass	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
3	MOBILE KILDER	0	0	0	0	0	219	0	0	25	351	13	1	9	1	0	60	0	0	0	0	679
31	Veitrafikk	0	0	0	0	0	215	0	0	0	285	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500
311	- Personbiler	0	0	0	0	0	185	0	0	0	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219
312	- Andre lette kjøretøyer	0	0	0	0	0	25	0	0	0	83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	108
313	- Tunge kjøretøyer	0	0	0	0	0	1	0	0	0	169	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
315	- Moped og MC	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
32	Snøscooter	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
33	Motorredskap	0	0	0	0	0	3	0	0	0	49	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	53
331	- Private husholdninger	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
332	- Andre næringer	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	50
34	Jernbane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
35	Luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
36	Skip og båter	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	13	0	9	1	0	0	0	0	0	0	25
A	UTSLIPP FRA HAV OG LUFTROM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A5	Luftfart over 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
U	UTENRIKS SJØ- OG LUFTFART	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	5
U1	Utenriks sjøfart	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3
U2	Utenriks luftfart under 100 m	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2



Tabell V2.4 Prognose for tilført energi ref. naturgassenheter [mill. Sm<sup>3</sup>] for kommuner langs Trondheimsfjorden, stadium 2010.

2010		Kull/koks	Ved, treavfall, avlut	Naturgass	Annen gass	LPG	Bilbensin	Annen bensin	Fyringsparafin	Annen parafin	Autodiesel	Marine brennstoff	Fyringsolje 1&2	Spesialdestillat 3A&4A	Tungolje 5&6	Spesialavfall	Elektrisitet (inkl. uprior.)	Fjernvarme	Fjernkjøling	Damp	Varmpumpe	Sum
KILDE													1&2	3A&4A	5&6							
<b>0</b>	<b>SUM (uten utenriks sjø- og luftfart)</b>	<b>1,9</b>	<b>25,2</b>	<b>2,3</b>	<b>1,7</b>	<b>3,5</b>	<b>66,3</b>	<b>0,0</b>	<b>5,4</b>	<b>7,5</b>	<b>106,1</b>	<b>4,1</b>	<b>31,2</b>	<b>4,8</b>	<b>7,8</b>	<b>2,8</b>	<b>583,1</b>	<b>32,0</b>	<b>0,0</b>	<b>49,1</b>	<b>39,8</b>	<b>934,7</b>
<b>1</b>	<b>STASJONÆR FORBRENNING</b>	<b>1,9</b>	<b>25,2</b>	<b>2,3</b>	<b>1,7</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,4</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>30,8</b>	<b>2,0</b>	<b>7,6</b>	<b>2,8</b>	<b>578,3</b>	<b>32,0</b>	<b>0,0</b>	<b>49,1</b>	<b>39,8</b>	<b>742,9</b>
11	Industri	1,8	12,9	2,3	0,5	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9	0,9	7,6	2,8	248,3	1,8	0,0	49,1	0,0	343,2
111	- Industri unntatt energisektorer	1,8	12,9	0,0	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	0,9	7,5	2,8	-	-	-	-	-	38,8
112	- Energisektorer (på land)	0,0	0,0	2,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,1	0,0	-	-	-	-	-	5,2
12	Offentlig tjenesteyting	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,8	0,4	0,0	0,0	136,6	15,1	0,0	0,0	19,9	157,9
13	Privat tjenesteyting	0,0	0,1	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	7,8	0,8	0,0	0,0	-	-	-	-	-	10,1
14	Primærnæringer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	1,2
15	Private husholdninger	0,0	12,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	5,1	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	193,4	15,1	0,0	0,0	19,9	229,4
16	Forbrenning avfall og deponigass	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	1,2
<b>3</b>	<b>MOBILE KILDER</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>66,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,5</b>	<b>105,9</b>	<b>3,9</b>	<b>0,4</b>	<b>2,7</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>4,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>191,8</b>
31	Veitrafikk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,9	0,0	0,0	0,0	86,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						151,1
311	- Personbiler	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	55,8	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						66,0
312	- Andre lette kjøretøyer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						32,6
313	- Tunge kjøretøyer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	51,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						51,4
315	- Moped og MC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						1,1
32	Snøscooter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,2
33	Motorredskap	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0						16,0
331	- Private husholdninger	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,8
332	- Andre næringer	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0						15,2
34	Jernbane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						4,7
35	Luftfart under 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						7,5
36	Skip og båter	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	3,9	0,0	2,7	0,3	0,0						7,4
<b>A</b>	<b>UTSLIPP FRA HAV OG LUFTROM</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>						<b>0,0</b>
A5	Luftfart over 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,0
<b>U</b>	<b>UTENRIKS SJØ- OG LUFTFART</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,0</b>						<b>0,4</b>
U1	Utenriks sjøfart	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0						0,2
U2	Utenriks luftfart under 100 m	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						0,1



## **VEDLEGG 3: MØTER MED GASSAKTØRER I TRONDHEIM OG HAUGESUND**

### **V3.1 BEDRIFTER/INSTITUSJONER I TRONDHEIM 1 FEBRUAR 2002**

<b>Bedrift/kontaktperson</b>
Interconsult ASA v/ Carsten Sørli MidGas v/Aage Schei
Reinertsen v/Trond Soligard
Orkdal kommune v/Rudolf Larsen Trondheim kommune: Næringsavdelingen v/Birger Elvestad Miljøavdelingen, miljørettet helsevern v/ Svein Gismervik Plan- og bygningsenheten v/Arnt Ove Okstad
Industrikraft Midt-Norge v/Steinar Bysveen
Verdal kommune v/Rudolf Holmvik Steinkjer kommune v/Svein Åge Trøbakk
Sør-Trøndelag Fylkeskommune v/Arnfinn Kristiansen Naturgass Trøndelag, Willy Jøssund
TEV Fjernvarme v/Egil Evensen TEV v/Knut Sollid

**V3.2 BEDRIFTER/INSTITUSJONER PÅ HAUGALANDET 8 FEBRUAR 2002**

<b>Bedrift/kontaktperson</b>
Haugaland Enøk v/Einar Waage, Bengt Rønnevig, Sigurd Kjærandsen RRS Consult v/ Arne Henry Nilsen
Haugaland Kraft v/Bjørn Apeland, Svein Bua Haugaland Gass v/Claus Svendsen
Polytec v/ Torleif Lothe, Per Olaf Knoph
Karmøy kommune v/ Ordfører Kjell Arvid Svendsen Tysvær kommune v/ Ordfører Reidar Pedersen
Gasnor v/Erik Brinchmann, Arvid Nesse, Leiv Arne Marhaug
Hydro Aluminium Karmøy v/Magnar Bakke
Statoil Kårstø v/Knut Barland Lyse Energi v/Torbjørn Johnsen

### V3.3 TIDLIGERE STUDIER

Oversikt over studier som ble omtalt i møtet i Trondheim 1 februar:

Tittel	Oppdragsgiver/forfatter	Datert	Kommentarer
Presentasjon			papirkopi (og elektronisk)
Naturgass til Orkdal	Gassutvalget i Orkdal	juni 2001	papirkopi, ca 10 sider
Integrert Naturgassbasert Industri på Orkanger		juni 2001	papirkopi, 21 sider
Gassregion Midt-Norge	MidGas		2 eks
Multigass Orkanger (firma)		late 2001(?)	engelsk-språklig
Strategisk næringsplan 2000-2003	Orkdal kommune	vedtatt feb2001	
Strategisk næringsplan for Trondheim 2000-2010 Handlingprogrammet 2000-03	Trondheim kommune	juni 2001	2 eks komplementær til andre analyser
Stasjonær energibruk i Trondheim	Statoil+TEV Fjernvarme/ Scandiaconsult	april 1999	
Miljøstatus i Trondheim	Miljøavdelingen	oktober 2000	1 eks overordnet
Reduksjon av energibruk og klimagassutslipp fra kommunale kjøretøy	Miljøavdelingen/STEA	mars 2001	1 eks
Naturgassbasert industri i Verdalsregionen	Gassutvalget i Verdal/ Cap Gemini Ernst Young	juni 2001	papirkopi i farger, 45 sider
Strategisk klima- og energiplan for Trøndelag	STEA	juni 2001	ligger på nettet
Livskvalitet i en endringstid	S-TF		
Handlingsplan for 2002-2003		ikke helt ferdig	(ikke justert ift statsbudsj.)
Potensiale for Bruk av Naturgass Langs Traseen for Trønderpipe	Cap Gemini Ernst Young	desember 2001	ble nevnt av mange
Glimt fra Trondheims Energiverks historie	TEV		
Fakta om Trondheims Energiverk AS	TEV		
kontakten	TEV		
Aktuelle nye energiprojekter	TEV Kraft	januar 2002	
TR F5288 Naturbasert kraftvarmeverk ved Lilleby varmesentral - et skisseprosjekt	NTNU/SINTEF Energiforskning (Olav Bolland, Sveinnson)		Denne kan vi skaffe hos SINTEF Energiforskning
Potensiale for bruk av naturgass i Trondheim	NTNU – Marianne Vibe	1999	
Stasjonær energibruk i Trondheim kommune	Scc		
Energiforsyning Skåredalen	Gasnor Brinchman		Boligfelt utenfor Haugesund (el+fjernvarme eller el+gass)

Oversikt over studier som ble omtalt i møtet i Haugesund 8 februar:

Tittel	Oppdragsgiver/forfatter	Datert	Kommentarer
Enøk-senter for Nord-Rogaland og Sunnhordland	Haugaland Enøk AS		Presentasjon
Prosjektkonseptet MEiT (Miljøvennlig Energiomlegging i Transportsektoren)	Haugaland Enøk AS		Presentasjon
MEiT	Haugaland Enøk AS		søknad til Enova
Energifleksibilitet i praksis	Energirike Haugalandet		(1-sidere) 3 eks
Cogenereringsanlegg - Bø			4 eks
Regional energiplan for Haugesund, Tysvær og Karmøy		2000?	
Forskningsstiftelsen Polytec	Polytec	30.01.2002	Presentasjon
Presentasjon	Haugaland Kraft/Gass		Ettersendt
Presentasjon	RRS Consult AS		Referanseliste
Økt bruk av naturgass og norsk energiomlegging	Energirike Haugalandet		
Naturgass som energibærer hos Hydro Aluminium Karmøy	Hydro Aluminium	januar 2000	
Haugalandet - energieksportør	Hydro Aluminium		
Svar på spørsmål	Lyse Energi	februar 2002	Skriftlige svar på spørreskjema
Forretningsplan	Lyse Gass AS	6.9.2001	Enkelte avsnitt
Jærgass – Naturgass til Nord-Jæren	Statoil	Januar 2001	
Melding med forslag til utredningsprogram	Lyse Gass AS	Desember 2001	
Klimautfordringer og bærekraftig utvikling	Statoil	8.2.2002	Presentasjon

### **V3.4 SPØRRESKJEMAET**

Spørreskjemaet ble sendt til aktørene på forhånd, slik at de kunne møte forberedt.





## KARTLEGGING AV REGIONALE ENERGIBEHOV I FORM AV NATURGASS

### Utveksling av informasjon og synspunkter, Haugesund 2002-02-08

---

Firma, organisasjon:

Adresse:

Telefon/Fax:

Respondent:

Posisjon:

Telefon/fax:

---

### **1 Markedsanalyse**

- a) Hva er markedet for naturgass i regionen?
- b) Hvordan vil et realistisk regionalt gassmarked utvikle seg over tid?
- c) Hvilke oversikter/studier kjenner man til?
- d) Hvilke av de overnevnte studier (bør) brukes som grunnlag for beslutninger?
- e) Har man erfaring fra utvikling av regionale gassmarkeder i andre land?

### **2 Metode**

- a) Hva slags metodikk bør benyttes for å anslå mulig marked for gass?
- b) Hvilke statistikker bør man basere seg på?
- c) Hvordan bør en oversikt systematiseres?

### **3 Andre energikilder**

- a) Hvilke andre energikilder og energibærere vil en introduksjon av gass konkurrere med?

### **4 Ny industri**

- a) I hvilken grad vil tilgangen på gass fremskaffe ny industri?
- b) Nevn eksempler på aktuell ny industri.
- c) Hvordan vil prisen på gassen innvirke på dette?

## 5 Teknologi

- a) Til hvilke byer og kunder er det realistisk å bygge ut et rørbasert distribusjonssystem i Norge?
- b) Hvordan kan lønnsomhet oppnås?
- c) Er det en forutsetning at det er et gasskraftverk i enden av røret?
- d) Er en gass distribusjons infrastruktur basert på LNG eller CNG mindre permanent og mer usikker enn en distribusjon basert på rørgass?
- e) Er offentlige virkemidler en nødvendighet for å kunne etablere et distribusjonssystem for gass?
- f) Er det hensiktsmessig å bygge infrastruktur for gass sammen med annen energinfrastruktur som f. eks. vannbåren varme?

## 6 Internasjonale avtaler

- a) Hva betyr innenlands bruk av norsk gass for norske internasjonale forpliktelser (Kyoto - CO<sub>2</sub> og Göteborg - NO<sub>x</sub>)?
- b) Hvordan vil innenlands bruk av gass påvirke CO<sub>2</sub> utslipp på kort og lang sikt?
- c) Hvordan anser man gassens rolle i forhold til Göteborg forpliktelsene (NO<sub>x</sub>)?

## Eventuelt

## Dokumentasjon

Type	Tittel	Utgiver/forfatter	Datert	Kommentarer

**SINTEF Energiforskning AS**  
Adresse: 7465 Trondheim  
Telefon: 73 59 72 00

**SINTEF Energy Research**  
Address: NO 7465 Trondheim  
Phone: + 47 73 59 72 00