

MARINTEK

RAPPORT

Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon, 2015 - 2025

ENOVA SF

August 2005

■ www.marintek.sintef.no

MARINTEK

Norsk Marinteknisk
Forskningsinstitutt AS

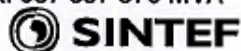
Postadresse:
Boks 4125 Valentinlyst
7450 TRONDHEIM

Besøksadresse:
Marinteknisk Senter, Otto Nielsens v.10

Telefon: 73 59 55 00
Telefaks: 73 59 57 76

<http://www.marintek.sintef.no>

Foretaksregisteret: 937 357 370 MVA



MARINTEK RAPPORT

TITTEL

Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon, 2015 - 2025

FORFATTER(E)

Per Magne Einang, Erik Hennie, Audun S. Jetlund (MARINTEK)
Torsten Bertelsen, John Magne Skjelvik (ECON Analyse)

OPPDRAAGSGIVER(E)

ENOVA SF

RAPPORTARKIVNR. MT28 F088	GRADERING	OPPDRAAGSGIVERS REF. Jens Musum, Solvar Klokk	
GRADER. DENNE SIDE	ISBN -	PROSJEKTNR. 222067	ANTALL SIDER OG BILAG 86
REFERANSEN.	PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) Per Magne Einang	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) Kjell Olav Skjelvik	
RAPPORTNR. 222067.00.01	DATO 05-05-2005	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) Atle Minsaas, Avd. sjef	

SAMMENDRAG

Rapporten presenterer resultater fra markeds- og logistikkanalyser for et norsk marked for naturgass, og er utført av ECON Analyse og MARINTEK. Et norsk marked for naturgass vil bestå av delmarkeder for ulike brukere. Det viktigste markedet vil være konvertering fra bruk av oljebaserte energibærere til naturgass innenfor industrien, privat og offentlig tjenesteyting, energiforsyning, transportsektoren m.m. I kartleggingen er det lagt størst vekt på disse delmarkedene, som vi har kalt konverteringsmarkedet. Det vurderte markedsgrunnlag omfatter ikke gasskraftverk og petrokjemi virksomhet, og har derfor lav interaksjon med eventuelle gassrørledninger, som påtenkt til Skogn og Grenland.

Markedsanalysen tar utgangspunkt i Stortingsmelding nr.9 og nr.47 og NVEs utredning "Gass i Norge" /1/, oppdateringer fra siste tilgjengelige forbruksstatistikker, kontakt med utvalgte enkeltbrukere, tallmateriale fra Norsk Gassforum samt tidligere utførte relevante forsknings- og utredningsarbeider. Med utgangspunkt i markedsgrunnlaget er det foretatt en vurdering av det realiserbare konverteringsmarkedet i et 10 og et 20 års perspektiv.

Rapporten viser hvordan det tilgjengelige markedet for naturgass transportert i bulk kan realiseres som LNG og CNG, med distribusjon til sluttbruker med tankbil og gjennom lavtrykk rørledningsnett. Rapporten viser nødvendige investeringer i infrastruktur og kostnader for de aktuelle løsningene. Det er vist forventet prisutvikling for naturgass og sammenhengen mellom naturgasspris og råoljepris, samt konkurranseposisjonen for naturgass i forhold til fyringsolje ved forskjellig prisutvikling. Det er gjort vurderinger av avgiftsforhold og virkninger av offentlige virkemidler som kan bidra til å stimulere til en realisering av konverteringsmarkedet for naturgass. Rapporten viser oppnåelige miljøgevinster som følge av en realisering av markedsgrunnlaget for naturgass.

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Naturgass	Natural gas
GRUPPE 2	Markedsanalyse	Market analysis
EGENVALGTE	Logistikk	Logistics

INNHOLDSFORTEGNELSE

1. Sammendrag og konklusjon	6
2. Innledning	7
3. Bakgrunn	9
4. Forutsetninger og parameteroversikt	12
5. Markedsunderlag.....	15
5.1 Analysemetode	16
5.2 Naturgassmarkedet	18
5.2.1 Konvertering fra andre fossile energibærere i industrien.....	18
5.2.2 Konvertering fra andre fossile energibærere i offentlige og privat tjenesteyting og varehandel	19
5.2.3 Bruk av gass i energiforsyningen.....	19
5.2.4 Bruk av naturgass som råstoff i ulike industriprosesser.....	20
5.2.5 Bruk av naturgass i transportsektoren	20
5.2.6 Konvertering innen husholdninger.....	20
5.3 Valg av regioner for analysen	21
5.3.1 Markedsgrunnlag for naturgass i et 10 og et 20 års perspektiv.....	21
5.3.2 Kort om markedsgrunnlaget for naturgass i de enkelte regionene.....	23
5.4 Gassmarkedet i Europa.....	30
6. Prisutvikling	33
6.1 Langsiktige utsikter for råoljeprisen.....	33
6.2 Langsiktige utsikter for gassprisene	35
6.3 Langsiktige utsikter for LNG-prisene	37
6.4 Betydningen av framtidig klimapolitikk	38
6.5 Fremtidig avgiftsregime for energi	38
7. Naturgass infrastruktur, teknologi og kostnader	44
7.1 Transmisjonsrør.....	44
7.2 LNG distribusjon.....	52
7.2.1 Småskala LNG tankskip.....	53
7.2.2 LNG mottaksanlegg	54
7.2.3 Lokal LNG produksjon	56
7.3 CNG distribusjon.....	57
7.3.1 CNG-skip	58
7.3.2 CNG-rørlager og kompressorstasjon.....	58
7.4 LNG import fra Zeebrügge.....	59
7.5 Re-distribusjon med bil	60
7.6 Distribusjon i lavtrykks rørledningsnett.....	62

8. Realisering av konverteringsmarkedet	62
8.1 Forutsetninger.....	62
8.2 Realisering av konverteringsmarkedet i et 10 og 20 års perspektiv	63
8.3 Logistikkanalyser	66
8.4 LNG distribusjon.....	66
8.4.1 Nordlig rute	67
8.4.2 Vestlig rute / Midt-Norge.....	69
8.4.3 Østlig rute.....	71
8.5 CNG distribusjon til Østlandet.....	72
8.6 LNG import fra Zeebrügge.....	74
8.7 Transmisjonsrør til Østlandet	76
8.8 Interaksjon med transmisjonsrør	76
9. Prissammenligninger	77
9.1 Total LNG pris	77
9.2 Total CNG pris	78
9.3 Total LNG pris ved import fra Zeebrügge	80
9.4 Total gasspris ved transmisjonsrør.....	81
9.5 Offentlige rammebetingelser.....	84
9.5.1 Investeringsstøtte.....	84
9.5.2 Framtidig avgiftssystem	84
10. Sensitiviteter	86
11. Energiforbruk i distribusjonskjedene.....	90
12. Miljøkonsekvenser og gevinster	91
12.1 Potensielle miljøbesparelser for 2015 og 2025	91
12.1.1 CO ₂ utslipp	91
12.1.2 NO _x utslipp	94
12.1.3 SO ₂ utslipp.....	94
12.1.4 Partikkelutslipp	95
Referanser	96

FIGURLISTE

Figur 5-1: Markedspotensial fordelt på region.....	23
Figur 5-2: Bruk av naturgass i dansk industri	31
Figur 5-3: Ekvivalent mengde naturgass for å dekke en prosentvis andel av fossilt energiforbruk i industrien	32
Figur 6-1: Avgifter for industri på energi i Europa. Kilde: Eurogas //.....	39
Figur 6-2: Miljøkostnader ved forbrenning	42
Figur 6-3: Samlede miljøkostnader ved forbrenning. SFTs anbefalte verdier for miljøkostnader for CO ₂ , NO _x , og SO ₂ . (Lik energimengde, relatert til naturgass).....	43
Figur 7-1: Oversikt over eksisterende og mulige produksjonssteder for LNG/CNG i Norge.....	52
Figur 7-2: Investeringskostnader, småskala LNG skip	53
Figur 7-3: Oppbygging av dagrate for småskala LNG skip	54
Figur 7-4: Estimerte investeringskostnader, mottaksanlegg med modulære trykktanker	55
Figur 7-5: Kostnader ved lokal LNG produksjon.....	57
Figur 7-6: Investeringskostnader, CNG rørlager.....	59
Figur 7-7: LNG transport med skip vs. tankbil	61
Figur 8-1: Realiserbart konverteringspotensiale, 2015 og 2025	65
Figur 8-2: Nordlig, Vestlig og Østlig LNG skipsrute.....	67
Figur 8-3: CNG skipsrute fra Gismarvik, Haugaland til Østfold	72
Figur 8-4: Kostnader ved CNG transport, Gismarvik til Moss	73
Figur 8-5: Enhetskostnad, LNG import fra Zeebrügge	75
Figur 8-6: CNG transmisjonsrør fra Kårstø via Grenland til Østlandet.....	76
Figur 10-1: Oljeprisens innvirkning på prisbildet for naturgass og fyringsolje, dagens avgiftssystem	88
Figur 10-2: Oljeprisens innvirkning på prisbildet for naturgass og fyringsolje, innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem.....	88
Figur 12-1: Reduksjonspotensiale for CO ₂ utslipp, konverteringsmarkedet i 2015.....	92
Figur 12-2: Reduksjonspotensial for CO ₂ utslipp, konverteringsmarkedet i 2025	92
Figur 12-3: Potensial for reduksjon av CO ₂ utslipp fordelt på sektor i 2015.....	93
Figur 12-4: Potensial for reduksjon av CO ₂ utslipp fordelt på sektor i 2025	93

FAKTARUTER

Faktarute 3.1: Definisjoner	9
Faktarute 3.2: Hva er naturgass?	9
Faktarute 3.3: Innenlands distribusjon av naturgass.....	10
Faktarute 3.4: Transmisjon i rør	10
Faktarute 3.5: LNG-transmisjon.....	11
Faktarute 3.6: CNG-transmisjon	11
Faktarute 3.7: Konverterings- og mottaksanlegg hos sluttbruker	11

Faktarute 4.1: Pris- og kostnadsdata.....	12
Faktarute 4.2: Energi innhold og spesifikk masse, fossile brennstoff.....	12
Faktarute 4.3: Skipsdata	13
Faktarute 4.4: Havn og farled.....	13
Faktarute 4.5: Tidsbruk, laste og losseoperasjoner	13
Faktarute 4.6: Mannskaps- og driftskostnader for skip.....	14
Faktarute 5.1: Oppsummering av markedsgrunnlag	17
Faktarute 6.1: Særagiftene for 2005	34
Faktarute 6.2: Avgiftssatser fordelt på bransje.....	35

1. Sammendrag og konklusjon

Rapporten presenterer resultater fra markeds- og logistikkanalyser for et norsk marked for naturgass, og er utført av ECON Analyse og MARINTEK. Et norsk marked for naturgass vil bestå av delmarkeder for ulike brukere. Det viktigste markedet vil være konvertering fra bruk av oljebaserte energibærere til naturgass innenfor industrien, privat og offentlig tjenesteyting, energiforsyning, transportsektoren m.m. I kartleggingen er det lagt størst vekt på disse delmarkedene, som vi har kalt konverteringsmarkedet. Det vurderte markedsgrunnlag omfatter ikke gasskraftverk og petrokjemi virksomhet, og har derfor lav interaksjon med eventuelle gassrørledninger, som påtenkt til Skogn og Grenland.

Tariffer for gassrørledning til Skogn og Grenland er tatt med for å sammenligne tariffnivåene mellom rør- og bulktransport. Grunnlaget for beregning av rørtariffene er basert på Aker Kværners bidrag til "Gass i Norge"-rapporten /22/. I tillegg er det beregnet tariffer for grennrør basert på oppdatert markedsgrunnlag.

Markedsanalysen tar utgangspunkt i Stortingsmelding nr.9 og nr.47 og NVEs utredning "Gass i Norge" /1/, oppdateringer fra siste tilgjengelige forbruksstatistikker, kontakt med utvalgte enkeltbrukere, tallmateriale fra Norsk Gassforum samt tidligere utførte relevante forsknings- og utredningsarbeider. Med utgangspunkt i markedsgrunnlaget er det foretatt en vurdering av det realiserbare konverteringsmarkedet i et 10 og et 20 års perspektiv.

Det er skissert et mulig fremtidig avgiftssystem basert på eksterne kostnader ved luftforurensing med en likebehandling av naturgass og oljebaserte energibærere. Utslippskomponentene som inngår er CO₂, NO_x og SO₂. For beregning av avgiftsnivåene er det benyttet tallverdier fra SFT's Leve prosjekt hvor de anbefalte kostnadene er; CO₂ ⇒ 200 NOK/tonn, NO_x ⇒ 25 NOK/kg og SO₂ ⇒ 15 NOK/kg.

Et markedsgrunnlag for miljøvennlig, norsk gassbruk på rundt 1 000 mill Sm³ (tilsv. 10 TWh) i 2015 økende til 1 600 mill Sm³ (16 TWh) i 2025. En stor andel av dette markedet kan utvikles kommersielt.

Rapporten viser hvordan det tilgjengelige markedet for naturgass transportert i bulk kan realiseres som LNG og CNG, med distribusjon til sluttbruker med tankbil og gjennom lavtrykk rørledningsnett. Rapporten viser nødvendige investeringer i infrastruktur og kostnader for de aktuelle løsningene.

Det er sannsynliggjort et volum på 820 og 1090 mill. Sm³ i et 10 og 20 års perspektiv. Et utviklet transportsystem vil kunne drives kommersielt uten offentlig støtte. Offentlig bidrag synes nødvendig i en oppbyggingsfase. Realisering av dette markedet har liten interaksjon med eventuelle gassrørledninger til Skogn og Grenland.

Med den forutsetning at oljeprisen er 30 USD/fat og uten avgift på naturgass, viser rapporten at naturgass transportert i bulk er konkurransedyktig i pris med oljebaserte produkter. For tung

fyringsolje er dette bildet mer sammensatt. Naturgass kan vanskelig konkurrere med tung fyringsolje med avgiftsreduksjon. Uten avgiftsreduksjon kan naturgass i noen tilfeller være konkurransedyktig med tung fyringsolje.

Ved innføring av mulig fremtidig avgiftssystem med likebehandling knyttet til avgassutslipp øker avgiftsnivået for lett fyringsolje moderat (15%), en vil få en økning for tung fyringsolje (22%), og avgiften for naturgass vil tilsvare 42 øre/Sm³. Med den forutsetning svekkes konkurransesituasjonen til naturgass noe. For en utviklet transportkjede er naturgass fortsatt konkurransedyktig mot lett fyringsolje og andre destillater som marin gassolje. Naturgass vil også kunne være konkurransedyktig mot tungolje. Under et slikt avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

2. Innledning

Stortingsmelding nr. 9 /25/ trekker opp myndighetenes intensjon når det gjelder introduksjon av naturgass som miljøvennlig energibærer i det norske energisystemet. Denne intensjon begrunnes både ut fra behovet for en mer differensiert, miljøvennlig og sikker energiforsyning og for å legge grunnlag for næringsutvikling bygget på bruk av naturgass. Meldingen beskriver også en rekke av de sentrale utfordringene økt innenlands bruk av naturgass vil medføre. Videre inngår forutsetninger om at naturgass må tas i bruk etter en helhetlig strategi, med en ballansert utnyttelse av de infrastrukturinvesteringer som allerede er gjennomført (ledningsbundne transportsystemer for elektrisk energi og fjernvarme).

Ved behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 våren 2003 /25/ ga Stortinget sin tilslutning til de anbefalinger meldingen trekker opp når det gjelder norsk naturgassbruk, men ba om ytterligere saksinformasjon når det gjelder framtidig oppbygging av transmisjonssystemer for naturgass. Slik saksinformasjon er utarbeidet og dokumentert i Stortingsmelding nr. 47 /2/, samt underlagsmaterialet for sistnevnte melding ved NVE rapporten "Gass i Norge" /1/. Denne rapporten inneholder viktig datagrunnlag og analyser, basert på utredninger fra flere FoU miljø.

For å få frem prosjekter som kan gi erfaring med innenlands bruk av naturgass, har Olje- og energidepartementet ved Enova SF allerede åpnet for støtte, med formål å sikre realisering av infrastruktur for naturgass.

Stortingsmeldingene nevnt her dokumenterer at et framtidig norsk distribusjonssystem for naturgass vil kunne bygges opp ved effektive LNG eventuelt CNG kjeder, supplert med gass transmisjonsrør til de største brukersentra.

Erfaringene fra forvaltningen av infrastrukturmidlene for naturgass i 2004 viser at det vil være hensiktsmessig med en bedre konkretisering av prioriterte utviklingsscenarier for norsk naturgassanvendelse. Dette for å bidra til bedre tilpasning av ny naturgass infrastruktur til den utviklingstakt norske industrielle muligheter innebærer, gi supplerende beslutningsgrunnlag for de

aktører som ønsker å engasjere seg innenfor naturgassområdet og for bedre konkretisering av de tiltak som er påkrevd for å nå våre nasjonale mål for øket naturgassbruk.

Denne rapporten er utarbeidet av MARINTEK og ECON Analyse, og skisserer et betydelig markedsgrunnlag for naturgass i Norge som vanskelig kan dekkes med gassrør. Rapporten viser et konkurransedyktig skipsbasert transportsystem for naturgass som LNG eller CNG.

3. Bakgrunn

Faktarute 3.1: Definisjoner

Definisjoner

Transmisjon:

Normalt brukes begrepet om storskala gass transport med skip eller rør fra produksjonsstedene til større mottaksstasjoner. I denne rapporten benyttes begrepet også for småskala transportløsninger fra produksjonssteder eller import/eksport -terminaler for naturgass.

Distribusjon:

I rapporten brukes begrepet om lokal transport til sluttbruker, eksempelvis transport fra mottaksstasjoner til sluttbruker gjennom lavtrykks rørledningsnett eller med LNG tankbil.

Faktarute 3.2: Hva er naturgass?

Hva er naturgass?

Gass som produseres på norsk sokkel kalles vanligvis *rikgass*. I tillegg til metan inneholder denne gassen tyngre komponenter som etan, propan, butan og nafta i ulik sammensetning. Etan og propan eller en blanding av dem kalles gjerne *LPG* (liquified petroleum gas) eller *NGL* (natural gas liquids), som vanligvis lagres og transporteres i flytende form under trykk.

En vesentlig andel av rikgassen fra norsk sokkel føres til ilandføringsstedene Kårstø og Kollsnes, hvor gassen blir videre behandlet i prosessanlegg. Her skilles de tyngre eller våte komponentene ut, slik at man får *tørrgass*, som tilsvarer salgsproduktet naturgass, og som sendes videre til eksportmarkedene. Tørrgassen består i all hovedsak av metan, transporteres vanligvis gjennom rørledning og måles i standard kubikkmeter (Sm^3). De tyngste komponentene som skilles ut kalles ofte *våtgass*, og består av gassene etan, propan, normal- og isobutan og nafta. Disse separeres videre i de enkelte komponentene eller blir solgt som en blanding. Våtgassen transporteres vanligvis i spesialskip og brukes blant annet i petrokjemisk industri. I dag transporteres våtgass blant annet til Grenland som råstoff til industrien.

Naturgass i flytende, nedkjølt form (-162°C) kalles *LNG* (liquified natural gas), og måles vanligvis i tonn. En m^3 LNG (væskefase) tilsvarer ca. 600 m^3 naturgass ved standardtilstand (Sm^3), slik at den lettere kan transporteres på tog, bil eller båt. Det er et internasjonalt marked for LNG. For distribusjon av relativt små gassmengder over korte avstander med tankbil/tog kan gassen komprimeres til et trykk på 250-300 bar, og kalles da *CNG* (compressed natural gas). En m^3 CNG ved 250 bar tilsvarer ca. 300 Sm^3 naturgass.

Faktarute 3.3: Innenlands distribusjon av naturgass**Innenlands distribusjon av naturgass**

En Sm³ naturgass inneholder energi tilsvarende ca 1 liter olje. Naturgass krever en mer kostbar infrastruktur enn olje. Naturgass transport har tradisjonelt vært kjennetegnet ved relativt høye investeringskostnader, begrenset fleksibilitet og vesentlige stordriftsfordeler. Dette er faktorer som i stor grad har bestemt lønnsomheten knyttet til naturgass som energikilde.

Naturgass infrastruktur er kapitalintensiv, og produksjons- og distribusjonssystemene tar normalt utgangspunkt i større kvanta med gass. For en rørledning består stordriftsfordelene i at mest mulig av rørlednings-kapasiteten blir utnyttet (ofte flere milliarder Sm³ per år). For LNG-alternativet har det i første rekke vært kondenseringsanlegget som har vært kapitalintensivt og som derfor har forutsatt produksjon av større kvanta LNG. Kostnadsstrukturen er imidlertid forskjellig for hhv. rør-, LNG og CNG-transport, slik at løsningenes egnethet vil kunne variere.

For alle transportalternativene pågår det kontinuerlig teknologisk utvikling. LNG produksjonsanlegg på Tjeldbergodden, Kollsnes og Karmøy viser at lokal produksjon av LNG i småskala produksjonsanlegg er blitt aktuelt. I tillegg er kostnadene knyttet til å legge gassrør offshore nesten blitt halvert de siste ti årene. Nye materialer for rør (f. eks kompositt), bedre og billigere rørleggingsmetoder, og bedre lagringskonsepter for CNG gjør at kostnadene kan reduseres over tid. For LNG ligger det muligheter innenfor utvikling av nye teknikker for kondensering av gass.

Faktarute 3.4: Transmisjon i rør**Transmisjon i rør**

Ved transmisjon i rør blir gassen transportert fra et mottaksanlegg for gass og enten ført direkte til større sluttbrukere (som må trykkredusere gassen), eller ført videre i et fordelingsnett av lavtrykksrør til mindre sluttbrukere. Gassen kan også bli tilført et fjernvarme- eller kogenereringsanlegg som distribuerer varmen (og elkraft) videre til sluttbrukeren.

Transmisjon av naturgass i rørledning blir tradisjonelt regnet for å være den billigste og sikreste transportformen. Rør transmisjon kjennetegnes ved stordriftsfordeler. Det er derfor i de fleste tilfeller ikke tvil om at dette er den billigste alternativ i et marked av noe størrelse og utstrekning.

I land som Danmark, Nederland, Tyskland og Frankrike er således transmisjonsrør den altoverskyggende løsningen. De store basisinvesteringene som rørledninger medfører, forutsetter at denne løsningen har noenlunde stabile og store nok avtagere for naturgassen over året. Problemet med rørtransmisjon i Norge er relativt små og geografisk spredte energibrukere slik at investeringskostnadene pr. bruker og volum blir høye.

Faktarute 3.5: LNG-transmisjon**LNG-transmisjon**

Transport av naturgass som LNG kan i mange tilfeller være et egnet alternativ. Forutsetningen er at naturgassen gjøres flytende ved at den kjøles ned, for så å bli transportert i spesielle isolerte tanker. For småskala LNG-produksjonsanlegg brukes omtrent 10% av energimengden av den naturgassen som skal kjøles ned til denne prosessen.

Slike nedkjølings- eller kondenseringsanlegg har tidligere vært relativt kostbare, men slike LNG-anlegg stadig mer aktuelle. Spesielt skyldes dette lavere investeringskostnader for produksjonsanlegget. I Norge er det bygget slike anlegg på Kollsnes og Karmøy.

LNG-skip (og tankbiler) kan transportere naturgassen til mottaksanlegg for LNG ved mindre brukersentra langs Norskekysten og derfra til sluttbrukere, eventuelt direkte til sluttbruker.

Faktarute 3.6: CNG-transmisjon**CNG-transmisjon**

CNG-transport med stor skip er konsepter utviklet for effektiv transport av gass fra små- og marginale olje og gassfelt til havs. De er fortsatt på konseptstadiet, og ennå ikke realisert. Bakgrunnen for CNG-konseptene er at de ikke krever prosessanlegg ved produksjonssted, bare enkel filtrering og komprimering.

CNG-skipet forutsetter å levere komprimert gass til et eksisterende gassrørledningssystem på land eller gasslager.

Ved uttak av CNG fra eksisterende transmisjonsrør (100-150 barg) kan CNG for transport i bulk produseres med en relativt lavt energiforbruk. Et dedikert CNG-skip for et transmisjonssystem kan være effektivt dersom det tilpasses få store avtakere av gass. Utfordringen ligger i kostnadseffektive mottakslager/rørledningsnett.

Faktarute 3.7: Konverterings- og mottaksanlegg hos sluttbruker**Konverterings- og mottaksanlegg hos sluttbruker**

Et energianlegg hos sluttbruker som er innrettet på å bruke fyringsolje, elkraft og diesel, kan ikke uten videre konverteres til å ta i bruk naturgass. For nye anlegg vil konverteringskostnadene beløpe seg til eventuelle merkostnader knyttet til gassutstyr vurdert mot andre alternativer. Nyere oljefyringsanlegg kan stort sett benytte eksisterende oljekjeler, men må installere nye brennere. For et middels anlegg vil brennerkonverteringen beløpe seg til i størrelsesorden 1,5 øre/Sm³. For et «mindre anlegg» vil konverteringen koste i størrelsesorden 5,5 øre/Sm³ /3/. I tillegg kommer kostnader forbundet med etablering av et kundelager (LNG løsning). Nødvendige investeringer i LNG-kundelager (typisk 80 – 130 m³) er i størrelsesorden NOK 1 – 3 millioner, og enhetskostnaden kan variere fra 5-10 øre/Sm³ for små brukere ned mot 2-3 øre/Sm³ for større brukere.

Erfaringer viser at man i mange prosesser kan oppnå fordeler i forhold til vedlikehold, operasjon, regulering/fleksibilitet, og renhet i produksjonen. Disse produksjonsfortrinnene vil ofte kunne forsvare kostnadene forbundet med selve konverteringen i industrianlegget. Kostnadene for kundelager må forsvares gjennom energikostnaden.

4. Forutsetninger og parameteroversikt

Faktarute 4.1: Pris- og kostnadsdata

Pris- og kostnadsdata

Råolje- og gasspris

Langsiktig kurs US\$/NOK = 7,0 og langsiktig råoljepris = 30 USD/fat.

Finansielle parametre

For alle nødvendige infrastrukturinvesteringer for de skisserte distribusjonsløsningene er det lagt til grunn en kalkylerente på 8% og en økonomisk prosjektlevetid på 20 år. Dette gir en kapitaliseringsfaktor på 0,102. Det betyr at den årlige dekningen av kapitalkostnadene (CAPEX) er innregnet som 10,2% av den initielle investeringskostnaden.

Kostnadsdata, skip og mottaksanlegg

Kostnadsdata for skip og mottaksanlegg er spesifisert på grunnlag av tilgjengelige budsjett-tall (tidligere prosjektarbeider). Tallene er verifisert og oppdatert ved:

- Erfaring fra drift (Gasnor, LNG)
- Naturgass "PSO 2004", Regionale LNG mottaks- og lageranlegg /4/
- Småskala LNG produksjon, LNG rekondensering /23/
- CNG prosjekter, Knutsen OAS /24/

Kostnader, naturgass produksjon, transport og mottak

Kostnadene er angitt med enhet øre/Sm³, og i beregningene er det tatt utgangspunkt i nedre brennverdi for naturgass.

Faktarute 4.2: Energi innhold og spesifikk masse, fossile brennstoff

Energi innhold og spesifikk masse, fossile brennstoff *

- Egenvekt, LNG = 450 kg / m³
- Egenvekt, naturgass = 0,735 kg / Sm³
- Nedre brennverdi, naturgass = 49 MJ/kg = 10,10 kWh/Sm³
(Øvre brennverdi, naturgass = 53,9 MJ/kg = 11,11 kWh/Sm³)
- Nedre brennverdi, tung fyringsolje = 39,4 MJ/kg = 11,00 kWh/liter
- Egenvekt, tung fyringsolje = 985 kg / m³
- Nedre brennverdi, lett fyringsolje = 36,6 MJ/kg = 10,0 kWh/liter
- Egenvekt, lett fyringsolje = 855 kg / m³
- Nedre brennverdi, autodiesel = 36,1 MJ/kg = 10,00 kWh/liter
- Egenvekt, autodiesel = 840 kg / m³
- Nedre brennverdi, marin gassolje: 36,8 MJ/kg
- Egenvekt, marin gassolje = 885 kg / m³
- Nedre brennverdi, marin tungolje 240: 39,9 MJ/kg
- Egenvekt, marin tungolje 240 = 970 kg / m³
- Kompressibilitetsfaktor, naturgass ved 100/150/250 barg (15° C) = 0,8270/0,7904/0,8403

Faktarute 4.3: Skipsdata**Skipsdata**

Det er forutsatt at skip maksimalt har 350 operasjonsdager per år, slik at resterende tid kan brukes til preventivt og korrektivt teknisk vedlikehold. For skipene er det tatt utgangspunkt i et brennstoffforbruk tilsvarende 200 g/kWh. Drivstoff for disse skipene vil normalt være marin gass/dieselloleje, og ikke tungolje. Det er tatt utgangspunkt i en pris på NOK 1 800 per tonn for marin dieselloleje /5/. Småskala gassskip kan alternativt ha "dual fuel" motorer for fremdrift som kan fødes både med olje og gass. Det er imidlertid ikke skilt mellom dette i analysene. Hvorvidt man regner enhetskostnader for energi som gass vs. energi som brennstoff vil ikke medføre noen vesentlige kostnadsendringer om vi tar utgangspunkt i LNG-prisen, men gassdrift vil bl.a. bidra til reduserte CO₂ utslipp i transmisjonssystemet.

Forsikring

Forsikringskostnader (Skrog og Maskineri samt Ansvar) er et generelt påslag som avhenger av skipstype, -størrelse, design, samt operasjonsområde. Påslaget er i størrelsesorden 0,5 – 1 MNOK per år. Dette påslaget inngår i skipskostnaden, og er vist i kapittel 7.2.1

Seilingshastighet

En seilingshastighet på 12 knop er typisk for et skip med størrelse inntil 3000 BT (4 000 m³ LNG). For større 5000 BT fartøy (6 000-8 000 m³ LNG, 2 500 – 3 500 m³ CNG) er en hastighet opp mot 15 knop aktuell, og en hastighet på 17 knop kan vurderes for fartøy større enn 6 500 BT (10 000 m³ LNG, 4 500 m³ CNG). I våre beregninger er det regnet med en hastighet på 12 knop for alle skip med størrelse opp til 2 500 BT (3 000 m³ LNG), og 15 knop for større skip (LNG/CNG).

Faktarute 4.4: Havn og farled**Havne- og farledsavgifter**

Det er tatt utgangspunkt i en anløpsavgift på NOK 3 500 per anløpte havn (anløpsavgift og kaiavgift). I tillegg påløper en vare- og sikkerhetsavgift som i gjennomsnitt vil utgjøre omlag NOK 5,00 per m³ håndtert last. Bakgrunnen for disse kostnadsestimatene er en gjennomgang av kostnadsnivået for et sett av aktuelle havner i Norge. Eventuelle loskostnader er ikke regnet inn, og ved krav om los vil dette komme i tillegg.

Størrelse- og dypgangsbegrensninger

Det er ikke gjort konkrete vurderinger hvorvidt skipsstørrelse vil være en begrensende faktor i de aktuelle havnene i denne studien. På grunn av lav egenvekt på LNG og den lave lastekapasiteten for småskala skip, er utgangspunktet at dypgang ikke vil være noen begrensning.

Faktarute 4.5: Tidsbruk, laste og losseoperasjoner

Tidsbruk, laste og losseoperasjoner for skip

Det er forutsatt effektiv manøvrering, fortøyning og oppkobling til mottaksterminalene som forutsettes å være ubemannet. Gjennomsnittlig er det satt av 2 timer i per havn i tillegg til selve laste / losse operasjonen. Denne tiden inkluderer ventetid før service ved terminal, ventetid ifm losing eller kailegging.

For LNG skip er lasteraten mellom terminal og skip satt til 500 m³ LNG/time. Pumpekapasitet på terminalen vil variere, men normalt vil man ha 2 pumper, og en kapasitet på 300 - 500 m³ LNG/h per pumpe er et rimelig anslag. Losserate fra skip til terminal er vurdert å være 300 m³ LNG per time. De minste båtene har som regel 2 nedsenkede pumper per tank (minst 2 tanker per skip), hver pumpe med kapasitet på 50-100 m³/h. En losserate på 300 m³/time er derfor oppnåelig selv for de minste båtene. For LNG skip i størrelsesorden 5 000 – 10 000 m³ vil losse ratene kunne være i størrelsesorden 1 000 m³ LNG per time. Pumper for lasting (fra landsiden) vil kunne ha en tilsvarende kapasitet.

For CNG er laste- og lossetiden knyttet til trykkoppbygging gjennom kompressorstasjoner. En 4,5 MW kompressor har kapasitet på 4,5 Mill. Sm³ (150-250 barg) naturgass per døgn. Denne kapasiteten forutsetter avtak av gass fra transmisjonsrør ved lasting (150 barg). Netto laste/lossetid for et 1,7 MSm³ CNG-skip vil derfor være i underkant av 10 timer.

Faktarute 4.6: Mannskaps- og driftskostnader for skip

Mannskaps- og driftskostnader for skip

Mannskapskostnadene for skip varierer med størrelsen. Som representativt gjennomsnitt er disse eksempelvis estimert til NOK 20 000 per dag for et småskala 1 000 m³ LNG skip, og opp mot NOK 30 000 per dag for et større 10 000 m³ LNG skip. Denne kostnaden dekker lønninger, underhold og sosiale kostnader. Underlagstall er hentet fra pågående utrednings og forskningsprosjekter /6/.

Generelt avhenger bemanningskravet av skipets operasjonsområde, teknisk tilstand, maskineri-effekt, drifts- og organisatoriske forhold i rederiorganisasjonen, stillingskombinasjoner og overlappende kompetanse, tonnasje og fartsområde. Langs norskekysten er de aktuelle fartsområder "liten kystfart" og "fartsområde 4". "Liten kystfart" dekker innaskjærs seiling i tillegg til seiling over åpne kyst-strekk. "Fartsområde 4" dekker innaskjærs seiling samt åpne kyst-strekk under 45 km. For nordsjøfart gjelder fartsområdet "Nordsjø- og Østersjøfart".

Fartsområdet for småskala LNG/CNG skip i operasjon langs norskekysten må være i henhold til regelverk for "Liten Kystfart", som tillater innaskjærs operasjon samt operasjon over åpne kyststrekk på mer enn 45 km. For skip i "Liten Kystfart" mellom 3 000 og 6 500 BT vil anslagsvis 8-10 mann være nødvendig, mot 6-8 mann for båter som er mindre enn 3 000 tonn BT. Dette skyldes hovedsakelig differanse i tonnasjevolum, økning i maskinerieffekt etc. Fartsområdet "Nordsjø- og Østersjøfart" vil kreve noe større bemanning, og er f. eks aktuelt ved LNG import fra Zeebrugge. Et mannskap på 12 mann fordelt på 2 skift vil derfor kunne være tilstrekkelig sikkerhetsbemanning for småskala skip (eks. 1 000 m³ LNG) i liten kystfart i Norge. Reder må søke Sjøfartsdirektoratet om nødvendig sikkerhetsbemanning for skipet.

5. Markedsunderlag

Et framtidig norsk marked for naturgass vil bestå av ulike delmarkeder for ulike brukere. Viktigst er markedet for konvertering bruk av ulike oljebaserte energibærere til naturgass innenfor industrien, privat og offentlig tjenesteyting, energiforsyning, transportsektoren m.m. I kartleggingen har vi lagt vekt på disse delmarkedene, som vi har kalt konverteringsmarkedet. Tilgang på gass kan også gi grunnlag for nyetableringer og/eller ekspansjon av eksisterende virksomheter. Identifiserte prosjekter er kartlagt og er lagt inn i underlaget i den grad de er vurdert å være realistiske.

Vi har sett bort i fra markedet ved naturgass ilandføringsstedene og områder med eksisterende distribusjon av naturgass, slik som Rogaland og Bergensområdet. Det beskrevne markedsgrunnlaget heller ikke omfatter ikke gasskraft og petrokjemi, og har derfor lav interaksjon med markedet for gassrørledninger til gasskraftverk og petrokjemi virksomhet, som vurdert for Skogn og Grenland.

Nedenfor gjennomgås hvordan de ulike delmarkedene er behandlet i analysen. Vurderingene av markedspotensialet har tatt utgangspunkt i ECONs arbeid med å kartlegge markedspotensialet for bruk av naturgass i Norge i 2003 /7/ som innspill til NVE sitt arbeid med rapporten Gass i Norge. Analysen er oppdatert med senest tilgjengelig informasjon om mulige nye brukere, priser, og andre aktuelle data, og forutsetninger om framtidig vekst i energiforbruket.

Ved gjennomgang og vurdering av potensialet for naturgass i de ulike regionene har ECON kontaktet utvalgte bedrifter og organisasjoner som siden siste kartlegging har endret eller konkretisert sine planer om å ta i bruk naturgass. I løpet av prosessen har ECON/MARINTEK også hatt møte med representanter fra blant annet Norsk Gassforum, og kontaktpersoner i dette nettverket har vært behjelpelige med å formidle videre kontaktpersoner og oppdaterte anslag for potensialet i de enkelte regioner.

Kartleggingen av energiforbruket fordelt på energibærere er basert på offentlig statistikk for industrien. Bruken av fossile energibærere i offentlig sektor (sykehus, skoler med mer) og tjenesteytende næringer er i de aller fleste tilfeller ikke registrert, og en er her avhengig av kontaktpersoner i regionen for å få fram data.¹ Det er også tatt utgangspunkt i SSBs statistikk for bruk av fossile energibærere fra 1999 (fordelt på kommuner) /8/ og 2002 (fordelt på fylker/regioner) /9/.

Mengden og tilgjengeligheten av relevant informasjon for å kartlegge markedspotensialet for naturgass i de ulike regionene varierer sterkt. Dette har ulike årsaker. I enkelte regioner er salg av naturgass i ferd med å bli et interessant forretningsområde, med markedstall som forretningsfortrolig informasjon. Andre regioner har bare i liten grad eller ikke i det hele tatt gjennomført kartlegging av potensialet for bruk av naturgass.

¹ De energiutredningene som nå utarbeides for landets kommuner gir bedre anledning til å få et innblikk i de ulike regionenes energiforbruk.

Tilgjengelig materiale er gjennomgått og sammenholdt med tidligere undersøkelser som del av denne studien. Totalt sett vurderes underlaget som godt dekkende og nøkternt vurdert.

5.1 Analysemetode

Vi skiller generelt mellom konverteringsmarkedet (markedsgrunnlag for konvertering) og det realiserbare konverteringsmarkedet for naturgass

- Markedsgrunnlag for konvertering består av hele det potensielle naturgassmarkedet innenfor industri, tjenesteytende næringer, husholdninger og transportsektoren.
- Det realiserbare konverteringsmarkedet består av brukere som kan forsynes effektivt med forsyningsløsninger beskrevet i denne rapporten, der prisen på naturgass levert bruker vil kunne være konkurransedyktig i forhold til alternative fossile energibærere.

Ved vurdering av markedsgrunnlaget for konvertering er større spesifiserte industribrukere som med stor sannsynlighet vil konvertere til naturgass er inkludert med fullt forbruk. Industribrukere som fremstår som lite sannsynlige er utelatt fra markedsgrunnlaget. Annet uspesifisert forbruk av fossilt brensel i regionene er sannsynlighetsvurdert, dvs. at det er tatt utgangspunkt i at noe av dette forbruket kan konverteres. Sannsynlighetsfaktorene varierer imidlertid med de ulike bransjene. Det er lagt til grunn at en økt andel av dette volumet kan konverteres til naturgass når vi går fra et 10 til et 20 års perspektiv. For alle delmarkeder er det beregnet en generell vekst på 1 % per år.

Det realiserbare konverteringsmarkedet, dvs. det markedet som kan forsynes kostnadseffektivt ved hjelp av distribusjonsløsninger beskrevet i denne rapporten, omfatter særlig områder der man har større industribrukere og brukere i transportsektoren. På lengre sikt (20 år) er også noe forbruk innen offentlig/privat tjenesteyting inkludert i det realiserbare konverteringsmarkedet.

I /7/ ble potensielt framtidig, naturgassforbruk illustrert gjennom tre scenarier for forbruket i de aktuelle regionene, basert på en kartlegging av eksisterende og eventuelle nye brukere. For dette formålet ble det utviklet en metodikk som på en enkel måte kartlegger markedsgrunnlaget for naturgass i de aktuelle regioner. Denne grovkartleggingen eller screeningen er basert på en makro-tilnærming hvor sentrale parametere for å vurdere naturgassbruk i regionen registreres

Metoden som ble benyttet i denne studien /7/ tar utgangspunkt i aktuelle sektorer for bruk av naturgass. Nøkkeltall for aktuelle bruksregioner er registrert. Dette gjelder data som: innbyggertall, antall boenheter, oppvarmingstype, avstander innen kommunen og mellom kommunene, eksisterende planer for bruk av naturgass, dagens forbruk av fossilt brensel i industrien og større planer basert på naturgass (for eksempel nye industrietableringer med mer). Se /7/ for en mer detaljert beskrivelse av metodikken.

Etterspørselen etter naturgass vil avhenge av tilbudt pris på gass og brukernes betalingsvillighet. Prisen på gass vil blant annet bli bestemt av hva gassen kan selges for i eksportmarkedet

(alternativverdien) og kostnadene ved å føre fram gassen til brukerne. Betalingsvilligheten hos brukerne vil blant annet avhenge av prisforskjellene mellom gass og alternative energibærere, kostnadene ved å ta i bruk gassen hos den enkelte bruker og eventuelle prosessmessige gevinster ved å bruke gass i forhold til andre energibærere. Usikkerhet om disse størrelsene og den framtidige pris og kostnadsutvikling er en viktig del av beslutningsgrunnlaget. I denne forbindelse spiller framtidig avgiftsmessig behandling av naturgass i forhold til alternative energibærere en betydelig rolle. Innenlands bruk av naturgass er i dag ikke ilagt noen særavgifter. Rammebetingelsene for naturgass og andre energiprodukter kan imidlertid komme til å endres i framtiden, bl.a. som følge av innføringen av et nasjonalt kvotesystem for klimagasser.

Effekt av miljøavgifter for konkurransekraften til naturgass er vurdert i sammenligning med andre oljebaserte energibærere.

Faktarute 5.1: Oppsummering av markedsgrunnlag

Oppsummering av markedsgrunnlag

Konverteringsmarkedet for naturgass er vurdert i et 10 års og et 20 års perspektiv. I dette markedsunderlaget er det generelt forutsatt en årlig vekst på 1% p.a. for forbrukere i de ulike markedssegmentene. Veksten er antatt å være lik for både industri, transportsektoren, husholdninger og tjenesteytende næringer. Planlagte nyetableringer og framtidige konvertering innen transportsektoren er inkludert i markedstallene etter antatt oppstarts-tidspunkt. De delene av dette markedet som kan realiseres og forsynes med de distribusjonsløsningene som er skissert i denne rapporten er omtalt som det realiserbare konverteringsmarkedet.

I et 10 års perspektiv er det tatt utgangspunkt i at det realiserbare konverteringsmarkedet for naturgass består av større brukere innen industri og transportsektoren og større brukere i offentlig og privat tjenesteyting. Allmenn forsyning er i liten grad inkludert i et 10-års perspektiv. I et 20 års perspektiv er det også forutsatt at deler av markedet for allmenn forsyning kan realiseres. Med allmenn forsyning menes alt annet enn kraftintensiv industri, og dette inkluderer bl.a. tjenesteytende institusjoner, private husholdninger og annen næringsvirksomhet.

- Konverteringsmarkedet for naturgass er anslått til 872 millioner Sm³ i 2015.
- Dersom offentlige virkemidler (avgiftsregimer) settes inn for å stryke konkurranseposisjonen til naturgass, er det estimert at markedet vil vokse til 1120 millioner Sm³.
- I et 20 års perspektiv inkluderes større deler av allmenn forsyning, og det totale konverteringsmarkedet er estimert til 1577 millioner Sm³.
- Den delen av markedsgrunnlaget som kan realiseres med distribusjonsløsningene skissert i denne rapporten utgjør 822 millioner Sm³ i 2015 og 1088 millioner Sm³ i 2025.

5.2 Naturgassmarkedet

5.2.1 Konvertering fra andre fossile energibærere i industrien

Konvertering fra fyringsolje og kull

Markedsgrunnlaget viser at konvertering til naturgass innen industri representerer den største markedsandelen. Vi har undersøkt mulighetene for å konvertere fossile energibærere som tung- og lett fyringsolje, destillater, koks, kull og ulike gasser (i første rekke propan/butan) til naturgass.

For de aller fleste brukere av fyringsolje er det i utgangspunktet antatt å være en betydelig gevinst ved å konvertere til naturgass. Gevinsten skyldes dels prisforskjeller mellom gass og fyringsolje og dels energi- og prosessmessige gevinster ved å bruke gass i stedet for olje. Dagens avgiftsmessige forskjellsbehandling av fyringsolje og naturgass gjør slik konvertering spesielt lønnsom. Brukere av tungolje har imidlertid mindre gevinst ved å gå over til gass, ettersom disse ofte har gunstige avtaler med leverandørene av olje. På den annen side er brukerne av tungolje oftest relativt store bedrifter hvor kostnadene ved å føre fram gass kan være relativt lav. Mye av konverteringen fra olje til LNG som hittil har funnet sted har vært fra tung fyringsolje.

Større identifiserte forbrukere er inndelt etter bransje, slik at det kan gjøres sensitivitetsanalyser mht sannsynlighet for konvertering. Dette er spesielt viktig for treforedling og silde/fiskemel. Disse bransjene betaler redusert avgiftssats for fyringsolje, og insentivet til konvertering er dermed mindre.²

Det er i dag begrenset bruk av kull i norsk industri. Mye av kullet brukes som innsatsfaktor i metallurgisk industri og kan ikke substitueres. Kull brukt til energiformål i bransjer som sement, leca-produksjon osv. kan imidlertid konverteres. Slike brukere har normalt avtaler om leveranser av kull til gunstige priser, noe som kan gjøre det mindre interessant å gå over til naturgass. Vurderinger /7/ tyder imidlertid på at det kan være økonomisk interessant å gå over til naturgass for flere slike brukere.

Konvertering fra andre gasser

Dagens statistikk for bruk av energi i industrien pr kommune inneholder både bruk av naturgass og andre gasser (propan, CO-gass, brenngass m.fl.). På grunn av konfidensialitetshensyn er det ikke mulig å få nøyaktige tall for hvor store gassvolum som brukes i regionene og av hvem.

Fra kartleggingen kjenner vi samlet gassforbruk i den enkelte regionen. Prismessig vil det i mange tilfeller være visse gevinster ved å gå over til naturgass for brukere av LPG og andre gasser, men gunstige kontrakter på eksisterende leveranser kan gjøre konvertering mindre interessant for mange brukere.

² I tillegg har spesielt fiskeoljeindustrien store forbruksvariasjoner, noe som gjør forsyning av naturgass fordyrende.

Konvertering fra elkraft

Kartleggingen fanger ikke opp eventuell konvertering fra bruk av elkraft til naturgass. Dette omfatter i første rekke elektrokjeler uten brenselfyrt reserve. Eksisterende statistikk for el-kjelmarkedet er mangelfullt, og det er vanskelig å vurdere potensialet for overgang til naturgass for kjelmarkedet. Det må imidlertid gjøres betydelige investeringer før brukere som i dag bare har elektrokjel kan ta i bruk naturgass. Potensialet for konvertering kan av denne grunn være begrenset selv om det ut fra rene sammenlikninger av elkraft- og naturgasspriser kan være betydelige gevinster.

5.2.2 Konvertering fra andre fossile energibærere i offentlige og privat tjenesteyting og varehandel

Konverteringspotensialet i offentlige institusjoner er betydelig, spesielt kan sykehus ha et vesentlig potensial for konvertering til naturgass. Statistikkgrunlaget er imidlertid dårlig, og det er kun gjennom kontakt til leverandører av naturgass, propan og fyringsolje, energiverk eller fylker/kommuner at det har vært mulig å hente utforbrukstall. Lønnsomheten ved overgang til naturgass for disse brukerne antas i de fleste tilfellene å være god, men lokale distribusjonskostnader kan være avgjørende.

For alle regioner har vi i tillegg anslått et sjablongmessig konverteringspotensial basert på et forholdstall mellom forbruket av mellomdestillater (fyringsolje) på landsbasis og antall innbyggere i hver region/kommune. For regioner med fjernvarme har vi antatt et lavere konverteringspotensial. Årsaken er at vi allerede har antatt at en del av fjernvarmeproduksjonen (topplast) kan skje ved hjelp av naturgass. I de tilfeller der anslaget basert på innbyggertall overstiger det identifiserte forbruket har vi valgt det høyeste anslaget.

5.2.3 Bruk av gass i energiforsyningen

Markedet for energiforsyning omfatter i denne sammenheng fjernvarme- og kraftvarme-enheter. Gasskraftverk er holdt utenfor analysen. For fjernvarme-anlegg er det i utgangspunktet antatt at 10% av energimengden i gjennomsnitt kan erstattes med naturgass (i utgangspunktet likt for alle anlegg i regionen). Fjernvarmeanleggene er i stor grad basert på avfall slik at gass bare blir støttebrensel. Anleggene har dessuten betydelige sesongmessige svingninger i forbruket, noe som gjør naturgass som energibærer mindre attraktiv. Foreløpige anslag tyder imidlertid på at overgang til gass likevel kan være lønnsomt dersom ikke distribusjonskostnadene for gassen er for store. Når det gjelder kraftvarme enheter har vi lagt inn planlagte og påtenkte enheter. Vi har funnet få steder hvor slike enheter synes å være aktuelle.

5.2.4 Bruk av naturgass som råstoff i ulike industriprosesser

Naturgass som råstoff til petrokjemi virksomhet i Herøya området er ikke tatt med i markedsunderlaget. Imidlertid er bruk av naturgass som råstoff i industrielle prosesser (for eksempel ved fremstilling av bioprotein) nevnt i noen regioner som et mulig anvendelsesområde for naturgass. I kartleggingen er planer for denne type naturgassanvendelse i regionene tatt med. Planene er vurdert ut fra modenhet (påtenkt, planlagt eller under bygging), og i kartleggingen er det lagt vekt på likebehandling i vurdering av prosjektsannsynlighet.

5.2.5 Bruk av naturgass i transportsektoren

Bruk av naturgass til transport omfatter ferger, skip og busser. Det er i første rekke for ferger og skip at kartleggingen viser signifikant potensial. Eksisterende, planlagte og mulige ferger og skip som skal benytte naturgass er tatt med, og nye prosjekter er inkludert der disse er identifisert. Hoved-drivstoff i dag for innenriks skipsfart i Norge er marin gass/diesel olje (MGO/MDO). Kvanta er imidlertid fremdeles små sammenliknet med øvrige brukere.

Det er rimelig å anta en viss økning i forbruket for ferger når disse fornyes. Ved fornying av fergemateriellet benyttes anledningen til å øke kapasitet og frekvens i sambandene. Dette vil gi en betydelig økning av energiforbruket. Dette er ikke tatt hensyn til i våre volumanslag.

5.2.6 Konvertering innen husholdninger

Mulighetene for å konvertere til naturgass innen private husholdninger er generelt ansett for å være svært liten. Unntaket er nye boligfelt, blokker med mer hvor det lettere kan legges til rette for naturgass. Lønnsomheten av å benytte naturgass for disse brukerne vil i betydelig grad være avhengig av lokale distribusjonskostnader.

SSBs boligstatistikk /10/ gir detaljerte tall for antall boliger i regionene, vekst de siste årene og andelen av boliger med varmesystemer som relativt lett kan konverteres til naturgass (radiatorer eller andre vannbårne systemer). For alle boliger med slike oppvarmingssystemer er det beregnet et teoretisk energiforbruk knyttet til oppvarming og varmtvann.³ Vi har antatt at det er realistisk at rundt 10 % av boligene med vannbåren varme vil kunne konvertere til naturgass på sikt. Dette inkluderer i første rekke større boligområder (rekkehus og blokker). I analysene har vi lagt inn 5 % konvertering for oppvarmingssystemer i de regioner/byer som har fjernvarme ettersom vi vurderer det praktiske potensialet her som mindre p.g.a. antatt store lokale distribusjonskostnader for gassen. Videre har vi antatt at 10 % av topplasten i fjernvarmeenhetene kan dekkes med naturgass.

³ Vi har antatt av 60% av el-forbruket i husholdningene brukes til oppvarming og varmtvann. Utgangspunktet er 24.000 kWh/år pr enhet.

5.3 Valg av regioner for analysen

Fokus for analysen i dette prosjektet har vært regionene langs kysten fra Østfold til Finnmark. Eksisterende ilandføringssteder for naturgass og områder hvor det er bygget ut distribusjonssystemer for naturgass er holdt utenfor denne studien. Dette inkluderer Bergens regionen, Nord Rogaland og Stavanger. Innlandsregionene er heller ikke med i analysen. Potensialet for naturgass distribusjon til innenlands regionene er lavt /7/, dessuten er innlandsregionene viktige i oppbyggingen av et marked for bioenergi.

5.3.1 Markedsgrunnlag for naturgass i et 10 og et 20 års perspektiv

Framtidsbildet for år 2015 inkluderer både et høyt og lavt alternativ. I det lave alternativet er det ikke lagt inn konvertering til naturgass innen treforedling, silde- og fiskemelindustrien. Dette tar implisitt utgangspunkt i at dagens avgiftsmessige særbehandling av bruk av fyringsolje i disse bransjene fortsetter. Bransjene betaler i dag ikke grunnavgift på fyringsolje og kun halv CO₂-avgift, noe som i utgangspunktet gjør konvertering til naturgass mindre interessant. I det lave alternativet er heller ikke kraft-varme prosjekter i Oslo-regionen tatt med i markedsgrunnlaget. For Narvik skiller vi også mellom høyt og lavt alternativ, der man i høyt alternativ er avhengig av et større avtak i Nord Sverige bl.a. ved LKAB. Lavt alternativ omfatter kun LKABs pellets-anlegg i Malmberget og noe lokalt forbruk i Narvik-området.

I det høye alternativet for år 2015 er det lagt til grunn at den avgiftsmessige særbehandlingen av treforedling, silde- og fiskemelindustrien opphører slik at naturgass blir en aktuell energibærer også for disse bransjene (vi ser her bort fra nedleggelse av hele eller deler av denne industrien som et alternativ). De samme antagelsene er lagt til grunn for år 2025.

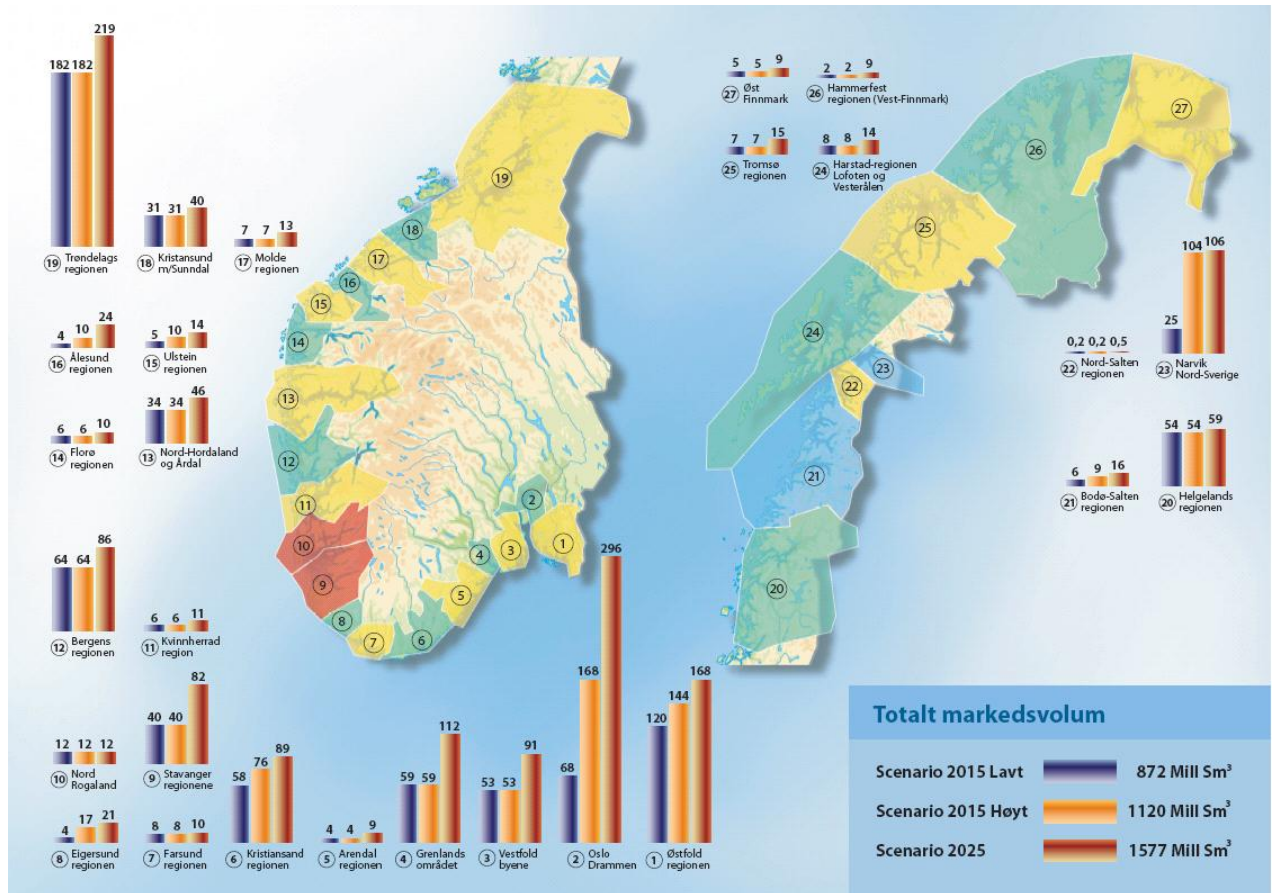
Langsiktige framskrivninger, spesielt for 2025, bør behandles med varsomhet og kun betraktes som et framtidsbilde for mulig utvikling av et innenlandsk naturgassmarked. Det er stor usikkerhet knyttet til disse framskrivningene, og volumet for naturgassforbruket på de enkelte stedene er avhengig av en rekke størrelser som det er vanskelig å anslå utviklingen for. Ikke minst kostnadene ved distribusjon av naturgass til de ulike regionene er avgjørende for utviklingen, noe som vurderes i de etterfølgende kapitlene.

Konverteringsmarkedet for naturgass er oppsummert i Tabell 5-1. I kapittel 5.3.2 er det gitt en mer detaljert beskrivelse av markedspotensialet for de aktuelle regionene.

Tabell 5-1: Markedsgrunnlag for naturgass fordelt på regionTall er eksklusive eksisterende distribusjon. Årlig forbruk i millioner Sm³.

Region	2015		2025
	Lavt	Høyt	
1. Østfold	120	144	168
2. Oslo, Akershus og Drammensregionen	68	168	296
3. Vestfold-byene	53	53	91
4. Grenland	59	59	112
5. Arendalsregionen	4	4	9
6. Kristiansandsregionen	58	76	89
7. Farsundregionen	8	8	10
8. Eigersundregionen	4	17	21
9. Stavangerregionen	40	40	82
10. Nord-Rogaland	12	12	12
11. Kvinnheradregionen	6	6	11
12. Bergensregionen	64	64	86
13. Nord-Hordaland og Årdal	34	34	46
14. Florø-regionen	6	6	10
15. Ulstein-regionen	5	10	14
16. Ålesund-regionen	4	10	24
17. Molde-regionen	7	7	13
18. Kristiansund og Sunndal	31	31	40
19. Trøndelag	182	182	219
20. Helgelandsregionen	54	54	59
21. Bodø-Saltenregionen	6	9	16
22. Nord-Saltenregionen	0,2	0,2	0,5
23. Narvik og Nord-Sverige	25	104	106
24. Harstad - regionen, Lofoten og Vesterålen	8	8	14
25. Tromsø-regionen	7	7	15
26. Hammerfest-regionen (Vest-Finnmark)	2	2	4
27. Øst-Finnmark	5	5	9
SUM	872	1 120	1 577

Kilde: ECON, MARINTEK



Figur 5-1: Markedspotensial fordelt på region

5.3.2 Kort om markedsgrunnlaget for naturgass i de enkelte regionene

1. Østfold

Kartleggingen omfatter kommunene Fredrikstad, Moss, Sarpsborg og Halden med et innbyggertall på til sammen nesten 172 000. Gass kan forsynes via LNG eller et grennrør fra Grenland dersom gass føres fram i rør til Grenland. Aktuelle mottakssteder for LNG er Fredrikstad og Sarpsborg med eventuell videre distribusjon med bil. Et annet alternativ er å transport av gass til Østfold i form av komprimert gass (CNG) på skip. Et identifisert CNG-prosjekt baserer seg på leveranser fra Haugaland til Kambo ved Moss.

Mulige brukere av naturgass er Stabburet, Brynildsens fabrikker, Kronos Titan, Unger fabrikker, De No Fa, Gyproc, Borregaard, Nordic Paper, Glomma Papp, Peterson Linerboard, Elkem Rockwool og Norske Skog Saugbrugs. Fergestrekningen Moss-Horten kan også være aktuell for konvertering til naturgass. Totalt utgjør potensialet for ferger i underkant av 7 millioner Sm³. Det foreligger planer om bygging av to mindre kraft-varmeverk i regionen som er lagt inn i markedspotensialet. I kartleggingen har vi antatt at Fredrikstad Fjernvarme kan dekke 10% av energibehovet fra naturgass (topplast). Samlet markedspotensial er anslått til ca. 120 og 144 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ i 2015 og ca. 168 millioner Sm³ i 2025.

2. Oslo, Akershus og Drammensregionen

Kartleggingen omfatter alle kommunene i Akershus og kommunene Oslo, Drammen, Hurum, Sigdal, Modum, Øvre Eiker, Nedre Eiker, Lier og Røyken med til sammen ca. 1 145 000 innbyggere. Det er relativt få større potensielle brukere av naturgass i regionen. Hurum fabrikk er en mulig bruker av gass som erstatning for fyringsolje. Viken fjernvarme er en annen større, aktuell bruker som kan avta noe gass til erstatning for olje som støttebrensel i produksjonen av fjernvarme som i dag hovedsakelig baseres på brenning av avfall. Selskapet arbeider også med planer om utvidelse av fjernvarmenettet knyttet til utbyggingen av havneområdene i Oslo, og vil da kunne avta ytterligere mengder gass. Andre mulige gassbrukere kan være større borettslag og sykehus. Aktuelle mottakssteder for LNG er Oslo og Drammen. Markedspotensialet er anslått til 68 og 168 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ i 2015 og ca. 296 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør ny kraftvarmekapasitet i Oslo 70 millioner Sm³ i 2015 og 100 millioner Sm³ i 2025. Alternativt til LNG legges rør fra sjølager i Oslofjorden basert på CNG-transport, til gassrørsystem i regionen.

3. Vestfoldbyene

Kartleggingen omfatter kommunene Larvik, Sandefjord, Tønsberg, Horten, Holmestrand og Svelvik med til sammen vel 156 000 innbyggere. Det vurderes å bygge et grenrør for transport av naturgass fra Grenland til Østfold via Vestfold dersom gass skulle bli tilgjengelig via et rør til Grenland. Alternativt til transmisjon i rør kan avtagere i Vestfold forsynes med LNG fra lokale mottaksterminaler. Rockwool, Jotun fabrikk, Hydro Aluminium Holmestrand og Sentralsykehuset i Vestfold er noen aktuelle brukere av gass i regionen. Fergerutene fra bl.a. Larvik til Danmark vil og kunne være aktuelle for konvertering til naturgass. Det vurderes også å etablere kraft/varme produksjonskapasitet i regionen. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 53 millioner Sm³ i 2015 og ca. 91 millioner Sm³ i 2025. Av dette potensialet utgjør forbruk til ferger ca 20 millioner Sm³ og ny kraft-varmekapasitet 14 millioner Sm³.

4. Grenland

Kartleggingen omfatter kommunene Bamble, Porsgrunn og Skien med et innbyggertall på vel 97 000. Det benyttes i dag våtgass (etan/LPG) i petrokjemi industrien i Bamble og i Norsk Hydros ammoniakkproduksjon på Herøya. Dette leveres i dag med skip. Det vurderes å bygge et kombirør for transport av våt- og tørrgass fra Kårstø til Grenland. Eventuelt kan tørrgass videreføres til Østfold. Røret vil kunne erstatte dagens skipsleveranser av våtgass, og gjøre det mulig for ammoniakkproduksjonen å gå over til bruk av tørrgass (naturgass). Et rør vil også gjøre det mulig for petrokjemi industrien i området å utvide produksjonskapasiteten. Leveranser av tørrgass via et rent tørrgassrør er også et tenkelig alternativ. En rekke større bedrifter (Norcem, Norske Skog Union, Herøya Næringspark m.fl.) vil kunne konvertere dagens bruk av kull og fyringsolje til naturgass. I våre markedsanslag har vi kun lagt inn potensialet for denne type konvertering.

Det finnes en rekke potensielle brukere av naturgass i regionen som vanskelig kan forsvare framføring av naturgass i rør. Dette er brukere som kan forsynes med LNG selv om det legges gassrør til Herøya. Samlet markedspotensial for LNG i Grenland anslås til 59 millioner Sm³ i 2015 og til 112 millioner Sm³ i 2025.

5. Arendalsregionen

Kartleggingen omfatter kommunene Arendal, Grimstad, Gjerstad, Risør, Vegårshei, Tvedestrand og Froland med et innbyggertall på til sammen nesten 80 000. I Arendal og Grimstad er det et potensial knyttet til konvertering av lette fyringsoljer i industrien. Smelteverket i Arendal er nylig nedlagt og en vesentlig del av konverteringspotensialet er borte. I tillegg har man i Arendal vedtatt å bygge fjernvarme basert på biobrensel, og naturgass vil dermed ikke være et alternativ. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 4 millioner Sm³ i 2015 og 9 millioner Sm³ i 2025.

6. Kristiansandsregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Kristiansand, Lindesnes, Mandal, Søgne, Vennesla, Lillesand og Birkenes med et samlet innbyggertall på ca 126 000. Større, potensielle brukere av naturgass er blant annet Elkem Carbide, Falconbridge, Hunsfos, Norsk Wallboard, Vigeland Refinery og sykehuset i Kristiansand. Mulig ny produksjonskapasitet basert på naturgass er produksjon av carbon black i Kristiansand med et påtenkt årsforbruk på 100 mill Sm³. Prosjektet er imidlertid usikkert, og er derfor ikke lagt inn som del av markedsgrunnlaget. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 58 og 76 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ i 2015 og ca. 89 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør konverteringspotensialet innen fergetrafikken (Color Line) ca. 10 millioner Sm³.

7. Farsundregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Farsund og Lyngdal med et samlet innbyggertall på rundt 17 000 personer. Det er allerede etablert et mottaksanlegg for LNG på Lista som foreløpig forsyner Elkem Aluminium. I tillegg kan Nycomed Amersham og andre på sikt også forsynes. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 8 millioner Sm³ i 2015 og ca. 10 millioner Sm³ i 2025.

8. Egersundregionen

Kartleggingen omfatter Egersund og Sokndal kommuner med et samlet innbyggertall på rundt 16 500. Bedriften Titania i Sokndal har i dag LNG leveranser med bil. Silfas Egersund, Egersund Sildolje og Kværner Egersund er andre større, mulige brukere av naturgass med nåværende forbruk av oljeprodukter. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 4 og 17 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ i 2015 og ca. 21 millioner Sm³ i 2010.

9. Stavangerregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Gjesdal, Hå, Klepp, Randaberg, Rennesøy, Finnøy, Strand, Hjelmeland, Forsand, Sandnes, Sola, Stavanger og Time med et samlet innbyggertall på ca. 265 000. Det er en rekke potensielle brukere av naturgass i området. Lyse energi etablerer gassrørnett i store deler av området. Nye brukere basert på naturgass er bedriften Jærtegl og virksomhet innenfor veksthusnæringen. En rekke ferger i regionen representerer også et potensial for konvertering til naturgass. Samlet markedspotensial anslås til 40 millioner Sm³ i 2015 og 82 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør ferger og andre skip 14 millioner Sm³ i 2015 og 24 millioner Sm³ i 2025.

10. Nord-Rogaland

Regionen i denne kartleggingen omfatter kommunene Karmøy, Haugesund, Etne, Ølen, Vindafjord, Bokn, Tysvær, Sveio, Stord, Fitjar og Bømlo med til sammen ca. 124 000 innbyggere. Deler av dette markedet forsynes i dag gjennom et gassrør på Karmøy. Hydro Aluminium Karmøy og Silfas er to industrielle brukere av naturgass i dag, og det arbeides med å få flere bedrifter til å gå over til naturgass. Ferger og skip i regionen representerer også et potensial for konvertering til naturgass. Ettersom en rekke brukere i dag allerede forsynes med naturgass, har vi kun sett på potensialet for bruk av gass til ferger. Samlet markedspotensial for disse brukerne er anslått til ca. 12 millioner Sm³ både for 2015 og 2025.

11. Kvinnheradregionen

Kartleggingen omfatter kommunene Kvinnherad og Odda med til sammen ca. 20 700 innbyggere. Det er bygget mottaksanlegg for LNG på Husnes i Kvinnherad og i Odda. Aktuelle brukere av naturgass er Sør-Norge Aluminium på Husnes og Norzink i Odda. Disse forsynes i dag med LNG med skip og tankbil. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 6 millioner Sm³ i 2015 og 11 millioner Sm³ i 2025.

12. Bergensregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Bergen, Øygarden, Sund, Osterøy, Vaksdal, Askøy, Fjell og Os med til sammen vel 312 000 innbyggere. Kommunene Sund, Fusa og Samnanger er ikke tatt med p.g.a. lavt fossilt energibruk i dag. Naturgass Vest distribuerer i dag CNG og LNG til Bergen. LNG anlegget på Kollsnes danner i dag utgangspunkt for frakt av LNG med lastebil og skip innenfor og utenfor regionen. En LNG fyllstasjon på Ågotnes forsyner i dag supply båter i Nordsjøen. Det er også et potensial for konvertering til naturgass for ferger i regionen.

Store eksisterende brukere av oljeprodukter som vil være potensielle naturgassbrukere er Hansa Bryggeri, Hoogovens Packaging Steel og Haukeland sykehus i Bergen, Norgesmøllene og Dale AS i Vaksdal, Silfas Horsøy AS i Askøy samt noen mindre brukere i Os og Austevoll. Andre industribedrifter som kan bruke naturgass er Toro, Hoogovens og Norgesmøllene. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 64 millioner Sm³ i 2015 og 86 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør ferger ca. 23 millioner Sm³ (inklusive de planlagte gassfergene i Halhjem-sambandet), og andre skip ca. 20 millioner Sm³.

13. Nord-Hordaland og Årdal

Kartleggingen omfatter kommunene Gulen, Balestrand, Solund, Radøy, Lindås, Austrheim, Fedje, Masfjorden, Askvoll, Fjaler, Høyanger og Årdal med til sammen ca. 44 000 innbyggere. Regionen går på tvers av fylkesgrensene mellom Hordaland og Sogn og Fjordane. Mongstad-raffineriet er lokalisert i regionen (i Lindås kommune), og her arbeides det for å få etablert et større naturgass-cluster. Potensialet er i første rekke knyttet til mulige anvendelser av gass på Mongstad, samt ved Norsk Hydros anlegg i Høyanger. I Høyanger etableres det nå et mottaksanlegg for LNG. Hydro Aluminium Årdal er også en potensiell bruker av naturgass, men har nylig investert i nye lagertanker for LPG. Konvertering fra LPG til LNG synes lite sannsynlig på kort sikt, men er aktuelt i det tidsrommet vi her ser på.

I Hafs-regionen har det vært arbeidet med et anorthositt prosjekt. Dette er foreløpig kun på idèstadiet og er ikke inkludert i markedsgrunnlaget. Samlet markedsgrunnlag er anslått til 34 mill. Sm³ i 2015 og 46 millioner Sm³ i 2025. Aktuelle mottakssteder for LNG er Høyanger og Årdal.

14. Florøregionen

Gjennomgangen omfatter Flora og Bremanger kommuner med et innbyggertall på ca. 15 000. Naturgass Vest startet i 2003 leveranser av LNG til bedriften EWOS Florø. Ut over dette er fergetrafikken en aktuell avtaker av gass. Samlet markeds potensial er anslått til ca. 6 millioner Sm³ i 2015 og ca. 10 millioner Sm³ i 2025.

15. Ulsteinregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Ulstein, Hareid, Sande, Herøy, Østa og Volda med et innbyggertall på til sammen ca. 41 000. Mulig mottakssted for LNG kan være Herøy for å forsyne sildolje- og fiskeindustrien i kommunen. Samlet markeds potensial er anslått til hhv. 5 og 10 millioner Sm³ i lavt og høyt alternativ for 2015, og 14 millioner Sm³ i 2025.

16. Ålesundregionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Ålesund, Sula, Skodje, Stranda og Sykkylven med et innbyggertall på til sammen vel 62 000. Aktuelle mottakssteder for LNG er Sula eller Ålesund. Vedde Sildoljefabrikk og enkelte andre industribedrifter kan være aktuelle naturgasskunder. Tafjord kraft leverer fjernvarme basert på avfallsforbrenning til en rekke større brukere, og mindre mengder gass til spisslast i denne produksjonen kan være aktuelt. Ellers er fergetrafikken i området en aktuell bruker av gass, med et markeds potensial som er anslått til 9 millioner Sm³ i 2025. Samlet marked er anslått til 4 og 10 millioner Sm³ i 2015 i henholdsvis lavt og høyt alternativ, og 24 millioner Sm³ i 2025.

17. Molde regionen

Gjennomgangen omfatter Molde, Vestnes, Rauma og Nesset kommune med til sammen 26 000 innbyggere. Regionen vil få tilgang på gass i 2007 fra Ormen Lange-feltet som ilandføres i Aukra kommune. Et mulig grenrør over fjorden til Elnesvågen i Fræna kommune vil kunne forsyne Tine Meierier og Hustadmarmor. Utover dette har vi vurdert forsyning med LNG direkte til Molde. Samlet markeds potensial er anslått til 7 millioner Sm³ i 2015 og 13 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør potensialet for ferger i underkant av 3 millioner Sm³ i 2015 og 6 millioner Sm³ i 2025.

18. Kristiansund og Sunndal

Gjennomgangen omfatter Sunndal og Kristiansund kommuner med rundt 25 000 innbyggere. Naturgass Vest startet høsten 2003 leveranser av LNG med skip til Hydro Aluminium på Sunndalsøra og dette forbruket er tatt med i anslaget. Det bygges for tiden et fjernvarmeanlegg på Sunndalsøra basert på spillvarme fra Norsk Hydro, og hvor det kan være aktuelt å benytte gass som spisslast. I Kristiansund er fergetrafikken en potensiell bruker, anslått til vel 1 million Sm³ i 2015 og 7 millioner Sm³ i 2025. Aktuelle mottakssteder for LNG foruten Sunndalsøra er

Kristiansund. Samlet markedspotensial er anslått til 31 mill. Sm³ i 2015 og 40 mill. Sm³ i 2025. En ferge i sambandet Seivika-Tømmervåg forsynes i dag med LNG fra Tjeldbergodden.

19. Trøndelag

Kartleggingen omfatter kommunene Bjugn, Ørland, Orkdal, Trondheim, Verdal, Malvik, Stjørdal, Skaun og Melhus med til sammen vel 252 000 innbyggere. Det foreligger en rekke energiplaner både for hele Trøndelags-regionen og for enkelte av kommunene hvor bruk av gass inngår i vurderingen. Det er også planer om å bygge et gassrør fra Tjeldbergodden inn Trondheimsfjorden til Skogn i Levanger, til et mulig gasskraftverk som vil kunne avta inntil 1,1 milliarder Sm³. Industrikraft Midt-Norge har konsesjon for å bygge kraftverket.

Noen eksisterende bedrifter som kan være potensielle brukere av naturgass er Orkla Exolon, Peterson Lineboard, Rockwool, Verdalskalk, Aker Verdal, Norske Skog, Tine Midt-Norge, Spenncon og Glava. Det er også planer om etablering av carbon black produksjon, og mulig utvidelse av kapasiteten ved Ewos fiskeforfabrikk, Verdalskalk og Norske Skog basert på naturgass. På lang sikt vil det kunne være aktuelt å konvertere fergene på ruten Flakk-Rørвик til naturgass. Norske Skog planlegger i tillegg en containerhavn på Skogn som ledd i en større skipsinfrastrukturomlegging, og hvor bruk av gass på skipene kan være aktuelt. Samlet markedspotensial er anslått til 182 millioner Sm³ i 2015 og 219 millioner Sm³ i 2025.

20. Helgelandsregionen

Kartleggingen omfatter kommunene Rana, Vefsn, Hemnes, Alstahaug, Dønna, Herøy, Leirfjord, Lurøy, Træna, Bindal, Sømna, Brønnøy, Vega og Vevelstad med til sammen ca. 64 000 innbyggere. Aktuelle mottakssteder for LNG er Mo i Rana, Mosjøen og Sandnessjøen. Mo industripark har en rekke potensielle brukere. I Mosjøen er Elkem Aluminium en mulig bruker av naturgass, i tillegg til en rekke mindre brukere. I Sandnessjøen er fergetrafikken en mulig bruker av gass. Det største forbrukspotensial i regionen er i Mosjøen. Samlet markedspotensial er anslått til 54 millioner Sm³ i 2015 og 59 millioner Sm³ i 2025.

21. Bodø-Salten regionen

Gjennomgangen omfatter kommunene Bodø, Fauske, Skjerstad, Sørfold, Steigen, Hamarøy, Rødøy, Gildeskål, Beiarn, Saltdal og Meløy med et samlet innbyggertall på vel 76.000. Bodø, Skjerstad og Meløy peker seg ut med relativt høyt forbruk av petroleumsprodukter i industrien (fiskemel- og sildeoljefabrikk). Bl.a. er Bodø Sildoljefabrikk en stor, mulig bruker av naturgass. I forbindelse med utvidelse av industribedriften Løvold er det allerede signert en avtale om LNG leveranser. Aktuelt mottakssted for LNG er Bodø. Samlet markedspotensial er anslått til 6 og 9 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ for 2015 og 16 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør potensialet for ferger ca. 3 millioner Sm³ i 2015 og 6 millioner Sm³ i 2025.

22. Nord-Saltenregionen

Vår kartlegging omfatter Tysfjord kommune med rundt 2 000 innbyggere, med Norcem's anlegg som en mulig kandidat for konvertering fra kull til naturgass. Samlet markedspotensial er anslått til mellom ca. 0,2 millioner Sm³ i 2015 og ca. 0,5 millioner Sm³ i 2025. Dette inkluderer ikke Norcem's virksomhet som vi på bakgrunn av opplysninger fra bedriften har valgt å se bort fra (energikilder som steinkull, bildekk).

23. Narvik og Nord-Sverige

Vår kartlegging av denne regionen omfatter Narvik kommune med ca. 18 500 innbyggere og LKABs anlegg i Kiruna og Malmberget, hensyn til eksport av naturgass dit. Det vurderes å lokalisere en LNG terminal i Narvik, også for eksport av LNG til Nord-Sverige. LKAB er en mulig avtaker av naturgass til erstatning for kull og tungolje i sin pelletsproduksjon. Det er også andre mulige brukere av LNG i området. I Narvik er fergetrafikken antatt største potensielle bruker av LNG, anslått til i underkant av 4 millioner Sm³ i 2015 og 8 millioner Sm³ i 2025. Samlet markedspotensial er anslått til 25 og 104 millioner Sm³ i henholdsvis lavt og høyt alternativ i 2015 og til 106 millioner Sm³ i 2025. Av dette utgjør potensielle leveranser til Sverige hhv 20 (Malmberget) og 79 millioner Sm³ i 2015 og 87 millioner Sm³ i 2025.

24. Sør-Troms og Lofoten

Regionen omfatter kommunene Harstad, Hadsel, Vågan, Moskenes, Øksnes, Bø, Sortland, Andøy, Bjarkøy, Ibestad, Flakstad, Vestvågøy, Skånland, Kvæfjord, Værøy og Røst med til sammen ca. 86 500 innbyggere. Det er ingen av kommunene som peker seg ut med spesielt høyt forbruk av petroleumsprodukter i industrien. Samlet markedspotensial er anslått til mellom ca. 8 millioner Sm³ i 2015 og ca. 14 millioner Sm³ i 2025.

25. Tromsø-regionen

Regionen omfatter kommunene Tromsø, Balsfjord, Karlsøy, Lyngen og Storfjord med til sammen knapt 74 000 innbyggere. I industrien er det i første rekke i Tromsø og Lyngen man finner et visst potensial for konvertering til naturgass. I Tromsø gjelder dette i noen grad for offentlige bygg, større boligområder og andre yrkesbygg som er aktuelle for konvertering. I tillegg er det et konverteringspotensial for ferger i regionen. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 7 millioner Sm³ i 2015 og 15 millioner Sm³ i 2025. Mulig mottakssted for LNG er Tromsø.

26. Hammerfest-regionen

Regionen omfatter kommunene Hammerfest, Alta, Hasvik, Karasjok, Kautokeino, Kvalsund, Måsøy, Nordkapp, Porsanger, Lebesby, Gamvik og Loppa med til sammen rundt 48 000 innbyggere. Det er spesielt kommunen Hammerfest, Hasvik og Alta som har forbruk av petroleumsprodukter av en viss betydning. Hammerfest vil få tilgang på gass gjennom ilandføringen fra Snøhvitfeltet til Melkøya hvor det bygges et stort LNG anlegg. Samlet markedspotensial er anslått til ca. 2 millioner Sm³ i 2015 og 4 millioner Sm³ i 2025.

Det bygges et fylleanlegg for LNG tankbil på Melkøya, og dette volumet vil dekkes med bil direkte fra Melkøya anlegget.

27. Øst-Finnmark

Regionen omfatter kommunene Sør-Varanger (med Kirkenes), Nesseby, Vadsø, Vardø, Båtsfjord, Berlevåg og Tana med til sammen rundt 26 000 innbyggere. Sør-Varanger og Båtsfjord er kommunene med størst potensial for konvertering til naturgass, men volumene er små. Samlet markeds potensial er anslått til ca. 5 millioner Sm³ i 2015 og 9 millioner Sm³ i 2025. Mulige mottakssteder for LNG er Kirkenes, alternativt også Vardø og Vadsø. Det antas at også dette volumet dekkes med LNG transport med bil eller container fra Melkøya.

5.4 Gassmarkedet i Europa

De største markedene for bruk av naturgass i Europa er Nederland, Tyskland, Italia, Storbritannia og Frankrike. Disse landene representerer samlet over 70 % av det Europeiske gassmarkedet, og også generelt de store energimarkedene i Europa. Tre faktorer har bidratt til at disse landene har særlig høy andel av innenlands bruk av naturgass:

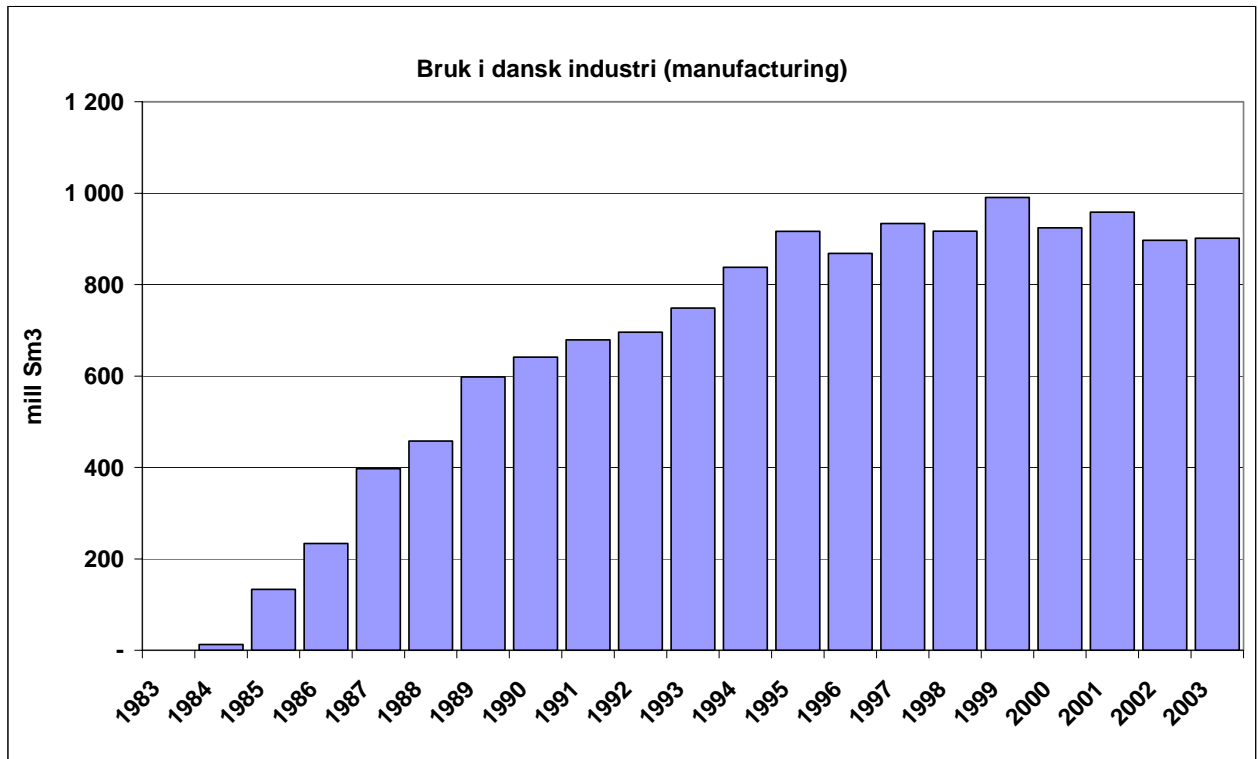
- Tidlig markedsintroduksjon (30-40 års markedsoppbygging)
- Generelt store energimarkeder
- Høy befolkningstetthet

Andel naturgass av samlet energibruk i Europa varierer fra null og til i underkant av 40 %. Med unntak av fire land ligger andel naturgass av samlet energibruk på under 20 %. I tallene ligger også forbruk av naturgass knyttet til elektrisitetsproduksjon /11/.

Markedene i Europa for naturgass er svært forskjellige i de ulike land. Mens land som Frankrike, Tyskland, Italia, Nederland og Storbritannia har veletablerte marked, er land som Spania, Portugal, Hellas og Irland fortsatt i en tidlig fase av utviklingen. Markedsprofilen for bruk av naturgass er også forskjellig i de ulike land i Europa.

De fleste europeiske land benytter naturgass i produksjon av elektrisitet, og i gjennomsnitt i Europa dekkes 18 % av elektrisitetsproduksjonen med naturgass. Variasjonen mellom ulike land er stor, fra svært lav andel for noen land, til land som Nederland og Luxemburg der naturgass bidrar til 60-70 % av elektrisitetsproduksjonen /12/. I Danmark er halvparten av bruken av naturgass knyttet til kraftvarme produksjon. I Tyskland, Italia, Frankrike, Nederland og Storbritannia representerer naturgass brukt i husholdninger betydelige andeler av totalt forbruk, mens i andre land som Portugal og Hellas har dette begrenset omfang.

Utviklingen av det danske gassmarkedet er egnet til sammenligning med scenarioer for utvikling av et norsk gassmarked. Gass benyttes i dag i dansk industri og bruken representerer en andel på 28 % av energibruk i industrien (2003 tall), tilsvarende 16 % av totalt dansk bruk av naturgass (representerer knappe 4 % av Danmarks samlede energimarked). Utviklingen skjedde relativt raskt i løpet av en tiårsperiode med en påfølgende stagnasjon i videre vekst /13/, se figur 5.2.



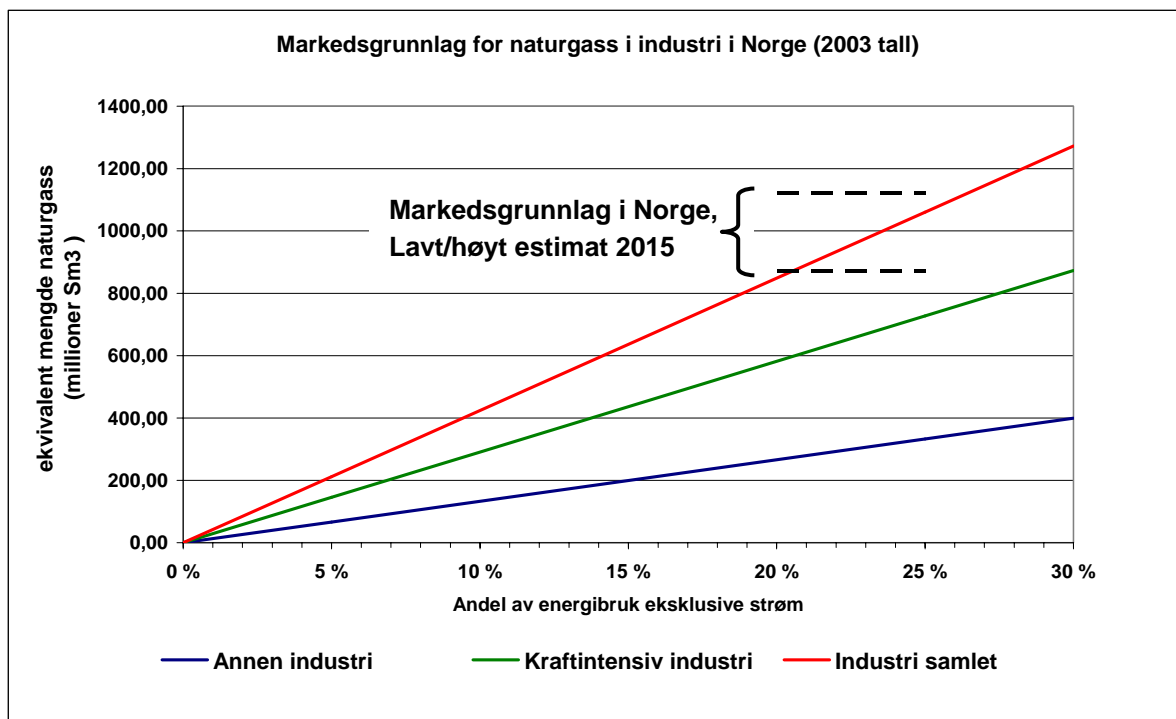
Figur 5-2: Bruk av naturgass i dansk industri

Erfaringer fra det danske markedet kan benyttes i overslagsberegninger for det norske marked. Norsk industri representerte i 2003 et energibruk på 377 PJ /14/. En betydelig andel av denne er dekket av elektrisk kraft (størrelsesorden 60 %) og denne anses ikke som et konverteringsmarked og holdes derfor utenfor. Figur 5.3 viser ekvivalent mengde naturgass (basert på energiinnhold) for å dekke prosentvise andeler av industriens energibruk eksklusive strømbruk.

Scenariotallene for markedsgrunnlag for naturgass i Norge for 2015 (lavt-høyt) er vist i figuren, og figuren viser hvordan de tall som er etablert vil tilsvare en andel av energibruken i industrien i størrelsesorden 20-25 % når en ser bort i fra bruk av strøm. Figuren gir et enkelt grovt kvantitativt bilde av realismen i scenariotallene for 2015 uten at det er tatt hensyn til:

- En vekst i markedet fra 2002 tall; økningen i energibehov i perioden 2002-2015 eller 2002-2025
- I figuren er bare energitall for industrien plottet opp, mens i scenariotallene for markedet i Norge inngår også andre segment som for eksempel transport
- Stagnasjonsnivået for konvertering til naturgass i Norge er ukjent

Den enkle kvantitative vurderinger viser imidlertid et anslag som ser rimelig ut sammenlignet med hva som er oppnådd for eksempel i det Danske markedet 10 år etter innfasingen av naturgass.



Figur 5-3: Ekvivalent mengde naturgass for å dekke en prosentvis andel av fossilt energiforbruk i industrien

Basert på sammenligninger med det europeiske markedet, ser de gitte anslag for det norske markedsgrunnlaget for naturgass rimelige ut.

6. Prisutvikling

6.1 Langsiktige utsikter for råoljeprisen

Utviklingsbaner fram mot år 2030 for langsiktige internasjonale olje- og gasspriser behandles med utgangspunkt i et hovedanslag for den internasjonale prisutviklingen. Basert på dette beregnes anslag for innenlandske priser på oljeprodukter, naturgass og LNG.

Internasjonale energipriser har økt markert siden andre halvdel av 1990-tallet. Mellom 1996 og 2000 lå råoljeprisen på mellom USD 10-20/fat. Etter 2000 har oljeprisen økt og nådde i 2004 USD 50/fat. Gassprisene har hatt tilsvarende utvikling, men med et etterslep, og kullprisene har også økt noe. Økningen i oljeprisen skyldes særlig forstyrrelser fra en rekke viktige oljeproduserende land som Irak, Nigeria og Venezuela, og økt etterspørsel fra bl.a. Kina.

Det er usikkert om det nåværende oljeprisnivået er bærekraftig på lengre sikt. Tidligere når oljeprisene har økt til over USD 30/fat har det kommet en korreksjon i det globale økonomiske aktivitetsnivået som har ført til et fall i prisene. Overskuddskapasiteten i de oljeproduserende landene er imidlertid betydelig redusert, og en økende andel av de gjenværende reservene finnes i OPEC-land. Den kinesiske økonomien viser fortsatt god vekst, og kan komme til å øke oljeetterspørselen betydelig i årene framover.

Utviklingen *kan* indikere at vi er på vei inn i et nytt paradigmeskift for oljeprisen. Fra å ha ligget mellom USD 10 og 20/fat på 1990-tallet og økt til mellom USD 20 og 30/fat siden 1999 ser vi nå kanskje et skift i prisene til et nivå på mellom USD 30 og 40/fat. Vi legger derfor til grunn en konstant realpris på råolje på USD 30/fat (2000 prisnivå) fram mot 2030. Dette prisnivået bør ikke forårsake en global økonomisk tilbakegang, og heller ikke endre energieffektiviteten globalt i særlig grad. Prisen skulle også sikre produsentlandene tilstrekkelige midler til å møte hjemlige krav og til å investere i ny produksjonskapasitet.

Med utgangspunkt i en langsiktig råoljepris på USD 30/fat har vi beregnet følgende priser (eks. moms) på norske oljeprodukter levert hos brukere i Norge:

Tabell 6-1: Referansepriser for oljeprodukter levert større norske brukere. Avrundet.

Produkt	Pris fra leverandør	2005-særvgifter	Pris inklusive særvgifter	Ekvivalentpris gass
	Øre/liter	Øre/liter	Øre/liter	Øre/Sm ³
Tung fyringsolje	118	114	232	214
Lett fyringsolje	221	94	315	312
Marin gassolje	221	101	322	318
Marin tungolje 240	191	114	305	278
Marin tungolje 120	191	114	305	280
Autodiesel	271	344	615	619

Kilde: ECON, priser er eksklusiv moms

Kolonnen "Pris fra leverandør" inkluderer priser fra raffineri, transport til større brukere langs kysten og avanse. Større forbrukere av oljeprodukter kjøper olje med til dels betydelige rabatter. Å ta utgangspunkt i såkalt listepriis (finnes bare for lett fyringsolje, marin gassolje og autodiesel) blir derfor svært misvisende for det reelle prisnivået. Våre forutsetninger tar utgangspunkt i en historisk sammenheng mellom råoljeprisen, dollarkursen og innenlands salgpris eksklusive avgifter for fyringsolje for store forbrukere. Prisene inneholder et avanselåslag på 50 øre/l for lett fyringsolje, 100 øre/l for autodiesel og 20 øre/l for de øvrige produktene. Spesielt påslaget for lett fyringsolje kan være høyt for store brukere. Ekvivalentpris for gass (Øre/Sm³) er energi-ekvivalent kostnad for naturgass levert bruker.

Sammensetningen av særavgiftene for 2005 er vist i Faktarute 6.1.

Faktarute 6.1: Særavgiftene for 2005

Særavgifter for 2005

- *Grunnavgift* på 41,4 øre/l for alle produktene unntatt autodiesel.
- *CO₂-avgift* på ca. 52 øre/l for alle produktene. Den avgiftsmessige behandlingen av de ulike produktene er ikke konsistent med hensyn til karboninnholdet.
- *Svovelavgift* på 7 øre/l for hver påbegynt 0,25 vektprosent svovel i produktet. Vi har lagt inn 21 øre/l for tung fyringsolje og de marine tungoljene, 7 øre/l for marin gassolje og null for lett fyringsolje og autodiesel. Sistnevnte har en egen svovelkomponent i avgiften, se nedenfor.
- *Autodieselavgift* på 292 øre/l, svovelfri, basert på et svovelinnhold i produktet på < 10 ppm. svovel. Hvis svovelinnholdet er < 50 ppm. blir avgiften 297 øre/l.

En rekke brukere er helt eller delvis fritatt for flere av disse avgiftene. Noen av de viktigste fritakene i denne sammenhengen er at treforedlingsindustrien, sildolje- og fiskemelindustrien, fiskeflåten og innenriks gods- og passasjertransport ikke betaler grunnavgift. De ovennevnte industribransjene med unntak av innenlands passasjertransport betaler halv CO₂-avgift (26 øre/l), mens godstransport i innenriks sjøfart betaler en redusert sats (31 øre/liter). Supply-flåten betaler som eneste bruker redusert sats for svovelavgiften (3 øre/l). Utenriks sjøfart og kystfiske er fritatt for grunnavgiften og CO₂-avgiften. For svovelavgiften finnes det en refusjonsordning for bedrifter som kan dokumentere at de renser sine svovelutslipp.

Avgiftssatser for de bransjene som har reduserte satser og som er interessante for konvertering til naturgass er vist i Faktarute 6.2:

Faktarute 6.2: Avgiftssatser fordelt på bransje**Avgiftssatser fordelt på bransje**

- Treforedlingsindustrien: 26 øre/l + evt. svovelavgift
- Sildeolje- og fiskemelindustrien: 26 øre/l + evt. svovelavgift
- Kystfiske: Kun evt. svovelavgift
- Innenriks godstransport: 31 øre/l + evt. svovelavgift
- Supply-flåten: 31 øre/l + evt. svovelavgift (3 øre/l per påbegynt 0,25 vektprosent svovel)
- Innenriks passasjertransport (inkl. riksvegferger): 52 øre/l + evt. svovelavgift
- Skip i utenriksfart og fiske/fangst i fjerne farvann: ingen avgifter

6.2 Langsiktige utsikter for gassprisene

Utviklingen i de europeiske gassprisene er en funksjon av importsprisene (prisene ved grensen), samt transport- og distribusjonskostnadene med tilhørende marginer. Importprisen på gass er i dag i hovedsak knyttet til utviklingen i oljeprisen ettersom gass tradisjonelt har konkurrert med tung og lett fyringsolje i de viktigste markedene. Gassprisen kan i fremtiden i større grad komme til å avhenge av gass-til-gass-prising gjennom økt konkurranse mellom ulike gasstilbydere.

Gassprisene vil også i noen grad kunne avhenge av utviklingen i LNG-prisene, ettersom LNG forventes å bli den marginale energibæreren for det europeiske gassmarkedet i årene framover.

Importprisene på gass har økt betydelig de seneste årene. På grunn av den forsinkede koblingen til råoljeprisen er det sannsynlig at de europeiske gassprisene vil fortsette å øke over de neste månedene. Den etablerte prisfastsettelses-mekanismen sammen med et marked som synes å være i balanse tilsier at gass-til-gass-konkurranse neppe vil bli styrende for utviklingen i gassprisene på kort sikt. Gassprisene i Storbritannia har i perioder blitt bestemt på grunnlag av gass-til-gass-konkurranse, men også her er gassprisene igjen blitt knyttet til oljeprisen gjennom koblingen til det kontinentale gassmarkedet via Interconnector (kombinert eksport-import rør mellom kontinentet og Storbritannia). Utviklingen av nye mottakssteder for gass kan imidlertid føre til at gass-til-gass-konkurransen blir viktigere for prissettingen fram mot 2010 og utover.

På 1990-tallet lå importprisen for gass i underkant av USD 0,11/Sm³ (tilsvarende en oljepris på like under USD 25/fat), mens fjorårets gjennomsnitt var på vel USD 0,14/ Sm³. I januar 2005 lå den på USD 0,19/Sm³ (tilsvarende over USD 35/fat). Den langsiktige gassprisen må dekke de langsiktige kostnadene ved å forsyne gass til det europeiske markedet, noe som tilsier at prisen må ligge høyere enn en pris som tilsvarer USD 20/fat. Dersom oljeprisen skulle bli liggende lavere enn dette vil gassprisen fortsatt kunne være knyttet til utviklingen i oljeprisen, men det initielle tilknytningspunktet vil måtte heves.

En annen viktig faktor for gassprisene er utviklingen i kullprisene. Ny gasskraftkapasitet forventes å stå for det meste av økningen i gassetterspørselen på kontinentet, ettersom nye kombikraftverk basert på gass er et billigere alternativ enn ny kullkraft i de fleste landene. Dersom ny gasskraft

fortsatt skal være konkurransedyktig mot kull vil kullprisen kunne danne et effektivt tak for gassprisen. Kullprisen er i dag relativt høy i et historisk perspektiv (USD 70/tonn) pga. høy etterspørsel fra bl.a. Kina. Det er imidlertid god tilgang på kullreserver med langt lavere produksjonskostnader på litt sikt slik at et langsiktig tak for kullprisen antakelig vil være rundt USD 40/tonn.

Ut fra dette er det mulig å konstruere et intervall for den langsiktige utviklingen i gassprisen. Et gulv for prisen kan være de langsiktige kostnadene ved å forsyne gass til Europa, som vil ligge rundt USD 0,094/ Sm³. Et tak for gassprisen kan være konkurransedyktigheten i forhold til kull i kraftproduksjon, som tilsier en gasspris på maks ca. USD 0,15/ Sm³. Sistnevnte prisnivå tilsvarer et råoljeprisnivå på i overkant av USD 30/fat ut fra dagens indeksering. Et såpass høyt prisnivå på gass betyr at gassprodusentene klarer å drive opp prisen og få hånd om det meste av gevinsten ved gass-salget. Dette kan godt tenkes å skje, siden gassreservene i stor grad er under statlig eierskap og statlig kontroll. Imidlertid kan nye forsyningskilder for gass (inkl. forsyning med LNG) og økt gass-til-gass-konkurranse tenkes å drive prisene noe ned, slik at en pris på rundt USD 0,125/Sm³ antakelig kan være en realistisk langsiktig referansepris. Dette krever i så fall at basispunktet for gasspris-indekseringen i forhold til prisutviklingen på råolje må reduseres i forhold til dagens nivå.

Maksimal gasspris ved oljepris på USD 30 er da om lag 0,15 USD/Sm³, mens minste gasspris er 0,094 USD/Sm³. Med en USD pris = 7,0 NOK, fås pris intervallet 66 - 105 øre/sm³. Nye forsyningskilder for LNG samt økt gass-til-gass konkurranse vil kunne bidra til å presse prisene ned til 0,125 USD/Sm³, som tilsvarer en pris på 88 øre/sm³.

For estimering av gasspris i Norge (Kårstø) kan transportkostnaden fra Norge til kontinentet (Zeebrugge) helt eller delvis trekkes i fra gassprisen på kontinentet. Gassprisen i Zeebrugge, vist i Tabell 6-2, illustrerer kostnaden ved import av naturgass. På bakgrunn av vurderingene i /7/ og /3 / er den langsiktige transport-tariffen satt til 15 øre/Sm³. Dermed får vi følgende prisanslag for innenlands gass levert Vestlandet, Kårstø eller Kollsnes:

Tabell 6-2: Langsiktige gasspriser (øre/Sm³) levert Vestlandet (Kårstø eller Kollsnes).

	Høyt anslag (40 USD/fat)	Referanse (30 USD/fat)	Lavt anslag (20 USD/fat)
Gasspris Zeebrugge	105	88	66
Gasspris Kårstø, reduksjon = transport-tariff (15 øre)	90	73	51
Gasspris Kårstø, lav reduksjon (5 øre)	100	83	61

Hvor stor prisreduksjon en kan forvente vil være en kommersiell vurdering. Naturgassen har et marked på kontinentet, og transportkapasiteten er ikke noen begrensning. Gassvolumet som eventuelt skal tas ut er svært lite i forhold til volumene som transporteres til Europa.

Vi anser det lite realistisk å oppnå en reduksjon lik transporttariffen på 15 øre/Sm³. Etter en samlet vurdering med innspill fra gass-selskaper og oppdragsgiver, legges det inn en lav reduksjon på 5 øre/Sm³ for estimering av gassprisen levert Vestlandet.

I oppsummeringen av logistikkanalysene (lokal LNG produksjon og distribusjon, CNG transport, LNG import) i kapittel 9 er det tatt utgangspunkt i gassprisen ved lav reduksjon, dvs. at kostnaden for gasskjøp er 83 øre/Sm³ forutsatt en oljepris på USD 30/fat.

6.3 Langsiktige utsikter for LNG-prisene

Japanske, koreanske og europeiske LNG importpriser er alle knyttet til utviklingen i prisen på oljeprodukter. I USA er ikke gassprisene knyttet direkte til utviklingen i oljeprisen, men bestemmes av gass-til-gass-konkurransen. LNG importen til USA har hittil vært svært begrenset, men forventes å øke betydelig pga mangel på gass.

LNG prisene i Europa og USA lå mellom USD 0,07 og 0,11/ Sm³ fram til andre halvdel av 2000. LNG prisene i Japan og Korea har ligget noe høyere. Siden 2000 har alle LNG prisene økt, og lå i Europa (Zeebrügge) på rundt USD 0,14/ Sm³ og i USA på rundt USD 0,18/ Sm³ i 2004. I januar 2005 lå prisene enda høyere.

Mangel på gass i USA og relativt høye kostnader ved tilførsel av ny LNG (bl.a. fra Snøhvit, Qatar etc.) kan bidra til å holde LNG prisen på et høyt nivå i USA også i årene framover. Mulig overkapasitet på nye LNG forsyningskilder kan bidra til å redusere prisene, men sannsynligheten for overkapasitet synes liten tatt i betraktning vanskelighetene med å få bygget nye mottaksanlegg i USA. Prisene må imidlertid ligge i området USD 0,11/ Sm³ for at ny LNG produksjonskapasitet kan forsvares. Et langsiktig LNG prisenivå på rundt USD 0,13/ Sm³ i USA synes derfor realistisk.

I Europa forventes det at LNG prisen vil følge gassprisen vist i Tabell 6-2, dvs. med en referansepris for naturgass i Zeebrügge på 88 øre/ Sm³. Bergesen m. fl. /1/ legger til grunn at småskala leveranser av LNG fra Zeebrugge vil måtte betale et tillegg på 7,5 øre/Sm³ for leveranser i Zeebrugge. Anslaget er basert på forespørsler i markedet. Et eventuelt påslag kan avhenge av størrelsen på leveransene derfra. En egen analyse viser det resulterende kostnadsnivået for import fra Zeebrügge.

Et annet spørsmål som oppstår er om forsyning av LNG til norske brukere fra Melkøya bør prises høyere enn om LNG leveres fra Zeebrugge, siden det meste av produksjonen fra Snøhvit vil gå til USA og derfor har en høyere alternativpris. Bergesen m. fl. /1/ opererer med et økende påslag i prisen på LNG fra Melkøya i forhold til gasspris i Zeebrugge, stigende fra 3 øre/Sm³ ved en råoljepris på USD 18/fat til 41 øre/Sm³ ved en råoljepris på USD 35/fat.

I vårt perspektiv på 10 til 20 år antar vi at LNG pris i det amerikanske markedet vil være tilnærmet lik det Europeiske. LNG fra Melkøya er antatt som kilde for LNG til en Nordlig rute (se

kapittel 8). Alternativ LNG kilde for Nordlig rute kan være lokal LNG produksjon på Nordvestlandet. LNG fra Melkøya settes derfor lik pris på LNG basert på lokal produksjon.

6.4 Betydningen av framtidig klimapolitikk

Naturgass har et lavere karboninnhold enn kull og oljeprodukter. Substitusjon fra energibærere med høyt karboninnhold til naturgass kan gi til dels betydelige utslippsreduksjoner av CO₂. Dette er beskrevet nærmere i kapittel 12. Oppfølgingen av nasjonale klimapolitiske målsettinger kan føre til at eksisterende nasjonale avgiftsregimer endres, blant annet i Norge. Sammen med andre, mulige klimapolitiske tiltak kan dette føre til at naturgassprisene for brukerne øker i forhold til den langsiktige prisbanen vi her har skissert.

De klimapolitiske rammebetingelsene fram mot 2025 er usikre. Kyoto-protokollens bestemmelser er nettopp trådt i kraft, og legger føringer for de fleste industrilandenenes utslipp for perioden 2008-2012. Om protokollen vil bli avløst av en annen avtale og hva denne i så fall vil inneholde er i dag uklart. U-landene er kategorisk imot å påta seg forpliktende utslippsreduksjoner, og USA vil ikke påta seg slike forpliktelser så lenge de toneangivende u-landene ikke gjør det samme. Slik situasjonen ser ut i dag, kan det derfor se ut til at Kyoto-protokollen vil bli avløst av et klimapolitisk regime med noe løsere forpliktelser knyttet til energiøkonomisering og lignende, men hvor noen land i tillegg påtar seg bindende utslippsforpliktelser.

Fram til 2012 antas klimapolitikken å få liten betydning for etterspørselen etter naturgass internasjonalt. Eventuelle virkninger på etterspørselen oppfattes derfor å være reflektert i de langsiktige markedsprisene for gass. Det er imidlertid høyst usikkert i hvilken grad klimapolitikken vil påvirke gassetterspørselen etter 2012.

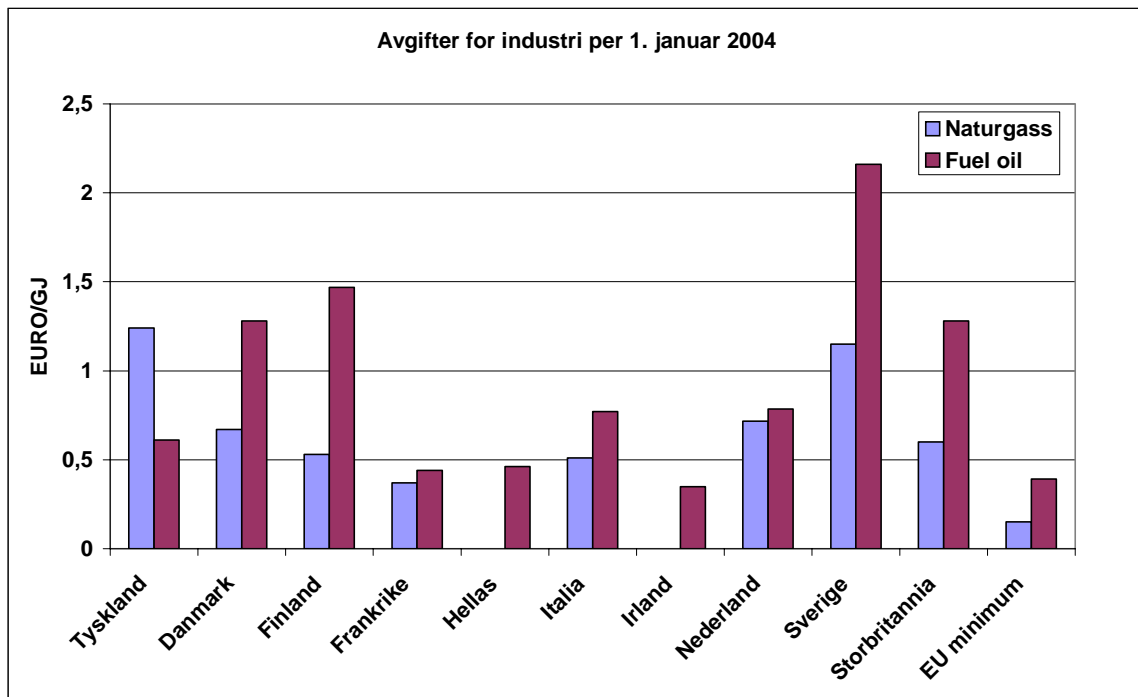
6.5 Fremtidig avgiftsregime for energi

Energiprising og avgifter på energi er et effektivt og enkelt virkemiddel for å oppnå definerte politiske målsetninger. De fleste land har avgifter på energi, mens nivå og utforming av avgiftspolitikken varierer mye mellom de ulike land. I mange land er avgifter på energi sammensatt av flere komponenter med bakgrunn i ulike politiske målsetninger. Eksempler på dette i Norge er grunnavgift, svovelavgift og CO₂ avgift.

Grunnlaget for avgifter på energi er normalt knyttet opp mot politiske målsetninger knyttet til:

- Inntekt til staten
- Stimulere til økt energieffektivitet
- Forbedre energisikkerhet
- Forbedre handelsbalanse
- Reduksjon av forurensing
- Påvirke inntektsfordeling i et land

Valg av avgiftnivå varierer sterkt selv innen et begrenset geografisk område som Europa, og dette er indikert i Figur 6-1.



Figur 6-1: Avgifter for industri på energi i Europa. Kilde: Eurogas /15/

En likebehandling av avgifter, blant annet knyttet til eksterne kostnader ved forurensing har vært vurdert i Europa over lang tid. EU kommisjonen etablerte forslag til harmonisering av energiavgifter i EU i 1992, 1995 og 1997. Bakgrunnen for dette var miljøhensyn (1992, 1995) og harmonisering av hensyn til det indre marked (1997). Prinsippet om miljødifferensiering som delvis avgiftsgrunnlag ble forlatt i 1997 (forslaget fra 1992 var basert på 50% av avgift med utgangspunkt i utslipp og 50% basert på energiinnhold). I oktober 2003 godkjente "Council" direktiv 2003/96/EC basert på forslaget fra 1997 /16/.

Hovedelementer i direktivet er:

- Fastsettelse av minimum avgiftnivå for drivstoff til kjøretøy, energi til oppvarming samt elektrisitet
- Medlemsland har mulighet til å differensiere avgifter mellom kommersielt bruk og privat bruk
- Energiprodukter og strøm er ikke avgiftsbelagt når det inngår som innsatsfaktor i definerte industriprosesser
- Avgiftslettelse tillatt for energi intensiv industri

Norge, Sverige, Danmark og Nederland har lengst historie knyttet til aktivt bruk av miljørelaterte avgiftssystemer på energi. Energiavgiftene i Danmark har siden 1996 bestått av tre elementer: Forbruksavgift, CO₂ avgift og svovelavgift. CO₂ avgiften ble introdusert første gang i 1992. Energi avgifter i Finland, basert på karboninnhold, er lagt på alle brennstoff til transport og oppvarming. Energi til elektrisitetsproduksjon er fritatt, men det også her er avgift på sluttbruk.

Industrikunder betaler lavere avgifter enn private. Av energipolitiske hensyn er naturgass gitt en 50 % avgiftsreduksjon på CO₂ avgiften.

Eksterne kostnader relatert til energibruk kan knyttes til forurensing i form av utslipp til luft. Forurensing i form av for eksempel utslipp av partikler, svoveloksider, nitrogenoksider og andre produkter fra forbrenning har negativ effekt på både helse og miljø. En ideell policy kan utformes slik at den marginale fordel ved bruk av et drivstoff er lik den marginale sosiale kostnaden, der de eksterne kostnader legges på markedsprisen. En markeds mekanisme for å gjennomføre dette er ved miljøavgift som settes lik de eksterne kostnadene eller ved kvotesalg der priser settes etter etterspørsel basert på den initielle tildeling av kvoter. Et optimalt utslippsnivå vil, dersom underlagt denne type virkemiddel, være en balanse mellom marginalkostnaden ved å redusere utslippene og den marginale fordel ved å redusere de samme utslipp (som er det motsatte av den marginale skade på grunn av utslippene).

En ideell policy forutsetter komplett informasjon og begrenset omfang av usikkerheter. Dette er imidlertid ikke tilfellet i dag relatert til kvantifisering av eksterne kostnader ved energibruk. Salgbare kvoter ("cap-and-trade") er en alternativ mekanisme som prøves ut av flere for både SO₂, NO_x, and CO₂. Ideelt kan alle avgiftsbelegges ut fra skader de forårsaker, avhengig av sammensetning av drivstoff, hvordan den brukes, om det utføres etterrensing av utslipp, og hvor og når utslippene finner sted. For CO₂ er en logisk løsning å differensiere avgifter etter karboninnhold i brennstoff, i det resulterende skade er proporsjonal med karboninnhold og effekten er av internasjonal art og utredet av internasjonale organer som for eksempel IPCC.

Det kan være interessant å se hvordan naturgassens konkurransemessige stilling endres dersom det innføres et avgiftssystem som likebehandler alle energibærere mht. CO₂-utslipp. Som en illustrasjon har vi tatt utgangspunkt i dagens avgiftsnivå på lett fyringsolje (52 øre/liter), som tilsvarer en avgift på 198 kr/tonn CO₂. Nivået på avgiften er ikke avgjørende, siden vi er ute etter å illustrere forskjellene i avgiftsbelastning mellom energibærere på grunnlag av CO₂-utslippene de forårsaker. Vi forutsetter videre at ingen brukere lenger betaler redusert avgiftssats for CO₂.

En avgiftsmessig likebehandling vil kreve at også CO₂-avgiften på tung fyringsolje må heves noe. Som tidligere nevnt har tung fyringsolje i dag samme kronemessige avgift per liter som lett fyringsolje, noe som tilsvarer en avgift på 171 kr/tonn CO₂ for tungolje. Ny avgift på tungolje blir ut fra dette 61 øre/liter. En avgift på 198 kr/tonn CO₂ gir en avgift på 40 øre/Sm³ på naturgass.

EU har gjennomført en rekke studier for å estimere de sosiale kostnadene knyttet til ulike utslipp, og et sett med marginale eksterne kostnader er gitt i "BeTa – the Benefits Table Database" som kan fines på websiden til EU DG Environment /17/.

Tabell 6-3: Marginale eksterne kostnader for utslipp, 2000 nivå (EURO/tonn)

	SO ₂	NO _x	PM _{2.5}	VOCs
Austria	7,200	6,800	14,000	1,400
Belgium	7,900	4,700	22,000	3,000
Denmark	3,300	3,300	5,400	7,200
Finland	970	1,500	1,400	490
France	7,400	8,200	15,000	2,000
Germany	6,100	4,100	16,000	2,800
Greece	4,100	6,000	7,800	930
Ireland	2,600	2,800	4,100	1,300
Italy	5,000	7,100	12,000	2,800
Netherlands	7,000	4,000	18,000	2,400
Portugal	3,000	4,100	5,800	1,500
Spain	3,700	4,700	7,900	880
Sweden	1,700	2,600	1,700	680
UK	4,500	2,600	9,700	1,900
EU-15 average	5,200	4,200	14,000	2,100

Gjennomsnittstall. For byområder skal verdiene multipliseres opp med predefinerte faktorer.

Kilde: European Commission Benefits Table database

Som vist i Tabell 6-3 er en gjennomsnittskostnad for utslipp av SO₂ gitt ved 5200 EURO/tonn SO₂. Dette vil være ekvivalent til 10,4 EURO/kg svovel. For en fyringsolje med svovelinnhold på maksimal 1% vil dette være ekvivalent med en svovelavgift på ca. 80 øre per liter mot 21 øre per liter som det er i dag. Benyttes verdiene for Sverige ville dette reduseres til ca. 30 øre per liter. Som en kan se vil en adopsjon av disse prinsippene innebære en betydelig økning av avgiftsnivået for de fleste drivstoff, mens naturgass i denne sammenheng ville komme svært positivt ut. I EU er det i dag ingen utbredelse av miljødifferensierte avgifter på energi der en fullt ut følger prinsippet med avgifter i henhold til eksterne kostnader som skissert her.

Tabell 6-4: Anbefalte estimater for marginale miljøkostnader definert ved helse-, forsørings- og materialskadekostnader forårsaket av norske utslipp. Angitt som kr/kg utslipp (NOK 2004) for NO_x og SO₂, kr/tonn for CO₂

	CO ₂	NO _x	SO ₂
Anbefalt verdi	200	25	15

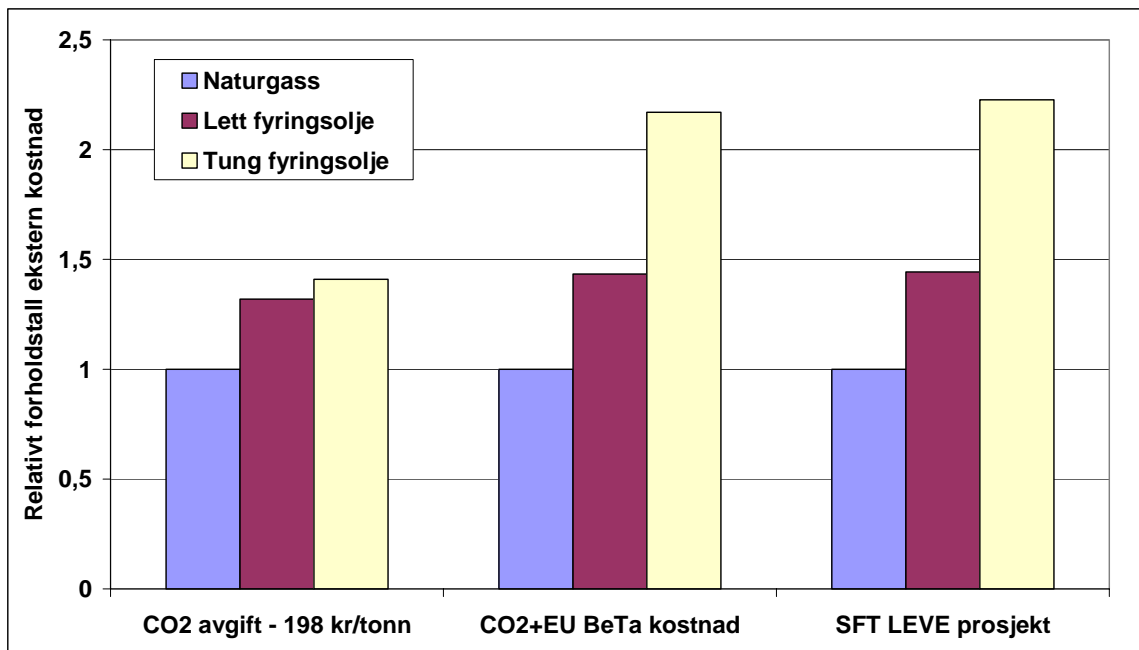
Kilde: SFT

I Norge har SFT gjennomført LEVE-prosjektet (Luftforurensninger - Effekter og Verdier) som har bidratt til nye anbefalinger (april 2005) ved beregninger av eksterne kostnader ved luftforurensning /18/. Anbefalingene er omfattende med hensyn til differensiering av beregninger basert på geografisk spredning og utslippskilde. Det poengteres i SFTs rapport at tallene må benyttes med varsomhet, og det er utenfor mandatet for denne rapporten å gjennomføre en full

analyse. Anbefalingene i SFTs rapport benyttes i denne sammenheng bare for å illustrere et hovedpoeng knyttet til eventuell fremtidig likebehandling i et avgiftsregime.

De høyeste marginale kostnadene er knyttet til partikkelutslipp og helseeffekter. Hovedårsaken til dette er at partikkelutslipp medfører økt risiko for tap av liv og at et tapt liv er vesentlig høyere verdsatt enn andre helse- og miljøskader. De anbefalte verdier for partikkelutslipp har imidlertid stor geografisk variasjon og det er ikke gitt en generell midlere verdi som er anvendbar i denne sammenheng.

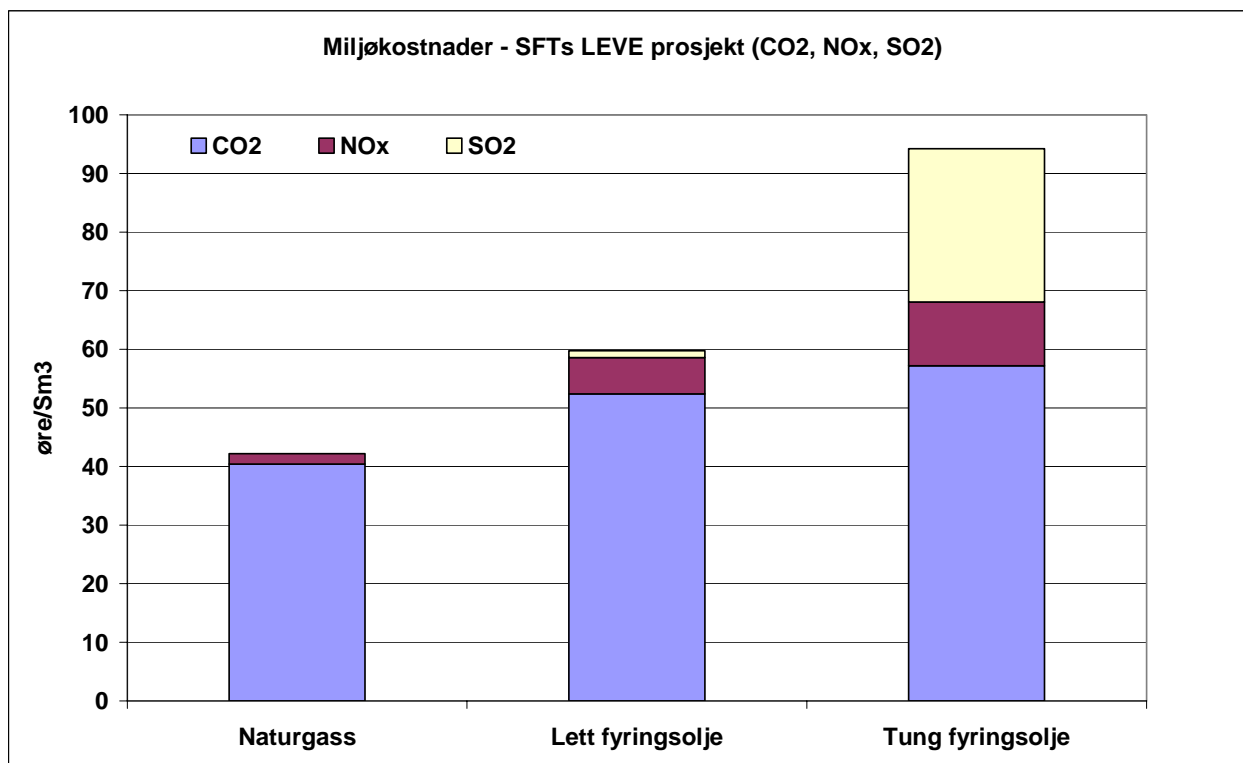
I Figur 6-2 er miljøkostnader basert på ulike vektleggingsmetoder vist. En avgiftsmessig likebehandling basert på dagens avgiftsnivå på lett fyringsolje, som gir en ekvivalent CO₂ avgift på 198 kr/tonn CO₂ er vist først dersom denne benyttes i forhold til ulikt karboninnhold.



Figur 6-2: Miljøkostnader ved forbrenning.

Figur 6-2 viser også det relative forholdet mellom en miljøavgift for naturgass og tung- og lett fyringsolje dersom de eksterne kostnader knyttet til utslipp av NO_x og SO₂ blir tatt med i grunnlaget. I beregningene for kostnader basert på EU BeTa anbefalinger er en CO₂ avgift på 198 kr/tonn benyttet i sammenheng med kostnadene. Hovedtrekket ved eksempelet er at en avgiftsmessig likebehandling, der eksterne kostnader utover en CO₂ avgift vektlegges, impliserer en 50 % høyere avgift for lett fyringsolje og over dobbelt så høy avgift for tung fyringsolje sammenlignet med naturgass.

Dette er også vist i Figur 6-3, der kostnadene etter SFT's Leve prosjekt er brutt ned på komponentnivå. Dersom også partikler ble inkludert ville avstanden mellom naturgass og lett- og tung fyringsolje øke ytterligere.



Figur 6-3: Samlede miljøkostnader ved forbrenning. SFTs anbefalte verdier for miljøkostnader for CO₂, NO_x, og SO₂. (Lik energimengde, relatert til naturgass)

Ved å benytte et avgiftssystem med likebehandling knyttet til avgassutslipp av komponentene CO₂, NO_x, og SO₂ får en følgende alternative prisnivå for fyringsoljer (samme energimengde, relatert til naturgass):

Lett fyringsolje: 308 – 363 øre/Sm³
Tung fyringsolje: 257 – 272 øre/Sm³

Under et slikt avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

7. Naturgass infrastruktur, teknologi og kostnader

Flere maritime transmisjonsløsninger for naturgass er evaluert:

- LNG transport fra eksport eller import terminal (Snøhvit, Zeebrugge)
- LNG transport fra lokal LNG produksjon (fra Vestlandsregionen)
- CNG transport fra lokal CNG produksjon (fra Vestlandsregionen)

I tillegg er mulige løsninger og tariffer for transmisjonsrør kommentert, samt kostnader for distribusjon til sluttbruker med lavtrykksrør og LNG biltransport.

Grunnlag for beregning av transporttariffer er basert på rapportene ”Småskala distribusjon av CNG” /19/ og ”Kostnader ved LNG transport” /20/, samt arbeid utført i Innogas prosjektet /6/.

7.1 Transmisjonsrør

Transmisjonsrør og kostnadstariffer er tatt med for å vise nødvendige investeringer og volum samt tariffer ved rørtransport. Grunnlag for tariffberegningene er hentet fra NVE arbeidet ”Gass i Norge” og utført av Aker Kværner /21/.

Aker Kværner oppsummerer i /22/ de ulike kostnadskomponentene i en gassrørledning til sjøs, og de samlede kostnadene for gassrør på aktuelle strekninger i Norge er analysert. Det er mange faktorer som påvirker kostnaden ved å bygge gassrørledning langs kysten, men to hovedparametere skiller seg spesielt ut, nemlig rørets diameter og lengde. For å bestemme rørets diameter må en vurdere hvilken kapasitet det er ønskelig at røret skal ha. Deretter kan meterprisen på røret beregnes. Økte stålpriser i 2004 har gjort at kostnadsanslagene /22/ framstår som noe lave i dag. Vi har imidlertid ikke justert kostnadsanslagene for dette. Den generelle prisstigningen har vært nær null i Norge de siste årene, og vi har derfor heller ikke justert de øvrige kostnadskomponentene til 2004-prisnivå.

Generelt om kostnadskomponentene

Når hovedparametrene er fastsatt må følgende komponenter legges til kostnadskalkylen:

- *Landfall*, som vil variere betydelig ut fra topografiske forhold på ilandføringsstedet. Kostnadene kan variere mellom 20-300 mill. kr. for aktuelle ilandføringssteder.
- *Ekstremt ujevn sjøbunn*. Rørledninger er ikke spesielt påvirket av ujevnheter i underlaget, og sjøbunnen i kystnære områder i de aktuelle traseer Norge er normalt meget jevn i forhold til hva en ser på land. Enkelte lokale områder er imidlertid svært ujevne. Dersom det ikke er mulig å gå rundt disse, kan det være aktuelt med utfylling av stein eller fjerning av masse med mudring. Brokonstruksjoner brukes også. Siden rør med liten diameter vil føye seg bedre etter bunnen enn rør med stor diameter vil de små rørene kreve mindre bunnpreparering.
- *Kryssinger av rørledninger og kabler*. Kryssende ledninger og kabler må atskilles fysisk for å hindre at de seinere beveger seg i forhold til hverandre. Dette kan skje ved nedgraving, ved å

anbringe matter i krysningpunktet, tildekking etc. Kostnadene ligger på rundt 5-10 mill.kr per krysning.

- *Kompressorplattformer, regulator/målestasjoner og driftssentral.* Ved behov for kompresjon av gassen underveis må det bygges en plattform for dette, noe som kan koste mellom 300-3.000 mill. kr. Regulator/målestasjoner er nødvendig for å oppnå en kontrollert overføring av gass fra stamnett til fordelings- og distribusjonsnettet. Kostnadene vil variere mellom 20-50 mill. kr, avhengig av kapasitet og rørstørrelse. Det vil også være nødvendig med en driftssentral for å overvåke driften av ledningen. Denne er forutsatt integrert i et eksisterende anlegg, for eksempel driftssentralen til Gassco eller en sentral for styring av elnettet slik at egne investeringskostnader ikke er tatt med. Driftskostnadene er imidlertid inkludert.
- *Forgreninger.* Dersom gass-strømmen skal deles i to forholdsvis like deler (Y-forbindelse) eller en liten mengde gass skal tappes av (T-forbindelse) trengs egne koblinger for dette. Kostnadene kan variere fra 30 mill. kr. for en enkel T-forbindelse til 500 mill. kr. for en komplisert Y-forbindelse.
- *Spesielt sjøbunnsmiljø.* Bunnundersøkelser kan avdekke spesielle miljøer på havbunnen, det mest vanlige hittil har vært sjeldne koraller. Flere tilfeller er registrert nord for 62. breddegrad enn sør for denne. Ekstrakostnader vil kunne påløpe ved at traseen må legges utenfor slike områder.

Driftskostnadene varierer med lengden på røret. Årlige driftskostnader anslås til mellom 1 og 3 prosent av investeringskostnadene for aktuelle norske rørstrekninger.

Nedenfor gjennomgås kostnadene ved å legge gassrør på de mest aktuelle strekningene i Norge. For hvert av røralternativene har vi lagt til grunn driftskostnader på 3 prosent p.a. av investeringskostnadene.

Legging av gassrør til Østlandsområdet i kombinasjon med et tørrgassrør til Sverige er ikke vurdert, ettersom vi ikke har data verken for rørkostnader eller aktuelle volum på forbruket i de aktuelle områdene i Sverige. Et gassrør til Sverige vil endre hele grunnlaget for legging av rør til Østlandsområdet. En løsning som har vært mye diskutert er å legge et tørrgassrør fra Kårstø eller fra en påkobling til rørnettet i Nordsjøen til Sverige, med grenrør til Grenland og eventuelle andre aktuelle områder i Østlandsområdet. Et annet alternativ kan muligens være å legge et kombirør til Grenland med et grenrør videre til Østfold og Sverige. De ulike alternativene må vurderes nærmere.

Kostnader ved gassrør fra Kårstø til Grenland

Det benyttes i Grenland i dag i alt ca. 1,15 millioner tonn våtgass (etan/LPG) i petrokjemi-industrien (crackeren) i Bamble og i Norsk Hydros ammoniakkproduksjon på Herøya. Dette leveres i dag med skip. Et alternativ er å bygge et kombirør for transport av våt- og tørrgass fra Kårstø til Grenland. Røret vil kunne erstatte dagens skipsleveranser av våtgass til crackeren (0,8 millioner tonn), og gjøre det mulig for ammoniakkproduksjonen å gå over til bruk av tørrgass og samtidig erstatte kommende underskudd i brenngassbalansen hos prosessindustrien i Grenland med gass (til sammen ca. 590 mill. Sm³). Leveranser av tørrgass via et rent tørrgassrør er også et alternativ.

I tillegg foreligger det planer om å utvide kapasiteten i petrokjemi industrien slik at det vil kunne avtas ca. 650 000 tonn våtgass i tillegg til dagens forbruk. Videre vil en rekke større bedrifter som Norcem, Norske Skog Union, Herøya Næringspark m.fl. kunne konvertere dagens bruk av kull og fyringsolje til naturgass.

Det er også lansert planer om å bygge en bioprotein fabrikk i Grenland dersom naturgass blir tilgjengelig. Fullt utbygd vil en slik enhet kunne avta i størrelsesorden 150 mill. Sm³. Samlet forbruk i Grenland vil ut fra dette kunne ligge på opp mot rundt 900 mill. Sm³ tørrgass utenom eventuell gasskraft. Potensialet i 2010 er anslått til mellom ca. 70 og 650 mill. Sm³ /7/, med et middel alternativ på vel 560 mill. Sm³ (uten gasskraftverk) dersom gass blir tilgjengelig i regionen.

Dersom det bygges et gassrør (kombi- eller tørrgassrør) til Grenland er det mulig å forlengge dette med et grenrør til Østfold og eventuelt til Vestfold, Drammen og Oslo. Samlet volum på disse stedene kan komme opp mot 555 mill. Sm³ i 2025 (jfr. kapittel 5). Et grenrør til Kristiansand fra et tørrgassrør mellom Kårstø og Grenland er også mulig. Volumet i Kristiansandsregionen er anslått til å kunne ligge rundt 90 mill. Sm³ i 2025 (se kapittel 5)

Aker Kværner /22/ vurderte ulike løsninger for kombirør og tørrgassrør på grunnlag av de ulike alternative brukerne nevnt ovenfor som kan tenkes å etterspørre gass.

Tabell 7-1 viser kapasitet og investeringskostnader for de ulike røralternativene for strekningen Kårstø-Grenland. For et kombirør er situasjonen den at et 16" rør har litt for liten kapasitet til å frakte tørrgass til industrien i Grenland (550-680 mill. Sm³) og våtgass til et utvidet petrokjemikompleks i Grenland (tilsvarer 1140 mill. Sm³/år) dersom det samtidig skal kunne fraktes gass til et 400 MW gasskraftverk (ca. 550 mill. Sm³) eller transporteres gass videre til Østfold og eventuelt andre deler av Østlandet. Et 18" kombirør vil gi større fleksibilitet m.h.t. volum, og forskjellen i investeringskostnadene mellom de to rørdimensjonene er kun 220 mill. kr. (5,6 prosent av investeringskostnadene).

Tabell 7-1: Kostnader og kapasitet for de ulike rørtyper og størrelser på strekningen Kårstø-Grenland.

	Max. kapasitet (Mill. Sm ³ /år)	Investeringskostnader (Mill. kr)
Kombirør		
12"	1 340	3 948
16"	2 360	3 916
18"	3 240	4 136
Tørrgassrør		
10"	840	2 569
12"	1 310	2 788
16"	2 350	2 759

Kilde: Aker Kværner /22/

Samlede investeringskostnader for et 18" kombirør fra Kårstø til Grenland er som vist i Tabell 7-1 anslått til 4 136 mill. kr. inkl. et separasjonsanlegg for gassen på Rafnes. Det er størst usikkerhet knyttet til kostnadene for fraksjoneringsanlegget som må bygges i Grenland for å separere gassen (anslått til 1 mrd. kr. i kalkylen) /22/.

For tørrgassrør ser vi av Tabell 7-1 at valget står mellom et 10" og 16" rør, ettersom et 12" rør er litt dyrere enn et 16" rør. Forskjellen i investeringskostnadene mellom disse alternativene er anslått til 190 mill. kr. Ettersom det minste røret bare vil dekke "basisforbruket" i Grenland og Østfold/Østlandet og ikke har rom for nyetableringer er det påpekt at et 16" rør vil være et naturlig valg som gir stor framtidig fleksibilitet /22/.

Aker Kværner /22/ anslår driftskostnadene til 1 prosent av investeringskostnadene for et gassrør fra Kårstø til Grenland (over 300 km).

Som grunnlag for beregning av nivået for tariffer for rørfremføring til Østlandet er det tatt utgangspunkt i et tørrgassrør (16") fra Kårstø. Det forsettes videre at tilgang og pris på naturgass er den samme som for et LNG eller CNG system. Det er videre benyttet samme kapitalkostnad (20 år, 8% kalkylerente).

Grenrør Grenland-Østfold

Aker Kværner /22/ legger i sin analyse til grunn en rørtrasé tvers over fjorden fra Grenland til Øra ved Fredrikstad (i alt 102 km), i stedet for en trasé som går på land nordøstover i Vestfold for deretter å krysse fjorden. Løsningen er anbefalt fordi den anses å være rimeligere ettersom den i større grad innebærer legging av rør i sjø. Det vil da være mulig å koble et eventuelt grenrør til Vestfold, Drammen og Oslo til dette røret.

Kostnadene for et 6" og et 12" rør er vurdert. Førstnevnte har en kapasitet på 400 mill. Sm³/år og investeringskostnadene er anslått til 512 mill. kr. Sistnevnte har en kapasitet på 1.030 mill. Sm³/år, med investeringskostnader på 787 mill. kr. For begge alternativer kommer driftskostnader tilsvarende 3 prosent av investeringene i tillegg.

Et 6" rør vil ha kapasitet til å dekke gassforbruket til eksisterende forbrukere i Østfold, men ikke til å dekke en eventuell videreføring til andre deler av Østlandsregionen. Røret vil heller ikke ha kapasitet til å forsyne et eventuelt gasskraftverk. Et 12" rør vil derimot ha kapasitet til å forsyne hele Østlandsområdet (555 mill. Sm³) /7/, men ikke tilstrekkelig til også å forsyne et 400 MW gasskraftverk (ca. 550 mill. Sm³).

Et 6" rør for bare å dekke gassforbruket i Østfold vil gi en transportkostnad i røret på over 40 øre/Sm³ med det forbruket vi har identifisert. Et 12" rør for også å dekke de øvrige delene av Østlandsområdet vil kunne gi en tariff i røret ned mot 20 øre/Sm³. Disse tariffene kommer i tillegg til tariffen for røret Kårstø-Grenland.

Grenrør til Vestfold, Drammen og Oslo

Aker Kværner /22/ utarbeidet en grovkalkyle for 6" grenrørstilknytning fra et hovedrør mellom Grenland og Østfold. Det er forutsatt at grenrøret følger en trasé som er kostnadsoptimal først og fremst for hovedforbrukere av gassvolumene. Det understrekes at kostnadene er indikative og at nærmere utredninger er nødvendig for å anslå kostnadene mer eksakt i det enkelte tilfellet.

På bakgrunn av disse kalkylene anslås det grovt regnet /3/ en investeringskostnad i størrelsesorden 230 mill. kr. for et grenrør fra Østfold-røret til Slagentangen i Vestfold. Dette er en strekning på ca. 40 km /22/. I tillegg kommer driftsutgifter i røret på 3 prosent av investeringen. Dette vil gi en tariff i røret på mellom 35-60 øre/ Sm³ avhengig av realisert forbruk. I tillegg må kundene betale tariff for strekningen Kårstø-Grenland og Grenland-Østfold.

Et 6" gassrør (kapasitet 400 mill. Sm³) vil være tilstrekkelig til å forsyne eksisterende brukere i Vestfold, Drammen og Oslo (ca. 387 mill. Sm³ i 2025). Med utgangspunkt i disse kalkylene kan vi anslå investeringskostnadene ved et grenrør fra hovedrøret Grenland-Østfold til Oslo til 700 mill. kr. inklusive to ekstra t-stykker og landfall i henholdsvis Vestfold og Drammensområdet hver på kr. 80 mill. kr. Et gassrør fra Grenland som bare går til Drammensområdet vil medføre investeringer på i størrelsesorden 485 mill. kr. inkl. ett ekstra t-stykke og landfall i Vestfold. Et slikt rør synes lite aktuelt ut fra det forbruksbilde en har i Drammen/Oslo-området, og vi går ikke nærmere inn på dette.

Et 6" rør for å forsyne Vestfold, Drammen og Oslo i form av et grenrør fra røret Grenland-Østfold vil få en tariff på mellom ca. 30 og 55 øre/ Sm³ avhengig av hvilket forbruksvolum en klarer å realisere. I tillegg må kundene betale tariff for strekningen Kårstø-Grenland og Grenland-Østfold.

Vi understreker at investeringsanslagene er svært grove, og at det er grunn til å anta at de undervurderer de reelle kostnadene ved investeringer i gassrør i disse områdene, ettersom det ikke er foretatt detaljerte, lokale vurderinger av traseer, landfall etc..

Grenrør til Kristiansand

En aktuell mulighet er å koble på et grenrør til Kristiansand fra et eventuelt gassrør mellom Kårstø og Grenland. Dette er i praksis bare mulig dersom det bygges et tørrgassrør. Et slikt grenrør vil være ca. 10 km langt, og samlede investeringskostnader vil være ca. 195 mill. kr. (6" rør) /22/. I tillegg kommer driftskostnader i røret, anslått til 3 prosent av investeringene. Et 6" rør vil ha en kapasitet på 400 mill. Sm³, noe som vil gi mye ledig kapasitet i røret i forhold til våre anslag for gassforbruket i regionen i 2025 (ca. 90 mill. Sm³). Tariffen i røret vil være ca. 30-45 øre/ Sm³. I tillegg må brukerne betale tariff for røret Kårstø-Grenland.

Gassrør mellom Tjeldbergodden og Skogn

Gassrørledningen tenkes lagt på sjøbunnen i Trondheimsleia og inn gjennom Trondheimsfjorden. Landfallet ved Tjeldbergodden vil gå parallelt med Haltenpipe landfallet. Rørlengden er anslått til 160 km. Trondheim er det eneste stedet i Trondheimsfjorden hvor forbruket kan være i nærheten av å kunne forsvare en grenrørstilknytning med T-kobling /22/.

For å dekke gassetterspørselen i et eventuelt gasskraftverk i Skogn (ca. 1 100 mill. Sm³) og etterspørselen fra eventuelle andre brukere tar Aker Kværner utgangspunkt i et 16" tørrgassrør (kapasitet 2 350 mill. Sm³) /22/. Et slikt rør vil ha stor kapasitet til å dekke eventuell etterspørsel ut over gasskraftverket og det volumet for andre brukere som vi har anslått for 2025 (219 mill. Sm³). Investeringene i en slikt rør anslås til totalt 1 190 mill. kr /22/. I tillegg kommer driftsutgifter på om lag 3 prosent av årlige investeringskostnader. Tariffen i dette røret vil ligge på rundt 15 øre/ Sm³ eller noe lavere, avhengig av hvilke forbrukskvantum ut over forbruket i gasskraftverket en klarer å realisere.

Et 12" tørrgassrør vil ha en kapasitet på rundt 1.310 mill. Sm³, noe som kan være tilstrekkelig for et gasskraftverk og andre brukere. Det er vanskelig ut fra dataene i /22/ å anslå nøyaktig hva investeringskostnadene ved et slikt rør vil være, men vi antar at forskjellene vil være marginale i forhold til et 16" rør. Dette bekreftes av kostnadsanslagene for henholdsvis et 12" og et 16" rør til Grenland, hvor et 16" rør er litt billigere.

Grenrør til Trondheim

Avstanden til Trondheim fra et hovedrør mellom Tjeldbergodden og Skogn vil være ca. 11 km. Investeringene i et slikt rør vil med utgangspunkt i Aker Kværner sine tall ligge i størrelsesorden 200 mill. kr. inklusive ekstra T-stykke og landfallskostnader /22/. Tariffen i et slikt rør vil ligge på i størrelsesorden 25-50 øre/Sm³. I tillegg må kundene betale tariff for bruk av hovedrøret Tjeldbergodden-Skogn.

Oppsummering

Vi har ovenfor gjennomgått kapasitet og kostnader ved de mest aktuelle gassrøralternativene i Norge. Alle rørløsningene til Østlandet tar utgangspunkt i et 16" tørrgassrør fra Kårstø. Tariffen for dette røret er basert på en investering på 2759 mill. NOK og 1% av investeringen som driftskostnad. Høyeste tariff, 32 øre/Sm³ tilsvarer gassvolum til Grenland 1110 mill. Sm³ og laveste tariff, 22 øre/Sm³ tilsvarer Grenlandsvolumet med all videreføring 1820 mill. Sm³. Uten beregnet volum for gasskraftverk gir det en omlag 50% økning for høyeste tariff og 44% for laveste tariff.

I tillegg til tariffene for de ulike rørstrekningene beregnet ovenfor kommer derfor med unntak for noen få, store kunder nær enden av røret (hovedsaklig i Grenland), kostnader ved lokal distribusjon helt fram til kunden, grovt anslått til 50 øre/Sm³ /3/. For større kunder nær landingssted er kostnaden satt til 15 øre/Sm³. Pris for naturgass er lagt inn i tabellen under, og denne er satt til 83 øre/Sm³ levert Kårstø (konsistent med Tabell 6-2 som er gjennomgående benyttet). Det er tatt utgangspunkt i dagens avgiftsregime, dvs. at det ikke er pålagt CO₂-avgift på naturgass. De totale kostnadene for å levere gass til de ulike områdene er oppsummert i

Tabell 7-2. Tabellen viser kostnad for naturgass, rørtariffer samt kostnader for distribusjon til sluttbruker.

Tabell 7-2: Totale tariff for gass levert i tørrgassrør inkl. sluttbrukerdistribusjon til aktuelle områder.

	Volum (2015-2025) [Mill. Sm ³]	Gasspris [Øre/ Sm ³]	Rørtariff³ [Øre/ Sm ³]	Sluttbruker distribusjon¹ [Øre/ Sm ³]	Tariff, store brukere² [Øre/ Sm ³]	Tariff, andre brukere² [Øre/ Sm ³]
Grenland	1110 - 1820	83	22-32	15/50	120-150	155 - 185
Østfold						
- Østfold uten videretransport	145 - 170	83	62-70	15/50	160-168	195 – 203
- Inkludert videretransport	365 - 555	83	42-61	15/50	140-159	175 – 194
Vestfold uten videretransport	50 - 90	83	77-127	15/50	175-225	210 - 260
Vestfold/ Drammen/Oslo	220 – 390	83	72-115	15/50	170-213	205 – 248
Kristiansand	60 – 90	83	52-77	15/50	150-175	185 - 210
Skogn	1100 – 1320	83	15	15/50	113	148
Trondheim	50 – 100	83	42-67	15/50	140-165	175 - 200

¹ En tariff på 15 og 50 øre/Sm³ er lagt til grunn for sluttbruker distribusjon for hhv. store brukere og små brukere

² En gasspris på 83 øre/Sm³ og Spennet i tariff for ver inkludert i de totale kostnadstallene i tabellen

³ Spennet i tariff for videreføring av rør til Østlandet er basert på spenn i gassvolum. Laveste tariff Kåststø -Grenland er benyttet for alle beregningene

Intervallene i

Tabell 7-2 (avrundede tall) illustrerer forskjellene i tariffen mellom høye (2025) og lave (2015) forbruksanslag for gass i de aktuelle områdene. I tillegg til tariffene i

Tabell 7-2 kommer kostnader for de enkelte bedriftene for å konvertere til naturgass og eventuell profitt, noe vi ikke har lagt inn i beregningene.

Det er benyttet den samme kapitalkostnad (20 år, 8% kalkylerente) også for rørledninger. Det vil alltid være en diskusjon om hvilke renter og avskrivningstid som skal benyttes for rørledninger. Sannsynligvis vil det kunne forsvare lengre avskrivningstid og lavere kapitalkostnad for et rørsystem enn bulktransport.

Alternativ fyringsoljepris (ved oljepris på 30 USD/fat):

Lett fyringsolje 300 - 355 øre/ Sm³

Tung fyringsolje 210 - 225 øre/ Sm³

Tung fyringsolje med avgiftsreduksjon 145 - 160 øre/ Sm³

Ved å sammenlikne kostnadene med å levere gass (se Tabell 7-2 for brukernes gasspriser) med alternativ fyringsoljepris ovenfor og pris for gass som råstoff kan vi konkludere med følgende:

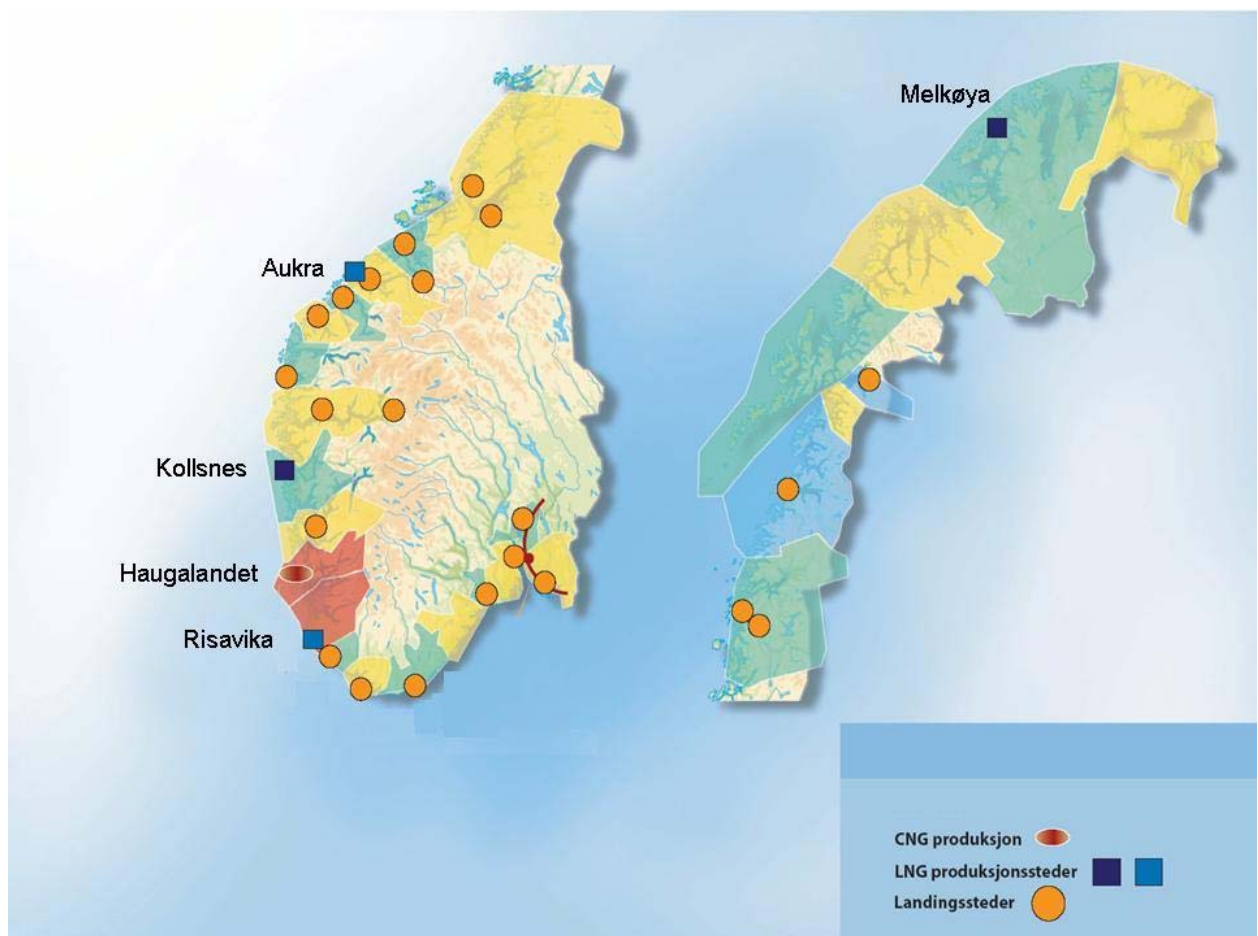
- Et tørrgassrør mellom Kårstø og Grenland er neppe lønnsomt uten nye brukere i Grenland og/eller videreføring av gass til andre områder på Østlandet. Dette bygger på vurderinger av betalingsvilligheten for gass i industrien i Grenland /3/.
- Et kombirør fra Kårstø til Grenland krever at petrokjemi industrien i Grenland utvider produksjonskapasiteten for å ta i mot mer våtgass for å kunne bli lønnsomt. Dette bygger på vurderinger av betalingsvilligheten for gass i industrien i Grenland /3/.
- Et grenrør fra Grenland til Østfold for bare å forsyne Østfold vil antakelig kreve utløsning av nær maksimalt volum for å bli lønnsomt, og det vil selv da neppe være lønnsomt å konvertere til gass for bedrifter med avgiftsreduksjon på fyringsolje. Inkluderes videre transport til andre områder på Østlandet vil sjansen for lønnsomhet i et rør til Østfold øke betydelig.
- Et grenrør kun til Vestfold uten videre transport til andre områder vil neppe være lønnsomt.
- Et grenrør til Vestfold, Drammen og Oslo vil kreve utløsning av svært store volum for å kunne bli lønnsomt, og vil selv da ha marginal lønnsomhet.
- Et grenrør til Kristiansand fra hovedrøret Kårstø-Grenland vil kunne bli lønnsomt dersom forbruksvolum nær det maksimale realiseres. Selv i en slik situasjon vil det imidlertid ikke være lønnsomt å konvertere til gass for bedrifter med avgiftsreduksjon.
- Lønnsomheten av et gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn vil avhenge av betalingsvilligheten for gass i et gasskraftverk.
- Et grenrør til Trondheim fra hovedrøret Tjeldbergodden-Skogn vil kunne bli lønnsomt, forutsatt at tilstrekkelig mange bedrifter som i dag betaler full avgift på fyringsolje finner det lønnsomt å konvertere.

Oppsummeringen viser at lønnsomheten av å bygge gassrør i de fleste områder er svært volumavhengig. En må i de fleste tilfeller klare å realisere nær det maksimal antatte forbruksvolum for å oppnå lønnsomhet, noe som kan være vanskelig å få til pga. høye lokale distribusjonskostnader m.m. hos de mest marginale brukerne. Det vil i alle fall kunne kreve lang tid å realisere slike volum, noe som kan gjøre det vanskelig å realisere de ulike rørløsningene. Nye, større brukere som for eksempel gasskraftverk kan endre situasjonen på noen av stedene. Uansett synes det å være svært krevende å realisere de ulike rørløsningene.

7.2 LNG distribusjon

Det er tatt utgangspunkt flere alternative forsyningssteder for LNG, henholdsvis Snøhvit, Aukra (Nyhamna), Kollsnes og Risavika. Det er i dag LNG produksjon på Kollsnes, samt at Melkøya anlegget er under bygging. De andre lokasjonene er mulige produksjonssteder for LNG. En oversikt er vist i Figur 7-1. I tillegg er LNG-import fra Zeebrügge vurdert i en egen analyse. Etter markedsgrunnlaget kan det være naturlig å skille mellom nordlige, vestlige og sørlig/østlige mottakssteder. Hammerfest peker seg ut som forsyningspunkt for mottakssteder i nord, mens lokale produksjonssteder på Vestlandet er et naturlig forsyningspunkt for mottakssteder på vest-Sør og Østlandet.

Det er klart at et marked på Svensk side kan bidra til bedret tariff ved import til Østlandet fra Zeebrügge dersom dette bidrar til å øke kapasitetsutnyttelsen på import-ruten, men et Svensk marked har liten effekt på øvrig distribusjon i Norge.

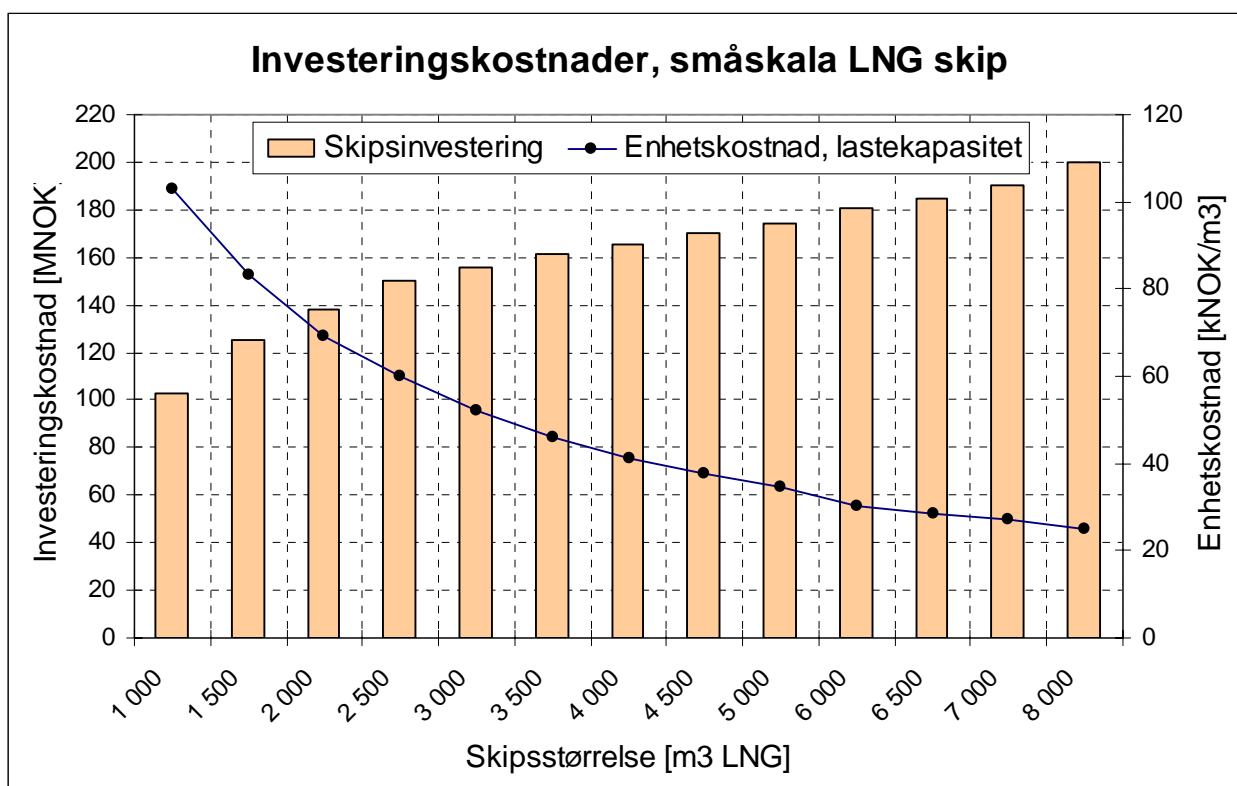


Figur 7-1: Oversikt over eksisterende og mulige produksjonssteder for LNG/CNG i Norge

7.2.1 Småskala LNG tankskip

Skipsbaserte leveranser fra norske, småskala LNG-produksjonsanlegg krever betydelig mindre LNG-skip enn hva som er normalt for oversjøisk transport. Skipsbaserte småskala løsninger for LNG-transmisjon finnes i dag i drift i dag i Japan ("Shinju Maru No.1", 2 500 m³ LNG skip) og på Vestlandet ("Pioneer Knutsen", 1 000 m³ LNG skip).

Vi har her sett på skip med kapasitet fra 1 000 til 8 000 m³ LNG. En oversikt over estimerte investeringskostnader for slike LNG-skip er vist i Figur 7-2. Kostnadsestimatene er basert på referansekostnader innhentet i forbindelse med Innogas-prosjektet /6/.



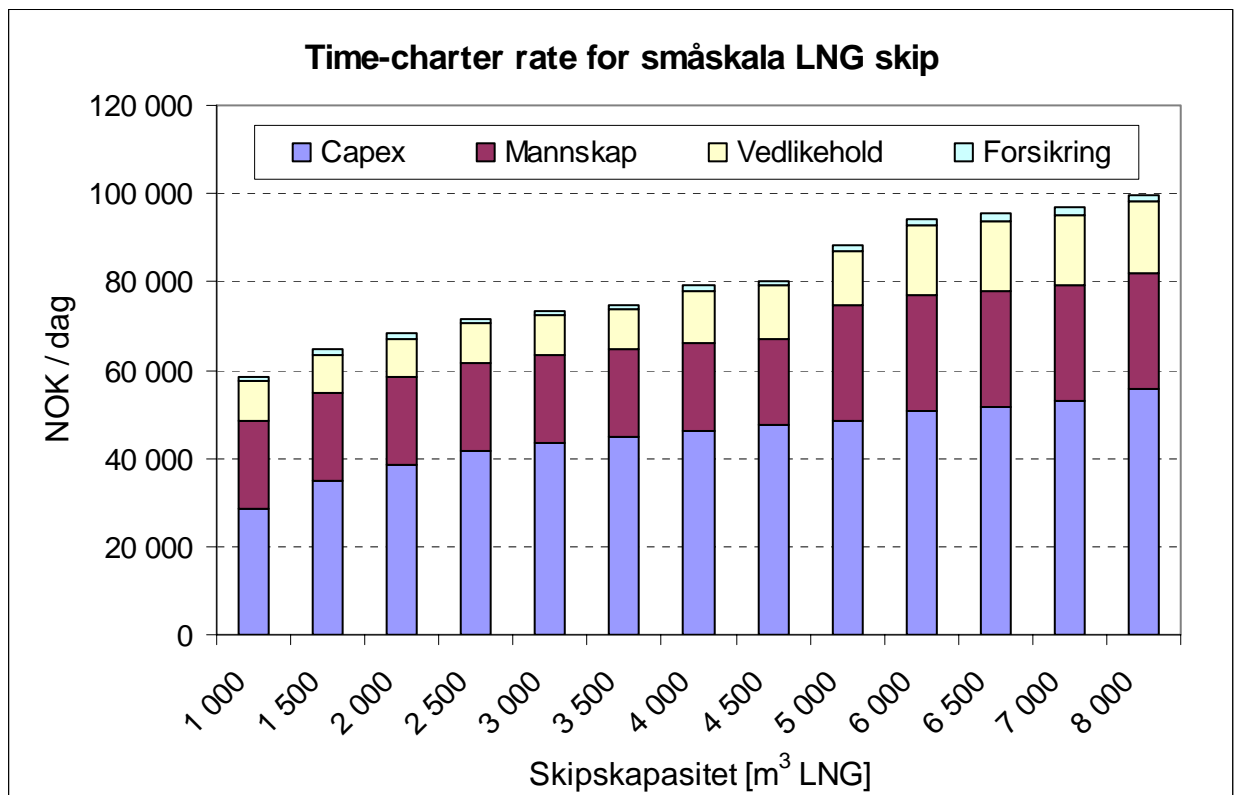
Figur 7-2: Investeringskostnader, småskala LNG skip

Prisene på skip har vært stigende de siste årene. Gjennom utsjekking av prisnivå på nybygg er det skisserte investeringsnivået noe lavt i forhold til dagens nivå, f. eks har det blitt antydnet at et 6 000 m³ LNG skip vil koste over 200 MNOK mot vårt estimat på omtrent 180 MNOK. Dette har bakgrunn i dagens høye stålpriser, høy ordreinnngang på verftene og et generelt høyt skipningsmarked. Investeringskostnadene skissert her ligger imidlertid over de nivåer som er estimert for tilsvarende skip før 2003, og den resulterende skipskostnaden reflekterer derfor et mer normalt marked.

Driftskostnader for småskala LNG skip består av en time-charter ekvivalent kostnad, definert som kostnader som påløper uavhengig av skipets operasjonsmønster, og reiseavhengige kostnader som avhenger av skipets operasjonsmønster. Time-charter kostnaden dekker kapitalkostnader, mannskap og underhold, vedlikehold og forsikringskostnader (skrog & maskineri samt

vern/erstatning), mens reiseavhengige kostnader omfatter kostnader til brennstoffe/fremdrift, los, samt alle agent-, vare- og havneavgifter.

En oversikt over time-charter ekvivalente kostnader for småskala LNG skip er vist i Figur 7-3. Beregning av øvrige reiseavhengige kostnader er basert på parametre definert i kapittel 4.



Figur 7-3: Oppbygging av dagrate for småskala LNG skip

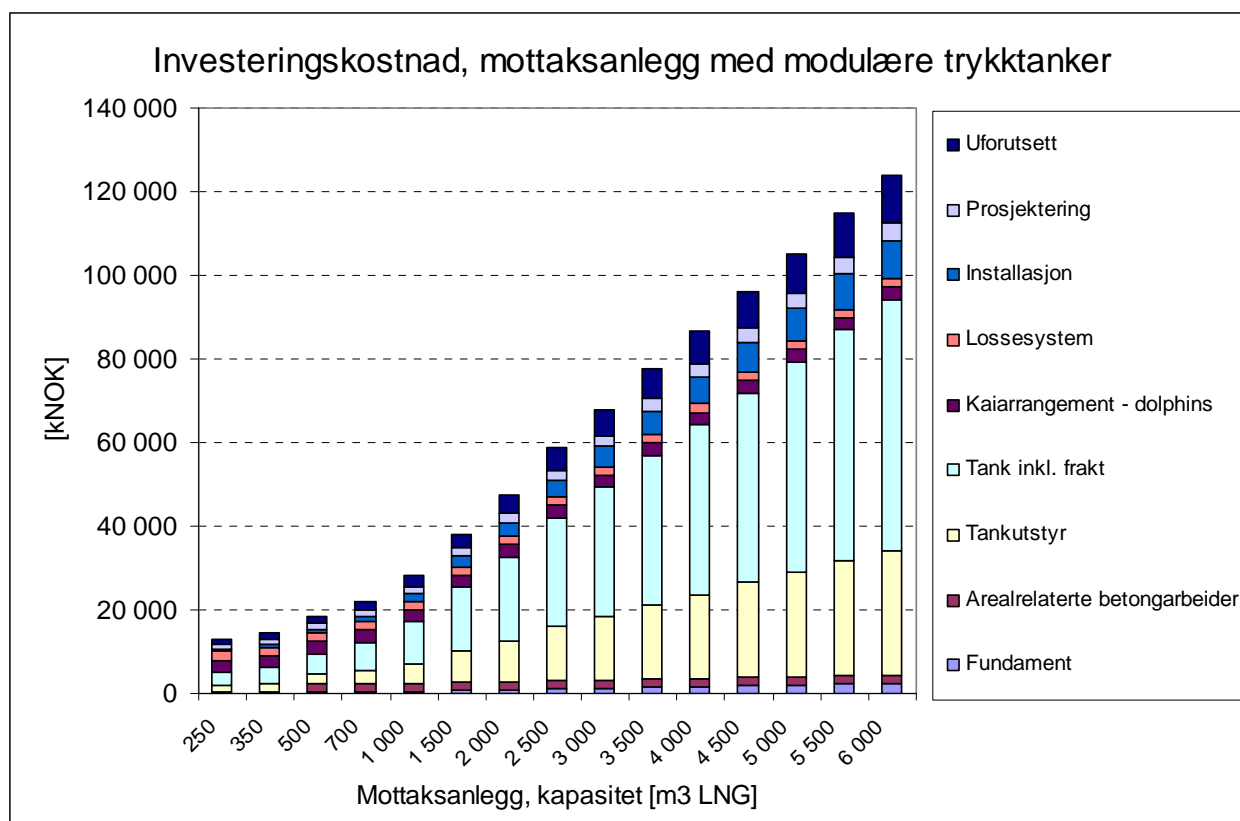
7.2.2 LNG mottaksanlegg

Mottaksanlegg for LNG kan baseres på to ulike teknologier; modulære trykktanker eller plassbygde atmosfæriske tanker. De modulære trykktankene finnes i dag i enhetsstørrelser opp til 1 000 m³. Modulære trykktank baserte mottaksanlegg vil normalt bestå av flere tankenheter. En fordel med modulære trykktanker er at de muliggjør en stegvis utbygging av det enkelte mottaksanlegg sin kapasitet, slik at dette kan skje i takt med utviklingen i markedet. På samme måte er det mulighet for nedbygging og eventuelt fjerning og flytting av et mottaksanlegg basert på trykktanker om markedsbehovet skulle falle bort. Fordelen med plassbygde atmosfæriske tanker er at disse har lavere kostnader for større lagertankvolum.

LNG kan losses fra skip til mottaksanlegg med støtte fra pumper nedsenket i skipets lasterom. Videre distribusjon fra LNG-mottaksanlegg til sluttbruker skjer enten ved regassifisering på mottaksanlegget og transport i rørrnettverk, eller ved videre transport av LNG i tankbil.

I kjedeanalysene er det lagt vekt på bruk av modulære trykktankbaserte mottaksanlegg for mottaksstedene, og i beregningsunderlaget er det lagt inn en forutsetning om minimum 2 tanker for hver lagerkonfigurasjon av hensyn til leveringssikkerhet /4/. Atmosfæriske trykktanker er benyttet som grunnlag for større lagertanker (> 4 000 m³) slik en f. eks vil ha på steder med lokal LNG produksjon.

Figur 7-4 viser kostnadselementene i investeringskostnaden for mottaksanlegg basert på modulære trykktanker. Kostnadstallene bygger på underlag fra Innogas prosjektet /6/, og inkluderer foruten selve tank- og tankarrangementet også kai arrangement og lossesystem for småskala LNG skip.



Figur 7-4: Estimerte investeringskostnader, mottaksanlegg med modulære trykktanker

I kjedeanalysene er driftskostnader (OPEX) til dekning av daglig drift og vedlikehold av anlegget regnet inn som 5% av investeringskostnaden per driftsår.

Kostnadstariffen for et mottaksanlegg varierer med leveransefrekvens og årlig gassvolum. Høy leveringsfrekvens resulterer i lave terminal kostnader allerede ved lave volum. For å illustrere dette vil et lavt årlig volum på 10 millioner Sm³ til et mottakssted resultere i totale terminalkostnader som er lavere enn 20 øre/Sm³ om leveringsfrekvensen er i størrelsesorden 4 dager. Generelt gir en økning i leveringsfrekvensen størst reduksjon av enhetskostnaden ved lave volum. Ved store volum (f. eks 100 millioner Sm³ p.a.) til et mottakssted, reduseres

terminalkostnadene kun med mellom 1,5-2 øre/Sm³ for hver dag man reduserer leveringsintervallet.

Kostnadene for LNG mottaksanlegg basert på trykktaker med enhetsvolum opp til 1 000 m³ er regnet noe konservativt ettersom det ikke er regnet inn kostnadsgevinst ved produksjon av flere like mottaksanlegg. For øvrig er kostnadsunderlaget i god overensstemmelse med relevante erfaringstall fra ferdigstilte anlegg og i forhold til budsjett kostnader for planlagte mottaksanlegg. Dimensjonering av mottaksanlegg for en seilingsrute er beregnet ut ifra det volum som leveres hver gang et LNG skip ankommer mottaksanlegget. Det totale tankvolumet i det enkelte mottaksanlegg er satt til minimum 1,5 ganger det volum som leveres fra skipet, avrundet oppover til nærmeste hele tankstørrelse (enhetstanker på 500, 700 eller 1 000 m³ for større tankanlegg). Som følge av store forskjeller i leverte volum ved de enkelte mottaksanlegg, vil det være relativt store forskjeller i nødvendig lagertankvolum ved de enkelte mottaksanlegg. I analysene kan dette variere med tilnærmet en faktor 10.

7.2.3 Lokal LNG produksjon

Småskala LNG produseres i dag ved Gasnor's anlegg på Kollsnes og Snurrevarden med en samlet produksjonskapasitet på 62 000 tonn per år. I tillegg kommer LNG produksjon på Tjeldbergodden med ca 10 000 tonn per år. Gasnor vurderer å øke sin produksjonskapasitet og kan komme opp mot en dobling av dagens kapasitet.

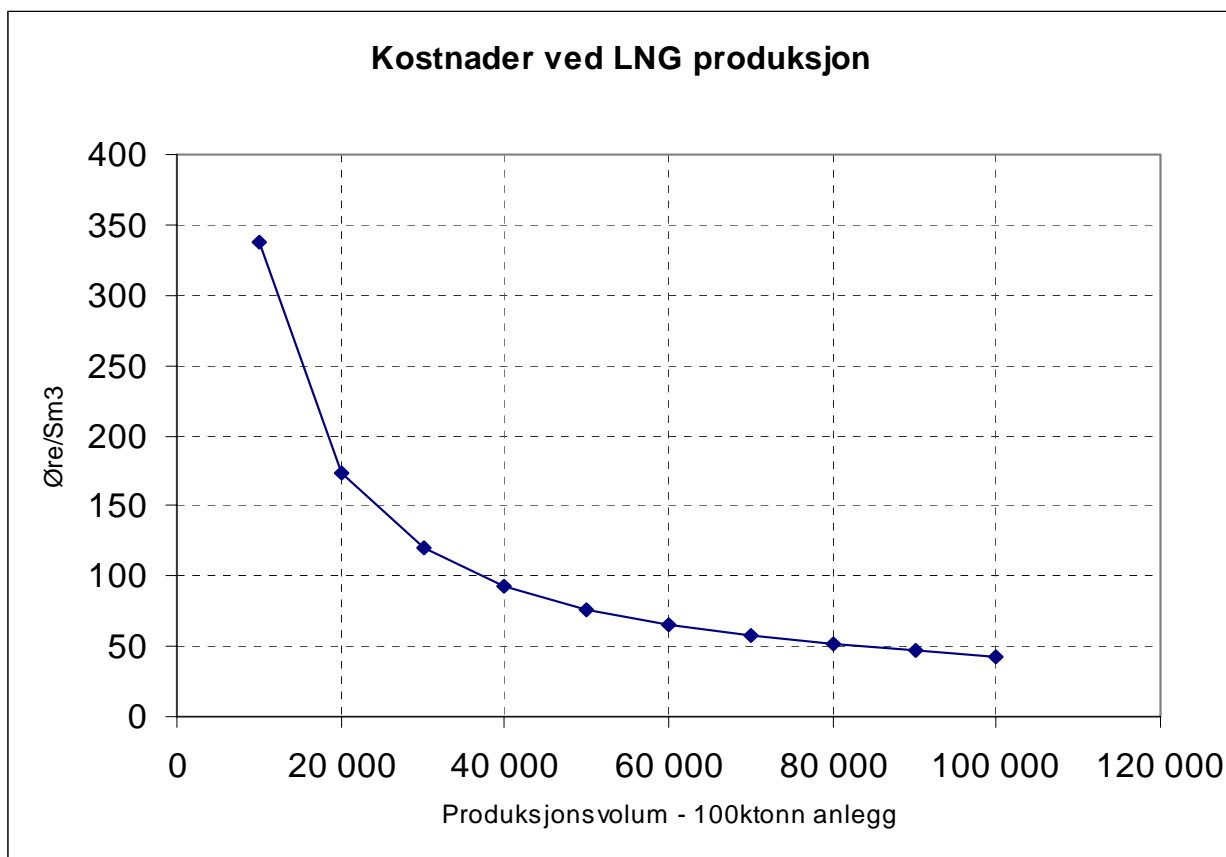
I våre logistikkanalyser er det forutsatt en større lokal produksjon for forsyning av LNG til Sør-Norge. Det er derfor i disse analyser som konkret eksempel lagt inn et produksjonsanlegg på Aukra i forbindelse med i landføring av gass fra Ormen Lange og et anlegg i Risavika basert på gass fra Rogass. En slik plassering av økt produksjon gir en uavhengighet i tilførsel av gass og en gunstig geografisk plassering med hensyn til videre transport.

Anleggsstørrelsen er satt til 100 000 tonn per år. Grunnlaget for kostnadsestimering av et slikt anlegg er basert på informasjon fra Air Products og Hamworthy /23/. Utviklingen av småskala LNG produksjonsanlegg har fått stor oppmerksomhet i det siste på grunn av markedsbehov for rekondenseringsanlegg for LNG skip. Begge de to nevnte selskapene utvikler LNG anlegg for anvendelse på LNG skip. Basert på denne utvikling og erfaringene fra de anlegg som er bygget på Vestlandet, vil dette kunne gi mer effektive og rimeligere småskala LNG produksjonsanlegg.

Et LNG produksjonsanlegg med årlig kapasitet for 100 000 tonn LNG (~135 millioner Sm³) har en estimert investeringskostnad på 380 MNOK, inkl. kai arrangement for små LNG skip (ca. 3 000 m³) og et produksjonslager på 6 000 m³ LNG.

Energikostnaden for slik LNG produksjon er regnet inn som en kostnad tilsvarende 10 % av all fødegass. Det er i tillegg til dette lagt inn 3 % av initial investering som årlig driftskostnad (OPEX), hvorav 1,5 % er regnet volumavhengig. Finansielle parametere er som fastsatt i kapittel 4, med kalkulasjonsrente på 8 % og 20 års økonomisk levetid.

De resulterende produksjonskostnadene for LNG som funksjon av årlig produksjonsvolum er vist i Figur 7-5. Denne analyse viser at produksjonskostnaden for et 100 000 tonn produksjonsanlegg kan komme ned i 50 – 55 øre/Sm³ når man legger til grunn 80 % kapasitetsutnyttelse av anlegget.



Figur 7-5: Kostnader ved lokal LNG produksjon

7.3 CNG distribusjon

Utvikling av kommersielle skipsbaserte CNG transportløsninger har foregått i over 40 år. Barrierer for gjennombrudd for konseptet har vært kostnadene for ombord gasslagring av naturgass. De senere årene har flere aktører parallelt drevet frem nye og forbedrede konsepter med fokus på billigere løsninger for gasslagring. Utviklingsprosjekt for CNG skipningskonsepter har tradisjonelt hatt som mål å betjene mindre gassfelt som er for små og for langt fra markedet for tradisjonell rørtransport.

Ettersom enhetskostnaden for lastekapasitet er langt høyere for CNG skip sammenlignet med LNG skip grunnet høyere stålvekt, er CNG systemer best egnet for punktleveranser til få mottakssteder med stort avtak slik at man får høy utnyttelse av skipssystemet. CNG distribusjon til flere mindre mottakersteder langs kysten vil føre til økte skipningstariffer /19/.

To ledende aktører innen dette område er Knutsen OAS og EnerSea. Knutsen OAS' PNG[®]-konsept er allerede verifisert ved Det Norske Veritas /24/.

For maritim CNG transport i Norge er transport fra Haugaland til Østfold med mulig utvidelse å dekke et marked i Oslo/Drammens-regionen vurdert. Dette har bakgrunn i at en i denne regionen har tilstrekkelig markedsvolum for distribusjon gjennom et rørledningsnett. I Haugaland kan naturgassen komprimeres gjennom en kompressorstasjon og lagres om bord i et CNG-skip ved et trykk på typisk 250 barg. På destinasjonspunktet, som i dette prosjektet er lagt til Moss, vil gassen kunne overføres fra skip til et nedsenket rørlager i Oslofjorden ved hjelp av en kompressorstasjon på land. Fra rørlageret, som vil ha et lagertrykk på om lag 100 barg, distribueres gassen via en trykkreduksjonsstasjon og videre med tilknytning til lavtrykk stamnett (10 barg). Videre distribusjon som CNG på bil betraktes ikke som relevant (lav kapasitet og høye kostnader).

7.3.1 CNG-skip

Investeringskostnader for CNG skip er basert på tilgjengelige budsjettall fra et konkret prosjekt under vurdering (leveranser til Moss/Østfold) /24/. Et CNG skip med netto kapasitet på 1,7 Mill. Sm³ (250 barg) for dette prosjektet har en estimert byggekostnad på 310 MNOK, og en estimert driftskostnad (OPEX) på USD 7 500 per dag. Med en forutsatt dollarkurs på 7 mot den norske kronen, 20 års prosjektlevetid og 8% kalkulasjonsrente gir dette en time-charter kostnad på omlag NOK 140 000 per dag for CNG skipet.

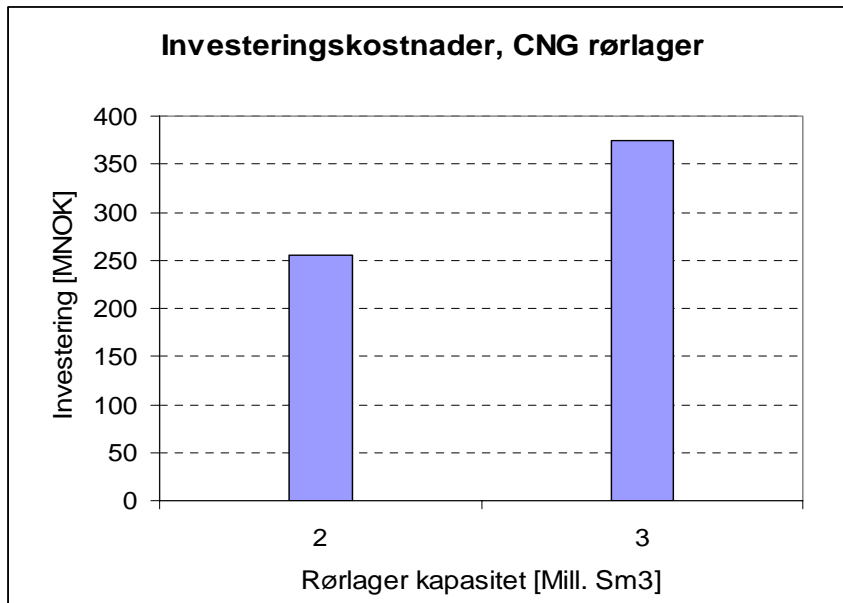
I tillegg kommer reiseavhengige driftskostnader som dekker brennolje/fremdrift, los, samt alle anløps- og havnekostnader. Disse kostnadene er beskrevet i kapittel 4.

7.3.2 CNG-rørlager og kompressorstasjon

Det finnes flere teknologiske løsninger for lagring av trykksatt gass (CNG). Blant annet kan gass under trykk lagres i fjell-lager, i trykktanker eller i rør. I analysene i denne rapporten er rørlager neddykket i fjorden lagt til grunn.

For Østfold-caset er det tatt utgangspunkt i et 44" rørlager. Det er forutsatt at gassen kan lagres under trykk på 100 barg. Rørlengden er 25 km for et lager med kapasitet for 2 millioner Sm³ (100 barg), og tilsvarende 37,5 km for et 44" rør med kapasitet for 3 millioner Sm³. Ved distribusjon til Østfold vil røret kunne legges i Oslofjorden med start utenfor Jeløya. Lageret vil knyttes til kompressorstasjon med et 10" høytrykksrør. Investeringskostnader for rørlager med kapasitet for hhv. 2 og 3 millioner Sm³ er vist i Figur 7-6.

Det skisserte lageret vil etter planen kunne dimensjoneres og legges etter en spesifikasjon for arbeidstrykk 150 barg. Lagerkapasiteten kan derfor økes noe uten ekstra rørlegging ved å øke kompressorkapasiteten fra 100 til 150 barg.



Figur 7-6: Investeringskostnader, CNG rørlager

I kjedeanalysene er det regnet med kostnader for kompresjon av gassen ved hentestedet i Gismarvik, Haugaland og ved lossing ved Moss i Østfold. Utstyrskostnader for en 4,5 MW kompressorstasjon med kapasitet på 4,5 Mill Sm³ per døgn er estimert til 88 MNOK, inklusive installasjon.

Driftskostnader (OPEX) for kompressoranlegget er satt til 3 % av den initielle investeringskostnaden per år, samt et energiforbruk til lastning på 7,3 MWh per million Sm³ naturgass (150-250 barg). Det er beregnet en netto el. kostnad på 25 øre/kWh, totalt 70 øre/kWh med nett og effektledd. Dette gir en energikostnad på ca. 0,6 øre/Sm³ komprimert gass (fra 150 til 250 barg). Kapitalkostnader er regnet på samme måte som for annen infrastruktur, og med de samme finansielle parametere.

7.4 LNG import fra Zeebrügge

Alternativt til LNG leveranse fra Snøhvit og/eller lokal LNG produksjon og distribusjon samt CNG-transport fra Vestlandet, er import av naturgass som LNG med skip fra en eksport terminal i Europa. Det mest aktuelle vil trolig være LNG-import fra Zeebrügge. Alternative hentesteder i Europa kan være terminalen på Isle of Grain (UK) eller LNG terminalen i Montoir de Bretagne (Frankrike). Prisen for LNG fob ved det enkelte hentested vil være avgjørende for hvilken løsning som gir lavest kostnad. Zeebrügge vil imidlertid være den nærmeste og derfor det mest aktuelle alternativ. LNG import fra Europa krever imidlertid at man må gå opp i dimensjon på transport og terminal systemene grunnet økte seilingsavstander og lavere anløpsfrekvens enn for et lokalt småskalasystem. Dette vil øke kostnadene ved lave importvolum.

Kostnader for LNG import fra Zeebrügge er oppsummert i kapittel 8.6. I tillegg til denne kommer kostnad for frakt og lager i transmisjonsleddet.

7.5 Re-distribusjon med bil

Et maritimt distribusjonssystem for naturgass kan dekke store deler av et norsk konverteringsmarked. Det er imidlertid ikke hensiktsmessig å la skipsbaserte kjeder distribuere direkte til alle brukere/regioner langs kysten.

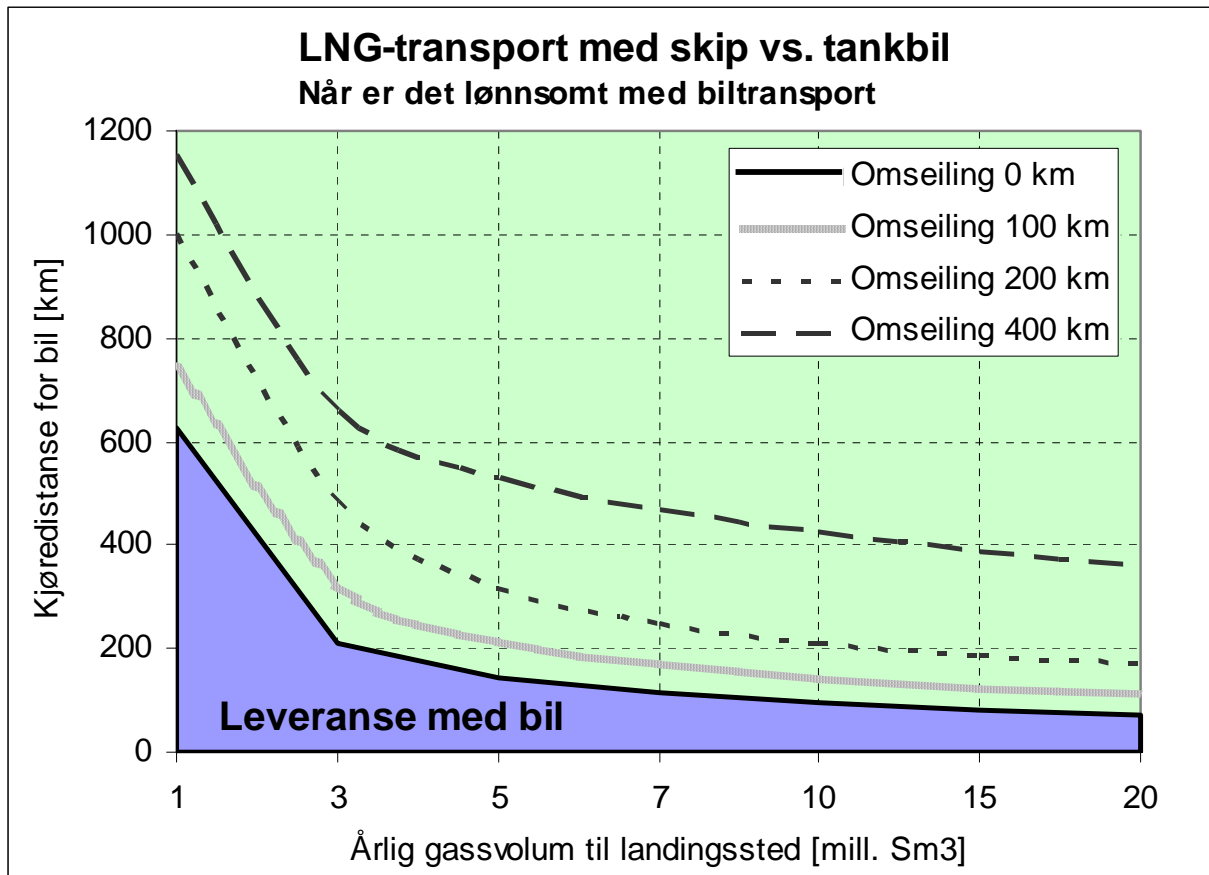
Hvorvidt direkte leveranse med skip eller re-distribusjon med bil er riktig avhenger særlig av 3 faktorer i tillegg til at det avhenger av tilgjengelig kapasitet i mottaksanlegget.

Disse faktorene er:

- Gassvolum til aktuell destinasjon
- Kjøredistanse fra nærmeste LNG terminal
- Omseilingsdistanse med skip, dvs. marginal ekstra seilingsdistanse for å nå destinasjonen fra en eksisterende seilingsrute

En transportløsning basert på bruk av tankbil kan være økonomisk ved distribusjon av relativt små volum til mindre industribrukere (f. eks 2-3 mill. Sm³ per år). Jo større gassvolum, desto mer interessant er det imidlertid å levere med skip, forutsatt at ekstra seilingsdistanse (omseilingsdistanse) forbundet med leveransene ikke blir for stor. Figur 7-7 viser når det er hensiktsmessig å levere LNG med bil. Soner for billeveranser er beregnet ut i fra økonomiske kriterier, dvs. at marginalkostnaden ved å levere med bil er sammenlignet med kostnaden ved skipsleveranse av LNG. Regionen for biltransport blir naturlig nok større med økende omseilingsdistanse for skipsleveransene. I figuren er det tegnet inn grenselinjer ("break-even") for biltransport vs. maritim transport for omseilingsdistanser på 0, 100, 200 og 400 km.

Det bemerkes at Figur 7-7 gjelder direkte for brukere som er i umiddelbar nærhet til en mottaksterminal for skip. Brukere som har beliggenhet et stykke unna terminalen må i tillegg også regne inn kostnadene for re-distribusjon med bil eller rørledningsnett fra mottaksterminalen.



Figur 7-7: LNG transport med skip vs. tankbil

Figuren viser at biltransport vil være riktig løsning for mindre årlige gassomsetningsvolum på 1-3 millioner Sm³ for distanser som ligger helt opp mot 500-600 km, men at kjøredistansene må reduseres radikalt for at bil skal kunne konkurrere med skip for noe større gassvolum. Dersom omseilingsdistansen forbundet med en leveranse er betydelig vil imidlertid distribusjon med bil igjen bli mer aktuelt.

Arendals-regionen er et eksempel der biltransport fra Herøya vil kunne være interessant. Markedsgrunnlaget tilsier et potensial på maksimalt 4 millioner Sm³ per år (2015). Av figuren fremgår det at LNG biltransport vil være det rimeligste alternativ for naturgassbrukere i regionen. Med økt volum vil regionen være et potensielt landingssted for skipsbasert transport.

For gassvolum over 10 millioner Sm³ per år er det på generell basis grunnlag for å knytte en bruker/region opp mot en maritim distribusjonsskjede, ettersom det i de fleste tilfeller vil være lite hensiktsmessig å motta mer enn én LNG tankbil leveranse per dag (bil med semitrailer og kapasitet på 44 m³ LNG).

Generelt vil tariffen for re-distribusjon med tankbil inklusive kundelager (kapasitet 80 – 130 m³ LNG) ved mottaksstedet være i størrelsesorden 30 - 50 øre/Sm³, avhengig av transportdistanse og forbruk /6/. Kostnadsspenet er beregnet for distanser opp til om lag 500 km og med et årlig gassforbruk i størrelsesorden 2-5 millioner Sm³.

Generelt vil direkte LNG transport med bil være kostnadseffektivt for distribusjon til regioner med lav gassomsetning, eller hvor en har nærhet til et LNG produksjonsanlegg. I andre tilfeller gir skipsbaserte gasstransmisjonssystemer lavere kostnader, spesielt gjelder dette for større forbrukere som kan etablere egne mottaksterminaler uten å være avhengig av videre distribusjon.

LNG transport med bil er effektivt, men hvis det utvikler seg til et stort volum, dvs. mange tankbiler, må en forvente restriksjoner fra ansvarlige myndigheter. Begrensninger i tunnelpasseringer, fergetransport er eksempler på dette. Generelt er det ikke en ønsket utvikling å øke landtransport av farlig last. Med maritim transport vil en unngå en økt belastning på veinettet.

7.6 Distribusjon i lavtrykks rørledningsnett

Kostnadstall for distribusjon i rørledningsnett tar utgangspunkt i plastrør, både som 4 bars og 10 bars system. Leggingen kombineres gjerne med annen ledningsbundet infrastruktur som skal graves ned i bakken. Kostnader for rør til kunder i ikke-urbane strøk ligger på omlag 1000-1500 NOK/m, mot om lag 3000 NOK/m i urbane strøk /6/.

Resulterende enhetskostnad for distribusjon i rørledningsnett avhenger følgelig av lengde, lokalitet og årlig transportvolum. Typisk kostnadsspenn for områder der det er naturlig å legge rørledningsnett vil være i størrelsesorden 30 – 50 øre/Sm³ /6/. I våre analyser er det benyttet 50 øre/Sm³. For større kunder i umiddelbar nærhet til ilandføringssted av høytrykks gassrørledning er det tatt utgangspunkt i et påslag på 15 øre/Sm³. Dette fordi også disse brukerne trenger egen gassrørfremføring.

8. Realisering av konverteringsmarkedet

8.1 Forutsetninger

Det realiserbare konverteringsmarkedet tar i hovedsak utgangspunkt i potensielle industribrukere, forbrukere innen land- og sjøtransport samt kraft-varme prosjekter der man kan få til effektiv distribusjon. Fødegass til gasskraftverk og petrokjemi virksomhet er ikke inkludert i markedsunderlaget beskrevet i kapittel 5.2, og er heller ikke tatt med her. Markedsgrunnlaget innen allmenn forsyning er bare inkludert i et 20-års perspektiv.

I kapittel 5.3.1 er konverteringsmarkedet for naturgass i Norge oppsummert. Store deler av dette markedet kan realiseres ved hjelp av effektive skipsbaserte distribusjonsløsninger. Større forbrukere langs kysten danner utgangspunkt for direkte leveranser med skip, og eventuell videre distribusjon til mindre forbrukere eller forbrukere innenlands ved bruk av tankbil eller rørdistribusjonsnettverk.

Landingsstedene for maritim gassdistribusjon er vurdert i forhold til markedet beskrevet i kapittel 5.3.1. Forsyningsløsningene dekker mottakssteder lokalisert i Narvik, Bodø, Mosjøen og Sandnessjøen i Nord Norge, Fosen og Trondheim i Midt-Norge, Kristiansund, Sunndalsøra, Ålesund, Ulstein, Florø, Årdal, Høyanger og Husnes på Vestlandet. På Sør- og Østlandet er

Egersund, Lista/Farsund, Kristiansand, Grenland, Hurum, Oslo og Østfold definert som potensielle landingssteder. I Østfold er det tatt utgangspunkt i Fredrikstad som mottakssted. Bergens- og Rogalands-regionene kan i utgangspunktet dekket med eksisterende infrastruktur; rør og biltransport, og er derfor utelatt fra markedet.

Metodikken for vurdering av det realiserbare konverteringsmarkedet kan oppsummeres med følgende punkter:

1. Industribrukere inkludert i markedsgrunnlaget er enten inkludert med fullt volum dersom naturgass kan konkurrere med alternative fossile energibærere. Hvis ikke er de utelatt fra det realiserbare konverteringsmarkedet.
2. En forutsetter at større industribrukere som vil dra fordel av konvertering til naturgass etablerer mottaksanlegg, primært for eget avtak, og at de på den måten bidrar til å realisere konverteringsmarkedet.
3. Innenriks skip/ferger er behandlet på samme måte som industribrukere, men det er foretatt en vurdering med utgangspunkt i naturlig utskifting av kapasitet og fornyelse av fergeflåten.
4. Utenriks ferger/skip er tatt med i liten grad, med unntak av noen samband fra Kristiansand og Sandefjord.
5. I det realiserbare konverteringsmarkedet er det tatt utgangspunkt i at kun en mindre del av allmenn forsyning kan realiseres, og at denne kommer sist i framtidsbildet (2025).
6. Ut i fra overnevnte punkter er det tatt utgangspunkt i naturlige landingspunkt for skipsbasert distribusjon, og rekkevidde med biltransport og lokalt rørnett er tatt med i vurderingen av det realiserbare konverteringsmarkedet,

Vi har også definert det vi kaller oppstartsvolum. Dette volumet er basert på samme forutsetninger som det realiserbare konverteringsmarkedet, slik beskrevet over. Forskjellen ligger i at oppstartsvolumet er det markedet som det er antatt kan konverteres allerede i dag. Dette markedet har derfor betydelig lavere volum enn 2015 grunnet lavere konvertering innen industri, og pga lavere forsyning til ferger og skip.

8.2 Realisering av konverteringsmarkedet i et 10 og 20 års perspektiv

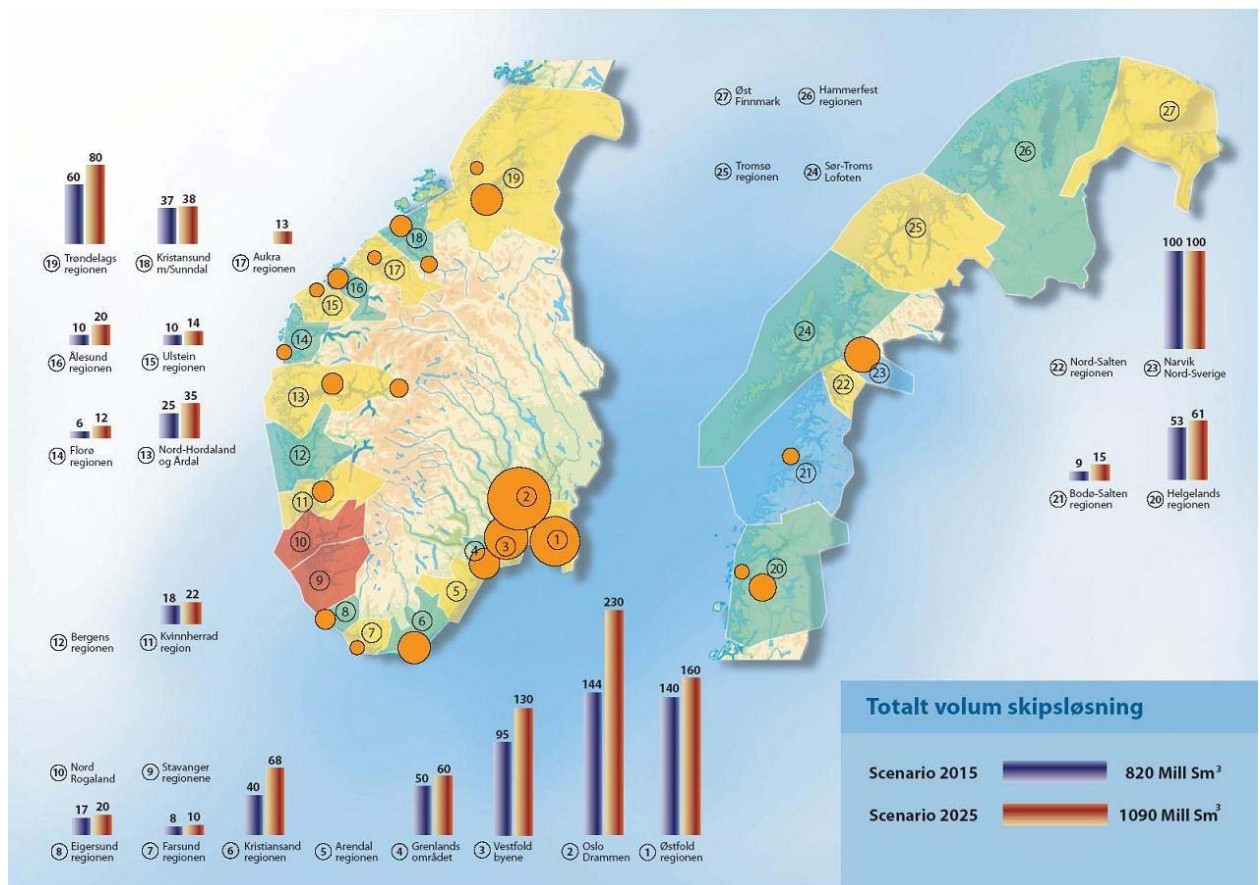
Det realiserbare konverteringsmarkedet består av brukere som har et realistisk potensial for kostnadseffektiv gassdistribusjon slik at det kan sannsynlig at naturgass vil ha en sterk konkurranseposisjon i forhold til oljeprodukter eller andre fossile energibærere. Karakteristisk for det realiserbare konverteringsmarkedet er at det finnes større forbrukere ved de aktuelle landingsstedene. I områder med lave markedsvolum og/eller mange desentraliserte brukere vil det f. eks kunne være vanskelig å etablere effektiv skipsbasert distribusjon.

Mulige landingssteder og realiserbart konverteringsmarked med skipsbaserte løsninger er sammenfattet i Tabell 8-1. Her er også et oppstartsvolum skissert. Landingsstedene er videre delt

inn i det vi har kalt en Nordlig, Vestlig og Østlig rute. Figur 8-1 viser grafisk hvordan volumet er fordelt på regionene.

Tabell 8-1: Realiserbart konverteringsmarked for naturgass i et 10 og et 20 års perspektiv

Region	Mulig landingssted	Gassvolum		
		Oppstart [Mill Sm ³]	2015 [Mill Sm ³]	2025 [Mill Sm ³]
Øst Finmark				
Hammerfest regionen				
Tromsø regionen				
Sør-Troms/Lofoten				
Narvik / Nord Sverige	Narvik	25	100	100
Nord Salten regionen				
Bodø-Salten regionen	Bodø	6	9	15
Helgelandsregionen				
	Mosjøen	40	42	47
	Sandnessjøen		11	14
Sum Nordlig rute		71	162	176
Trøndelagsregionen				
	Trondheim	27	50	70
	Ørland	10	10	10
Kristiansund m/ Sunndal				
	Kristiansund	14	22	23
	Sunndal	19	15	15
Aukra regionen				13
Ålesund regionen	Ålesund		10	20
Ulstein regionen (Sør sunnmøre)	Ulstein		10	14
Florø regionen	Florø	6	6	12
Nord Hordaland og Årdal	Årdal		10	15
	Høyanger		15	20
Bergensregionen				
Kvinnherrad regionen	Husnes	12	18	22
Nord Rogaland				
Stavanger regionene				
Sum Vestlig rute		88	166	234
Eigersund regionen	Eigersund	15	17	20
Farsund regionen	Lista	8	8	10
Kristiansand-regionen	Kristiansand	24	40	68
Arendal regionen				
Grenlandsområdet	Herøya	20	50	60
Vestfold byene	Hurum	70	95	130
Oslo/Drammen				
	Oslo	44	144	230
Østfold regionen	Fredrikstad	90	140	160
Sum Østlig rute		271	494	678
Total		430	822	1088



Figur 8-1: Realiserbart konverteringspotensiale, 2015 og 2025

Hovedformålet med logistikkanalysene utført i denne studien er å vise resulterende kostnad ved ulike forsyningsløsninger for naturgass langs norskekysten, gitt ulike forutsetninger om markeds- og prisutvikling for naturgass. Logistikkanalysene tar utgangspunkt i det realiserbare konverteringsmarkedet slik det er beskrevet i Tabell 8-1, og viser kostnader for ulike forsyningsløsninger som dekker dette markedet.

Bergens- og Rogalands-regionene kan i utgangspunktet dekket med eksisterende infrastruktur; rør og biltransport, og er derfor ikke beskrevet i det realiserbare konverteringsmarkedet. I disse regionene er derfor ikke landingssteder for maritim transport inkludert. Det bemerkes også at de beskrevne løsninger viser resulterende tariff for utviklede forsyningsløsninger, og at enhetskostnadene normalt vil være høyere ved lavere oppstartsvolum.

Framtidsbildene dokumentert i denne studie viser en samlet infrastruktur for framtidig naturgassforsyning i Norge, brutt ned på ulike geografiske områder langs kysten for å illustrere hvordan etterspørselen kan dekket på de enkelte stedene.

8.3 Logistikkanalyser

Skipsbaserte LNG transportløsninger er evaluert ved bruk av optimerings- og analyseverktøy utviklet ved MARINTEK /6/. I analysene er det tatt utgangspunkt i kostnadstall for infrastruktur slik dette er beskrevet i kapittel 7. Analyseverktøyet benytter kostnadsdatabaser for LNG skip og mottaksanlegg, og dimensjonerer kostnadsoptimale distribusjonssystemer etter brukerkriterer som sikkerhetslager/buffer for mottaksanlegg, minimum antall skip i operasjon, samt faktorer som laste/lossehastighet og årlig antall driftsdager for skip. Parametrene er gjengitt i kapittel 4. CNG løsningen er analysert med basis i konkrete prosjektplaner fra en mulig tilbyder /24/. Kostnader for transportløsningene er gjengitt i tabeller som oppsummerer nødvendige investeringer samt skipnings- og terminalkostnader. Det er forutsatt at skipningskostnaden fordeles jevnt over transportert gassvolum, dvs. at en opererer med en fast skipningstariff (enhetskostnad per Sm^3) som er lik for hvert mottakssted. I praksis trenger det ikke å være slik.

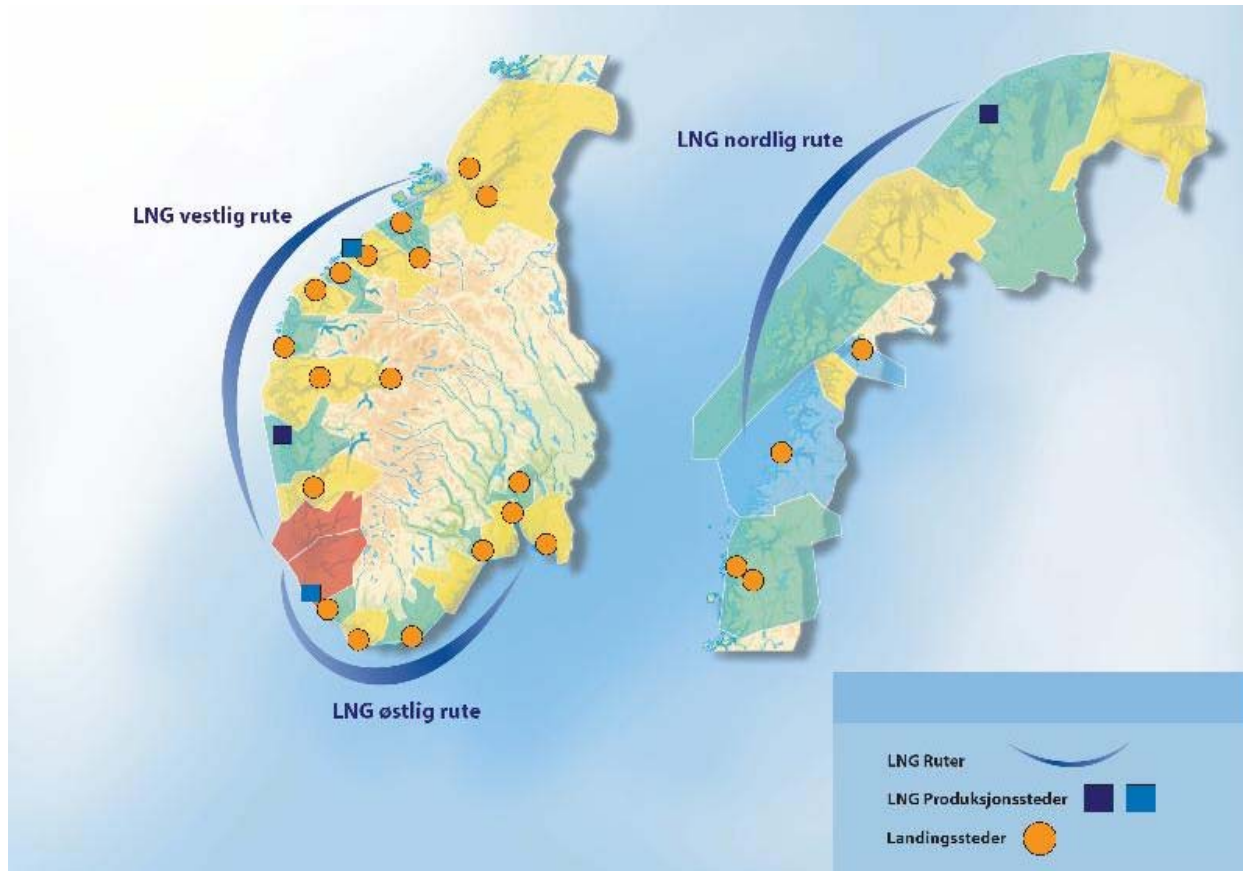
8.4 LNG distribusjon

Det realiserbare konverteringsmarkedet i Norge kan dekkes med flere LNG distribusjonskjeder. En Nordlig rute kan distribuere effektivt til hele Nord Norge inkludert Helgelandsregionen. Alternativt kan regionen opp til Narvik nås gjennom en LNG kjede fra et lokal LNG produksjonssted på Nordvestlandet (Aukra / Nyhamna). Analyseresultater for dette alternativet er også vist.

En Vestlig rute kan i utgangspunktet dekke området fra Trøndelag i nord til Rogalandskysten i sør. Her kan LNG produseres lokalt, f. eks i Risavika (Stavanger), Kollsnes eller på Nyhamna (Aukra). En Østlig rute vil kunne bidra til å realisere konverteringsmarkedet fra Stavanger i sør og dekke hele kysten ned mot Østlandet til og med Østfold. De skisserte seilingsrutene er skissert i Figur 8-2.

Det er vist logistikkanalyser for realiserbart volum i 2015 og for oppstartsvolumet, slik at en får innblikk i kostnadene ved utviklede kjeder samt kostnadene under oppbygging av disse kjedene.

Sesongvariasjon er ikke analysert spesielt, men er håndtert ved at en dimensjonerer transportsystemene for mer kapasitet enn gjennomsnittlig behov for rutene. Det er tatt utgangspunkt i at om lag 75 % av kapasiteten kan utnyttes. Den ekstra kapasiteten i transportsystemene vil i tillegg gi ekstra backup-kapasitet for det totale skipssystemet.



Figur 8-2: Nordlig, Vestlig og Østlig LNG skipsrute

8.4.1 Nordlig rute

Utgangspunktet for Nordlig rute er gitt i kapittel 8.2, som beskriver det realiserbare konverteringsmarkedet. Vi tar utgangspunkt i konverteringspotensialet for 2015, og viser også hvordan et oppstartsvolum kan realiseres og til hvilken kostnad. Totale kostnader oppsummeres i en kostnadstariff (transport- og lagerkostnader ekskl. gasskostnader). Det er tatt utgangspunkt i 2015 fordi det er liten volumvekst fra 2015 til 2025 sammenlignet med perioden frem til 2015. I 2025 kan distribusjonssystemene opereres ennå mer kostnadseffektivt, men differansen fra 2015 vil være marginal.

Den dokumenterte transportløsning er basert på en skipsflåte bestående av 2 x 3 000 m³ LNG skip. Det forutsettes at skipene kan hente LNG fra Snøhvit. Narvik / Nord Sverige er sentrale marked for den Nordlige ruten, og volumet til dette landingsstedet bærer i stor grad transportsystemet.

Denne ruten kan forøvrig også dekkes fra et produksjonssted på Nordvestlandet. Om Narvik skulle falle ut, kan de resterende mottaksstedene i regionen opp Helgelandskysten til Bodø samt mottakssteder i Trøndelag allikevel dekkes på en kostnadseffektiv måte fra et LNG produksjonssted på Vestlandet.

Tabell 8-2 under oppsummerer 2015 med sentrale logistikk parametere som:

- Årlig gassvolum
- Leveringsfrekvens
- Nødvendig tankstørrelse ved de ulike mottaksstedene
- Tilhørende investeringer i mottaksanlegg
- Investeringer i skip
- Distribusjonskostnader per Sm³ naturgass levert ved de ulike mottaksstedene

Nordlig rute 2015 (2 x 3 000 m3 LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Narvik	100	4,1	3000	68		10,32	39,47	49,79
Bodø	9	4,1	350	14	310	24,25	39,47	63,72
Mosjøen	42	4,1	1500	37		13,53	39,47	53,00
Sandnessjøen	11	4,1	350	14		19,84	39,47	59,31
Sum	162			134	310	12,57	39,47	52,04

Kapasitetsutnyttelse: 77%, 162 / 210 Mill. Sm³

Tabell 8-2: Kostnader for LNG transport for ”Nordlig rute 2015” fra Melkøya

Tabell 8-3 viser kostnadene for oppstartsvolum på den Nordlige ruten. Tabellen viser en kostnadsøkning på om lag 30 % i forhold til 2015, som i første rekke skyldes en økning i terminalkostnaden grunnet lavere leveringsfrekvens.

Nordlig rute Oppstart (1 x 3 000 m3 LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Narvik	25	8,3	1500	37		22,73	43,72	66,45
Bodø	6	8,3	350	14	155	36,37	43,72	80,09
Mosjøen	40	8,3	2500	59		22,34	43,72	66,06
Sum	71			110	155	23,66	43,72	67,38

Kapasitetsutnyttelse: 64%, 71 / 110 Mill. Sm³

Tabell 8-3: Kostnader for LNG transport ”Nordlig rute - oppstartsvolum” fra Melkøya

I tabellene er skipningskostnaden jevnt fordelt over transportert gassvolum, og gir en lik transporttariff for alle mottakssteder. I tillegg refereres en vektet terminalkostnad (nederst i kolonnen terminalkostnad), og en gjennomsnittlig total kostnad (nederst i kolonnen total kostnad). Denne tjener som referanse ved sammenligning av kostnader for alternative distribusjonsløsninger.

Alternativt kan mottaksstedene på den nordlige ruten nås fra Nyhamna på Nordvestlandet. Dette kan gjøres til tilnærmet samme kostnad. Tilgjengelig produksjonskapasitet, LNG kostnad etc. vil

kunne påvirke valg av forsyningssted. Oppbygging av lokal produksjon av LNG på Vestlandet/ Nordvestlandet kan være en hensiktsmessig og fleksibel løsning ettersom det også kan betjene markedet på den nordlige ruten.

Tabell 8-4 under oppsummerer denne opsjon for 2015:

Nordlig rute 2015 (Nyhamna, 2 x 3 000 m³ LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Narvik	100	3,5	2500	59		8,93	39,10	48,03
Bodø	9	3,5	350	14	310	21,95	39,10	61,05
Mosjøen	42	3,5	1000	27		9,87	39,10	48,97
Sandnessjøen	11	3,5	350	14		19,84	39,10	58,94
Sum	162			115	310	10,64	39,10	49,74

Kapasitetsutnyttelse: 70%, 162 / 230 Mill. Sm³

Tabell 8-4: Kostnader for LNG transport "Nordlig rute 2015", forsyning fra Nordvestlandet

8.4.2 Vestlig rute / Midt-Norge

Utgangspunktet for Vestlig rute er gitt i kapittel 8.2, som beskriver det realiserbare konverteringsmarkedet. Vi tar utgangspunkt i konverteringspotensialet for 2015, og viser også hvordan et oppstartsvolum kan realiseres og til hvilken kostnad. Beregnet kostnadstariff inkluderer skipsbasert transport- og lagerkostnader ekskl. gasskjøp. Det er tatt utgangspunkt i 2015 fordi det er liten volumvekst fra 2015 til 2025 sammenlignet med perioden frem til 2015. I 2025 kan distribusjonssystemene opereres ennå mer kostnadseffektivt, men differansen fra 2015 vil være marginal.

En utviklet vestlig rute vil kreve utvidet produksjonskapasitet i forhold til dagens produksjon i regionen (totalt om lag 80 000 tonn). Ny kapasitet vil derfor være nødvendig for å realisere en fullt utviklet Vestlig rute slik som beskrevet her. Ny kapasitet på naturlige og påtenkte produksjonssteder som f. eks Nyhamna er derfor lagt til grunn i analysene.

Løsningen kan baseres på en skipsflåte bestående av 2 x 3 000 m³ LNG skip og henting av LNG på Nyhamna, slik vist her, alternativt Kollsnes eller Risavika (Stavanger).

Tabell 8-5 under oppsummerer dette system og angir:

- Årlig gassvolum
- Leveringsfrekvens
- Nødvendig tankstørrelse ved de ulike mottaksstedene
- Tilhørende investeringer i mottaksanlegg
- Investeringer i skip
- Distribusjonskostnader per Sm³ naturgass levert ved de ulike mottaksstedene

Vestlig rute 2015 (2 x 3 000 m3 LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Fosen	10	2,7	350	14		21,82	40,83	62,65
Trondheim	50	2,7	1500	37		11,36	40,83	52,19
Kristiansund	22	2,7	700	23		16,03	40,83	56,86
Sunndalsøra	15	2,7	500	19		18,59	40,83	59,42
Ålesund	10	2,7	350	14	310	21,82	40,83	62,65
Ulstein	10	2,7	350	14		21,82	40,83	62,65
Florø	6	2,7	350	14		36,37	40,83	77,20
Årdal	10	2,7	350	14		21,82	40,83	62,65
Høyanger	15	2,7	500	19		18,59	40,83	59,42
Husnes	18	2,7	500	19		15,49	40,83	56,32
Sum	166			188	310	17,16	40,83	57,99

Kapasitetsutnyttelse: 71%, 166 / 234 Mill. Sm³

Tabell 8-5: Kostnader for LNG transport for ”Vestlig rute”, forsyning fra Nyhamna

Også i Tabell 8-5 er skipningskostnaden jevnt fordelt over det transporterte gassvolumet, med en lik transporttariff for alle mottakssteder. I tillegg angis en vektet terminalkostnad (nederst i kolonnen terminalkostnad), og en vektet total kostnad (nederst i kolonnen total kostnad).

Tabell 8-6 viser kostnadene for oppstartsvolum på den Nordlige ruten. Tabellen viser en kostnadsøkning på om lag 6 % i forhold til 2015, som her skyldes en økning i terminalkostnaden grunnet lavere leveringsfrekvens.

Vestlig rute oppstart (1 x 3 000 m3 LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Fosen	10	5,5	350	14		27,89	36,69	64,58
Trondheim	27	5,5	1500	37		21,04	36,69	57,73
Kristiansund	14	5,5	700	23	155	25,19	36,69	61,88
Sunndalsøra	19	5,5	500	19		21,82	36,69	58,51
Florø	6	5,5	350	14		36,37	36,69	73,06
Husnes	12	5,5	500	19		29,38	36,69	66,07
Sum	88			126	155	24,83	36,69	61,52

Kapasitetsutnyttelse: 73%, 88 / 120 Mill. Sm³

Tabell 8-6: Kostnader for LNG transport ”Vestlig rute - oppstartsvolum” fra Nyhamna

8.4.3 Østlig rute

Utgangspunktet for Østlig rute er gitt i kapittel 8.2, som beskriver det realiserbare konverteringsmarkedet. Vi tar utgangspunkt i konverteringspotensialet for 2015, og viser også hvordan et oppstartsvolum kan realiseres og til hvilken kostnad. Beregnet kostnadstariff inkluderer skipsbasert transport- og lagerkostnader ekskl. gasskjøp. Det er tatt utgangspunkt i 2015 fordi det er liten volumvekst fra 2015 til 2025 sammenlignet med perioden frem til 2015. I 2025 kan distribusjonssystemene opereres ennå mer kostnadseffektivt, men differansen fra 2015 vil være marginal.

En utviklet Østlig rute vil kreve utvidet produksjonskapasitet i forhold til dagens produksjon i regionen (totalt om lag 80 000 tonn). Ny kapasitet vil derfor være nødvendig for å realisere en fullt utviklet Østlig rute slik som beskrevet her. Ny kapasitet på naturlige og påtenkte produksjonssteder som f. eks Risavika er derfor lagt til grunn i analysene.

Løsningen kan baseres på en skipsflåte bestående av 3 x 3 000 m³ LNG skip og henting av LNG i Risavika (Stavanger). Tabell 8-7 under oppsummerer resultatene fra analysen og angir:

- Årlig gassvolum
- Leveringsfrekvens
- Nødvendig tankstørrelse ved de ulike mottaksstedene
- Tilhørende investeringer i mottaksanlegg
- Investeringer i skip
- Distribusjonskostnader per Sm³ naturgass levert ved de ulike mottaksstedene

Østlig rute 2015 (4 x 3 000 m³ LNG skip)

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Egersund	17	1,4	500	19		16,41	24,09	28,45
Lista	8	1,4	350	14		27,28	24,09	28,04
Kristiansand	40	1,4	500	19		6,97	24,09	40,50
Grenland	50	1,4	500	19	620	5,58	24,09	51,37
Hurum	95	1,4	1000	27		4,36	24,09	31,06
Oslo	144	1,4	1500	37		3,95	24,09	29,67
Østfold	140	1,4	1500	37		4,06	24,09	28,15
Sum	494			172	620	5,27	24,09	29,36

Kapasitetsutnyttelse: 72%, 494 / 686 Mill. Sm³

Tabell 8-7: Kostnader for LNG transport for "Østlig rute"

I tabellen er skipningskostnaden jevnt fordelt over transportert gassvolum, med en lik transporttariff for alle mottakssteder. Om Østfold skulle falle ut av denne kjeden (f. eks om den isteden dekkes av et CNG alternativ), kan kjeden allikevel kostnadseffektivt betjenes av en skipsflåte med mindre kapasitet.

Tabell 8-7 viser kostnadene for oppstartsvolum på den Østlige ruten, basert på 2 x 3 000 m³ LNG skip. Tabellen viser en kostnadsøkning på om lag 10 % i forhold til 2015, som her skyldes en økning i terminalkostnaden grunnet lavere leveringsfrekvens.

Østlig rute Oppstart (2 x 3 000 m³ LNG skip)

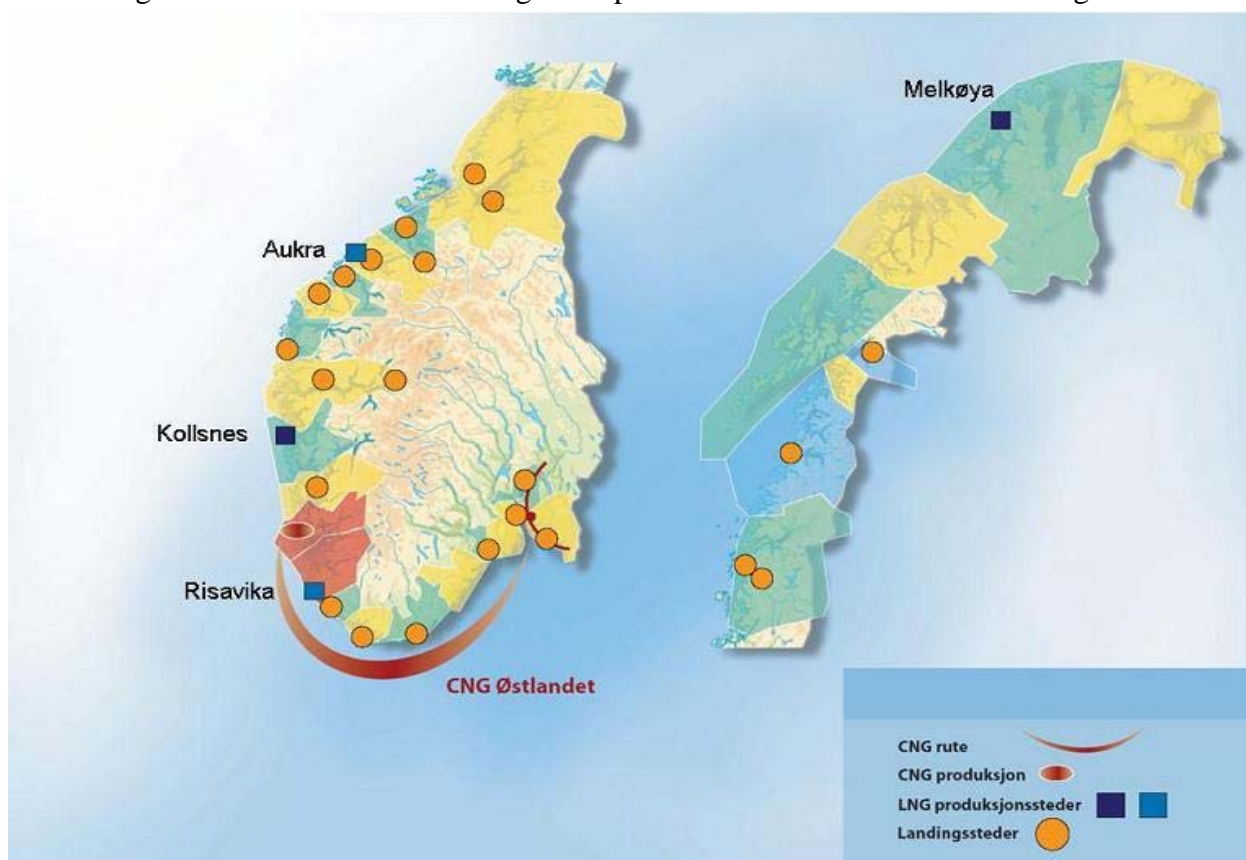
Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Egersund	15	2,6	500	19		18,59	20,97	39,56
Lista	8	2,6	350	14		24,69	20,97	45,66
Kristiansand	24	2,6	700	23		14,69	20,97	35,66
Herøya	20	2,6	500	19	310	13,95	20,97	34,92
Hurum	70	2,6	2000	47		10,22	20,97	31,19
Oslo	44	2,6	1500	37		12,91	20,97	33,88
Østfold	90	2,6	2500	59		9,93	20,97	30,90
Sum	271			218	310	12,12	20,97	33,09

Kapasitetsutnyttelse: 77%, 162 / 352 Mill. Sm³

Tabell 8-8: Kostnader for LNG transport for ”Østlig rute”

8.5 CNG distribusjon til Østlandet

Utgangspunktet for maritim CNG transport er gitt i kapittel 7.3, mens markedsgrunnlaget for ruten Haugaland - Østfold/Østlandet er gitt i kapittel 8.2. CNG ruten er skissert i Figur 8-3.



Figur 8-3: CNG skipsrute fra Gismarvik, Haugaland til Østfold

Vi ser her på kostnadene for et CNG transmisjonssystem basert på 1 og 2 skip, hver med netto lastekapasitet på 1,7 mill Sm³, og hvordan disse skipene kan betjene konverteringsmarkedet i Østfold og Oslo frem mot 2025.

Tabell 8-9 viser transport- og lagerkostnader ekskl. gasskostnad for årlige leveransevolum mellom 130 og 390 millioner Sm³. Oppstartsvolum for CNG systemet er vurdert til 130 mill. Sm³, (jfr. Tabell 8-1), og er angitt som Alt. 1 i Tabell 8-9. Et årlig volum opptil 240 millioner Sm³, omtrent tilsvarende markedspotensialet for år 2015, kan håndteres av en løsning bestående av et CNG skip. I tillegg er kostnader for et system bestående av to skip og et markedsvolum på 390 millioner Sm³ vist. Dette volumet tilsvarer det realiserbare volumet for 2025 (slik beskrevet i kapittel 8.2).

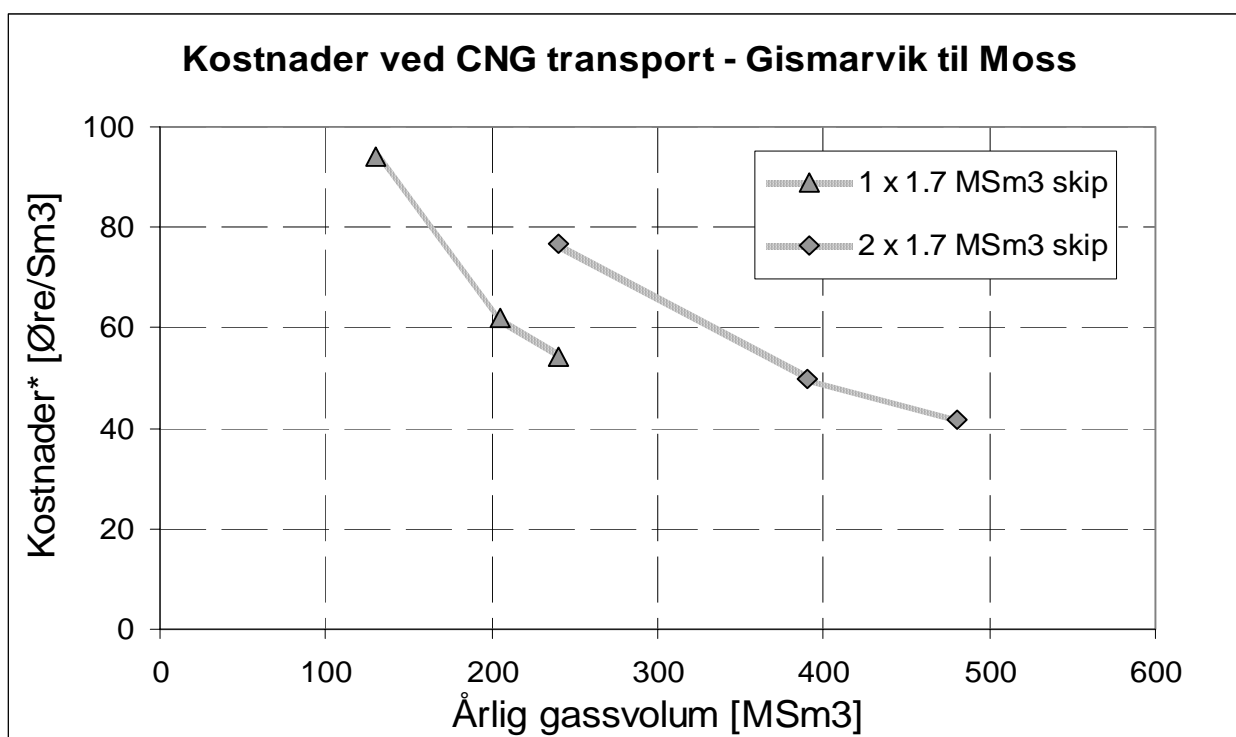
CNG transport: Haugaland - Moss (1 x 1.7 MSm3 CNG skip)

	Årlig volum	Leverings- frekvens	Rør-lager	Rørlager investering	Skips- investering	Rørlager kostnad	Skipnings- kostnad	Kompressor- kostnad	Sum kostnad transport og terminal
	[MSm3]	[Dager]	[MSm3]	[MNOK]	[MNOK]	[Øre / Sm3]	[Øre / Sm ³]	[Øre / Sm ³]	[Øre / Sm ³]
Alt. 1	130	4,8	3,0	375	310	29,38	47,59	17,22	94,19
Alt. 2	205	3,0	3,0	"	"	18,63	32,19	11,36	62,18
Alt. 3	240	2,6	3,0	"	"	15,91	28,51	9,88	54,30

CNG transport: Haugaland - Moss (2 x 1.7 MSm3 CNG skip)

	Årlig volum	Leverings- frekvens	Rør-lager	Rørlager investering	Skips- investering	Rørlager kostnad	Skipnings- kostnad	Kompressor- kostnad	Sum kostnad transport og terminal
	[MSm3]	[Dager]	[MSm3]	[MNOK]	[MNOK]	[Øre / Sm3]	[Øre / Sm ³]	[Øre / Sm ³]	[Øre / Sm ³]
Alt. 4	390	1,6	3,0	375	620	9,79	33,33	6,54	49,66

Tabell 8-9: Kostnader for CNG transport til Østlandet



Figur 8-4: Kostnader ved CNG transport, Gismarvik til Moss

Transporttariff (transport og lager for CNG kjeden) ligger i intervallet 50 – 95 øre/Sm³. En utviklet CNG kjede og et årlig gassvolum på 390 millioner Sm³ (2025) gir en kostnadstariff i størrelsesorden 50 øre/Sm³, mens det i en oppstartsfasen må regnes med kostnader opp mot 95 øre/Sm³. Ved maksimalt volum for kjeden, med 2 skip, kan kostnaden komme ned i 40 øre/Sm³, men dette volumet overstiger markedsgrunnlaget for Østfold/Oslo slik det er beskrevet i kapittel 8.2. Et realistisk kostnadsspenn for 2015 vil imidlertid være 60 – 95 øre/Sm³. Kostnadsnivået på 60 øre/Sm³ kan nås allerede ved 200 millioner Sm³, men på dette punktet må det investeres i økt kapasitet (2 skip), noe som også vil gi økte enhetskostnader.

Oppsummert kan en si at kostnadene for skipsbasert CNG transport er beregnet å være i spennet mellom 35 og 48 øre/Sm³. Tilsvarende kostnad for gasskompresjon ligger i intervallet 10-17 øre/Sm³, mens kostnaden for rørlager er beregnet å ligge i spennet mellom 16 og 30 øre/Sm³. Total kostnad for den skisserte løsningen er beregnet å bli liggende i spennet mellom 50 – 95 øre/Sm³, avhengig av kapasitetsutnyttelsen for skipene og rørlageret.

8.6 LNG import fra Zeebrügge

LNG import fra Europa er referert i kapittel 7.4. Dette alternativet forutsetter relativt høyt gassvolum for å forsvare de forholdsvis store investeringene i infrastruktur som følge av økt seilingsdistanse og at hele transportsystemet derfor må dimensjoneres noe opp i forhold til lokale skipsbaserte systemer. Det kan i den sammenheng nevnes at rundseilingsdistansen til Oslo/Østfold vil være om lag 1200 nm fra Zeebrügge og under 600 nm fra Risavika, Stavanger.

Det er viktig å merke seg at et transmisjonssystem med forsyning fra Zeebrügge vil være effektivt for leveranser til et mindre antall større forbrukere, f. eks til Østfold og Oslo/Drammen regionene, alternativt også til større brukere i Sør-Sverige. For distribusjon av mindre volum til brukere på Sørlandet og vestover vil kostnadene raskt øke grunnet vesentlig reduksjon av leverings-frekvens og dermed langt høyere kostnadstariffer for mottaksanlegg, samt økte skipningskostnader grunnet økt seilingsdistanse og mindre effektiv bruk av LNG skipet/skipene.

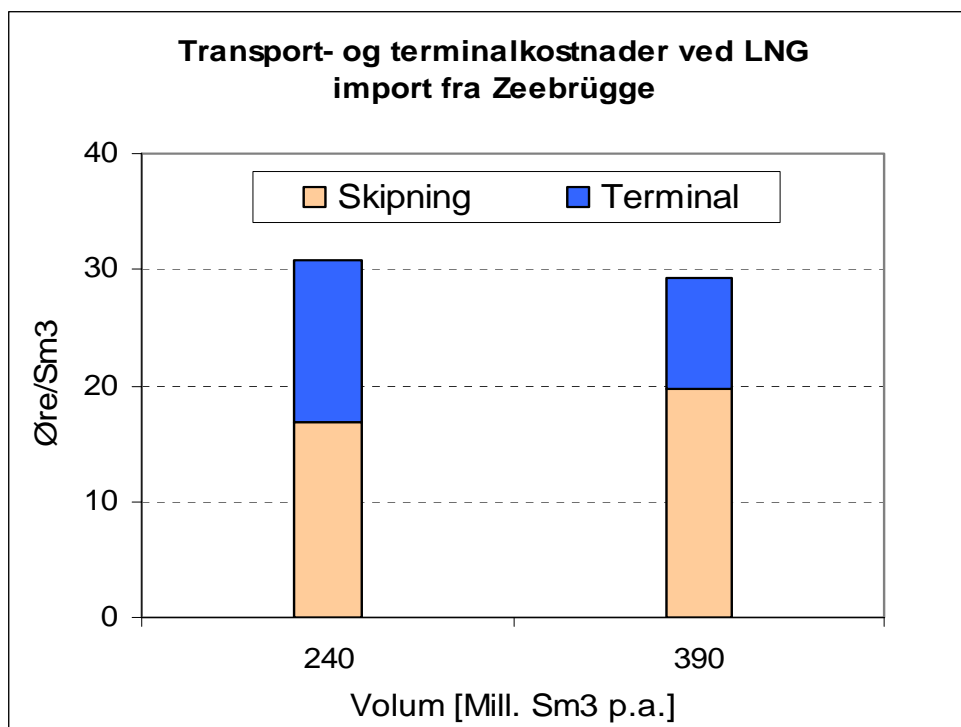
En oversikt over kostnader for transport til det samme markedet som også er vist for CNG løsningen er oppsummert i Tabell 8-10. Markedspotensialet er identisk som for CNG alternativet, med et lavt og et høyt alternativ. Høyt alternativ viser kostnader ved LNG import med volum tilsvarende tilgjengelig markedspotensiale i 2025. Lavt alternativ tilsvarer full kapasitetsutnyttelse for CNG skipet (markedsvolum på størrelse med 2015 scenariet)

6 000 m3 LNG-skip, Zeebrügge - Østlandet

Lokasjon	Årlig volum [MSm ³]	Leverings- frekvens [Dager]	Terminal- kapasitet [m ³ LNG]	Terminal- investering [MNOK]	Skips- investering [MNOK]	Terminal- kostnad [Øre / Sm ³]	Skipnings- kostnad [Øre / Sm ³]	Sum kostnad Transport og terminal [Øre / Sm ³]
Lavt alternativ 1 x 6 000								
Østfold	140	5,6	6000	124	181	10,43	16,81	27,24
Oslo/Drammen	100	5,6	4500	77		18,81	16,81	35,62
Sum	240			201	181	13,92	16,81	30,73
Høyt alternativ, 2 x 6 000								
Østfold	160	3,5	6000	124	362	6,35	19,80	26,15
Oslo/Drammen	230	3,5	4500	96		11,76	19,80	31,56
Sum	390			220	362	9,54	19,80	29,34

Tabell 8-10: Kostnader ved LNG import fra Zeebrügge

Tabellen viser at en ved lavt scenario vil ha kostnader på hhv. 27 og 36 øre/Sm³ for to de mottaksstedene, med en gjennomsnittlig kostnad på 31 øre/Sm³. For høyt scenario er gjennomsnittskostnaden beregnet å være omlag 29 øre/Sm³. Her er skipningskostnaden økt noe grunnet investering i ekstra skipskapasitet, mens lagertariffen er redusert i forhold til lavt scenario. Dette er også vist i Figur 8-5.



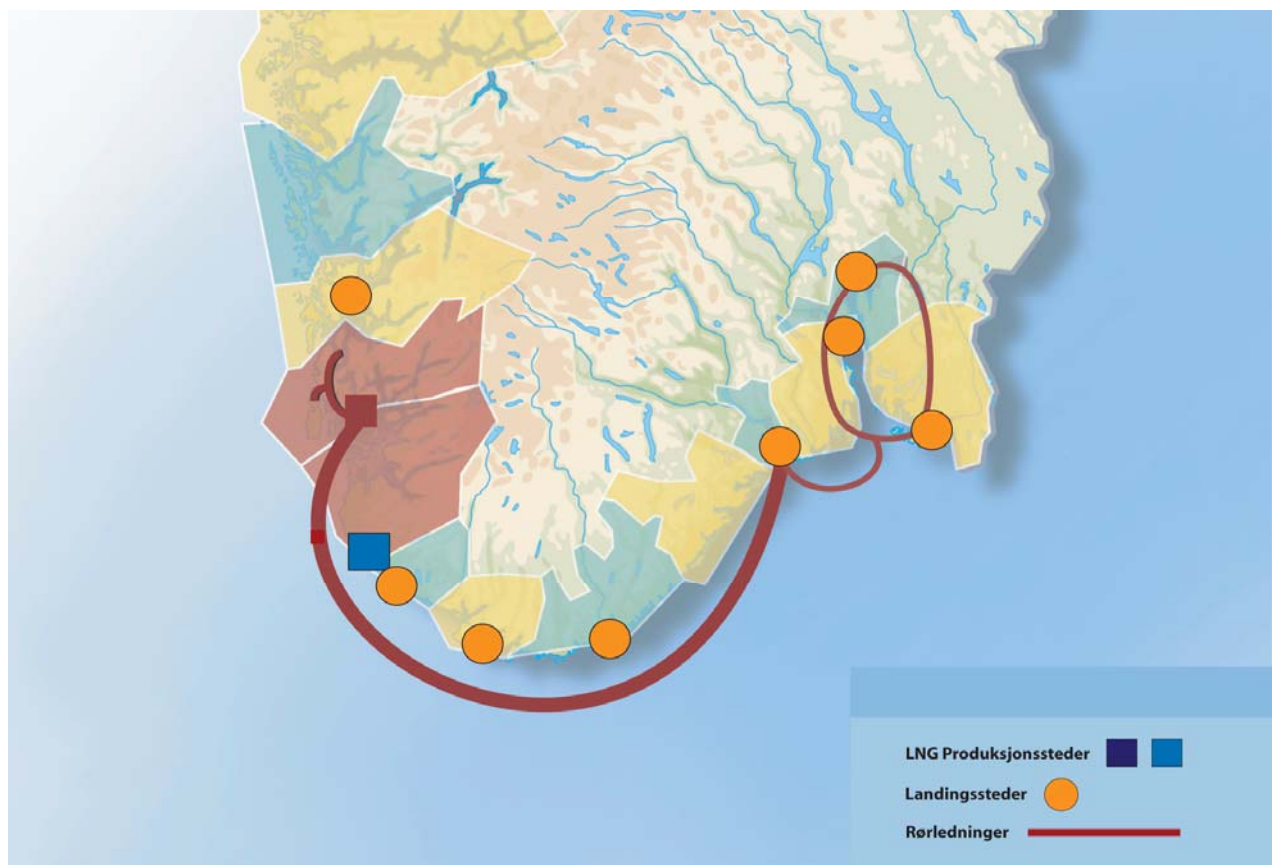
Figur 8-5: Enhetskostnad, LNG import fra Zeebrügge

Analysene av LNG- og CNG-transmisjonsløsninger i kapittel 8.4, 8.5 og 8.6 viser at total tariffen for skipning og mottaksanlegg følger en parabel lignende kurve med kapasitetsutnyttelsen for skipningssystemet. Den absolutte effekten av å øke volumet gjennom systemet blir derfor mer beskjedne når kapasitetsutnyttelsen er høy. Generelt er systemene effektive når kapasitetsutnyttelsen er i størrelsesorden 2/3.

8.7 Transmisjonsrør til Østlandet

Ulike løsninger for transmisjonsrør er beskrevet i kapittel 7.1. Røralternativene forutsetter relativt høye gassvolum for å forsvare de nødvendige investeringer. I sin analyse /22/ legger Aker Kværner til grunn at gass først transporteres i rør fra Kårstø til Grenland. Deretter kan gassen transporteres til Østfold via en rørtrasé tvers over fjorden fra Grenland til Øra ved Fredrikstad (i alt 102 km). Løsningen er anbefalt i stedet for en trasé som går på land nordøstover i Vestfold for deretter å krysse fjorden, fordi den anses å være rimeligere ettersom den i større grad innebærer legging av rør i sjø. Det vil da være mulig å koble et eventuelt grenrør til Vestfold, Drammen og Oslo til dette røret. Dette er skissert i Figur 8-6. Estimerte transport tariffer for de alternative rørløsningene er vist i

Tabell 7-2 /22/.



Figur 8-6: CNG transmisjonsrør fra Kårstø via Grenland til Østlandet

8.8 Interaksjon med transmisjonsrør

Markedene som er beskrevet i rapporten har ikke fokus på områder som allerede har etablert infrastruktur for naturgass. Dette gjelder spesielt Bergens-området og Rogaland. Det er også pekt på at det er liten grad av interaksjon mellom konverteringsmarkedet for naturgass og et marked for rør. Et gassrør til Grenland vil i utgangspunktet ikke påvirke det beskrevne markedet ettersom petrokjemi virksomhet og eventuelle gasskraftverk ikke er inkludert i markedsunderlaget.

Et gassrør til Skogn vil ha noen grad av interaksjon med markedet i Trøndelag. Det realiserbare volumet til Trøndelag for en skipsløsning er også relativt lavt i forhold til markedspotensialet.

En videreføring av et gassrørledning til Østlandet vil redusere grunnlaget for LNG østlig rute og ekskluderer en CNG løsningen. Det er også interaksjon mellom markedene for skipsbaserte gasstransmisjonssystemer for CNG og LNG til Østlandet. Imidlertid kan et LNG system levere til flere mottakssteder på Østlig rute, i kombinasjon med CNG til Østlandet.

9. Prissammenligninger

9.1 Total LNG pris

Når man sammenstiller kostnadene forbundet med LNG produksjon, transport og mottakslager samt lokal distribusjon og sammenligner med energiekvivalent kostnad for fyringsolje, kan naturgass være konkurransedyktig mot lett fyringsolje og i gitte tilfeller (store brukere) også mot tung fyringsolje. For store brukere av tungolje med avgiftsreduksjon er naturgass ikke konkurransedyktig. Dette er vist i Tabell 9-1.

Effekten av innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem, miljøavgift slik beskrevet i kapittel 6.5, er vist i Tabell 9-2. Dette viser at naturgass kan bære et rimelig avgiftsnivå og samtidig være konkurransedyktig mot lett fyringsolje selv om konkurranseposisjonen svekkes. Naturgass er i dette tilfelle mer konkurransedyktig mot tungolje etter innføring av miljøavgiften. I et mulig fremtidig avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

Kostnader forbundet med konvertering til naturgass for bruker er ikke tatt med i beregningen. For begrunnelse henvises det til Faktarute 3.7.

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83		
LNG produksjon	50 - 55		
LNG transport	20 - 40		
LNG mottak	10 - 20		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
		163 -198	163 - 198
Videredistribusjon (LNG tankbil, distribusjonsnett):		-	50
Delsum:		163 - 198	213 - 248
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		12 - 17	12 - 17
Gasspris totalt:		175 -215	225 - 265
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat)		øre/Sm ³	
Lett fyringsolje		300 - 355	
Tung fyringsolje		210 - 225	
Tung fyringsolje med avgiftsreduksjon		145 - 160	

Tabell 9-1: Energipriser og konkurranseposisjon for LNG transportløsninger, dagens avgiftssystem

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83		
LNG produksjon	50 - 55		
LNG transport	20 - 40		
LNG mottak	10 - 20		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
		163 - 198	163 - 198
Videredistribusjon (LNG tankbil, distribusjonsnett):		-	50
Delsum:		163 - 198	213 - 248
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		12 - 17	12 - 17
Miljøavgift		42	42
Gasspris totalt:		217 - 257	267 - 307
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat), miljøavgift		øre/Sm ³	
Lett fyringsolje		308 - 363	
Tung fyringsolje		257 - 272	

Tabell 9-2: Energipriser og konkurranseposisjon for LNG transportløsninger ved innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem (ref. Tabell 6-4 og Figur 6-3)

9.2 Total CNG pris

Ved vurdering av CNG transport systemet finner man at naturgass heller ikke kan konkurrere med tung fyringsolje med avgiftsreduksjon (dagens avgiftsregime). Dette er vist i Tabell 9-3. Tabellen viser at naturgass kan være konkurransedyktig både lett og tung fyringsolje (uten avgiftsfritak).

Effekten av innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem, miljøavgift slik beskrevet i kapittel 6.5, er vist i Tabell 9-4. Dette viser at naturgass kan bære et rimelig avgifts nivå og samtidig være konkurransedyktig mot lett fyringsolje selv om konkurranseposisjonen svekkes. Naturgass er i dette tilfelle mer konkurransedyktig mot tungolje etter innføring av miljøavgiften. I et mulig fremtidig avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

Kostnader forbundet med konvertering til naturgass for bruker er ikke tatt med i beregningen her. Hvorvidt et konverteringspåslag er relevant er individuelt for den enkelte bruker, noe som er beskrevet i Faktarute 3.7.

Det bemerkes at de refererte tariffene gjelder for utviklede kjeder med godt utnyttet transportkapasitet. CNG leveres ikke direkte til store brukere, det kreves egen gassrørfremføring

også for store brukere. I vår analyse er transporttariffen for et slik rør satt til 15 øre/Sm³. For generell videre distribusjon er påslaget som for LNG, 50 øre/Sm³.

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83		
CNG kompresjon	10 - 17		
CNG transport	35 - 48		
CNG rørlager (3 MSm ³)	16 - 30		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
Videredistribusjon (rør, distribusjonsnett):		144 - 178	144 - 178
		15	50
Delsum:		159 - 193	194 - 228
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		9 - 14	9 - 14
Gasspris totalt:		168 - 207	203 - 242
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat)			øre/Sm ³
Lett fyringsolje			300 - 355
Tung fyringsolje			210 - 225
Tung fyringsolje med avgiftsreduksjon			145 - 160

Tabell 9-3: Energipriser og konkurranseposisjon for CNG transportløsning, dagens avgiftssystem

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83		
CNG kompresjon	10 - 17		
CNG transport	35 - 48		
CNG rørlager (3 MSm ³)	16 - 30		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
Videredistribusjon (rør, distribusjonsnett):		144 - 178	144 - 178
		15	50
Delsum:		159 - 193	194 - 228
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		9 - 14	9 - 14
Miljøavgift		42	42
Gasspris totalt:		210 - 249	245 - 284
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat), miljøavgift			øre/Sm ³
Lett fyringsolje			308 - 363
Tung fyringsolje			257 - 272

Tabell 9-4: Energipriser og konkurranseposisjon for CNG transportløsning ved innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem (ref. Tabell 6-4 og Figur 6-3)

9.3 Total LNG pris ved import fra Zeebrügge

Ved en tilsvarende vurdering for LNG import alternativet til større forbrukere på Østlandet finner man at naturgass i noen tilfeller kan konkurrere med tung fyringsolje med avgiftsreduksjon (dagens avgiftsregime). Dette gjelder for leveranser til store brukere med egen mottaksterminal. Dette er vist i Tabell 9-5. Fra tabellen kommer det klart frem at naturgass kan konkurrere med både lett og tung fyringsolje.

Effekten av innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem, miljøavgift slik beskrevet i kapittel 6.5, er vist i Tabell 9-6. Dette viser at naturgass kan bære et rimelig avgifts nivå og samtidig være konkurransedyktig mot lett fyringsolje selv om konkurranseposisjonen svekkes. Naturgass er i dette tilfelle mer konkurransedyktig mot tungolje etter innføring av miljøavgiften. I et mulig fremtidig avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

Kostnader forbundet med konvertering til naturgass for bruker er ikke tatt med i beregningen her. Hvorvidt et konverteringspåslag er relevant er individuelt for den enkelte bruker, noe som er beskrevet i Faktarute 3.7.

Det bemerkes at de refererte tariffer gjelder for utviklede kjeder med godt utnyttet transportkapasitet.

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	88		
Påslag, uttak av LNG (25%)	22		
LNG transport	17 - 20		
LNG mottak	10 - 14		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
		137 - 148	137 - 148
Videredistribusjon (LNG tankbil, distribusjonsnett):		-	50
Delsum:		137 - 148	187 - 198
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		4 - 5	4 - 5
Gasspris totalt:		141 - 153	191 - 201
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat)		øre/Sm ³	
Lett fyringsolje		300 - 355	
Tung fyringsolje		210 - 225	
Tung fyringsolje med avgiftsreduksjon		145 - 160	

Tabell 9-5: Energipriser og konkurransebilde for LNG import fra Zeebrügge, dagens avgiftssystem

	øre/Sm ³		
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	88		
Påslag, uttak av LNG (25%)	22		
LNG transport	17 - 20		
LNG mottak	10 - 14		
Kostnad, direkte levert sluttbruker:		Store brukere	Andre brukere
		øre/Sm ³	øre/Sm ³
		137 - 148	137 - 148
Videredistribusjon (LNG tankbil, distribusjonsnett):		-	50
Delsum:		137 - 148	187 - 198
Påslag 15% avanse (produksjon, transport og mottak)		4 - 5	4 - 5
Miljøavgift		42	42
Gasspris totalt:		183 - 195	233 - 245
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat), miljøavgift		øre/Sm ³	
Lett fyringsolje		308 - 363	
Tung fyringsolje		257 - 272	

Tabell 9-6: Enerkipriser og konkurransebilde for LNG import fra Zeebrugge ved innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem (ref. Tabell 6-4 og Figur 6-3)

9.4 Total gasspris ved transmisjonsrør

Det foreligger ikke nye estimater for et sjøbasert røralternativ inn Oslofjorden, og det er her tatt utgangspunkt i tidligere investeringskalkyler fra Aker Kværner /22/. Transport-tariffene er gjengitt i

Tabell 7-2, med påslag for gasspris og videre distribusjon. Totaltariffer for naturgass levert til sentrale mottakssteder på Østlandet under ulike avgiftssystemer er oppsummert i tabellene under.

Rørtariffene er basert på legging av et tørrgassrør til Grenland, der volumet er anslått å være mellom 1110 – 1820 mill. Sm³. Volumet avhenger av eventuell videreføring samt avtak i Grenlandsområdet (se ”Kostnader ved gassrør Kårstø til Grenland”, kapittel 7.1). Våtgass til Grenland forutsetter som i dag levert med skip, alternativt igjennom et eget våtgassrør.

Kostnader forbundet med konvertering til naturgass for brukere er ikke tatt med i beregningen her. Hvorvidt et konverteringspåslag er relevant er individuelt for den enkelte bruker, noe som er beskrevet i Faktarute 3.7.

Rørgass leveres ikke direkte til alle store brukere (antar ett ilandføringssted), og det kreves egen gassrørfremføring også for store brukere. I vår analyse er transporttariffen for et slik rør satt til 15 øre/Sm³. Det påpekes at dette estimatet er usikkert og er benyttet for å gi en sammenligning i

forhold til alternativer som eks. CNG. For generell videre distribusjon er påslaget som for CNG og LNG, 50 øre/Sm³.

Ved vurdering av rørtransport løsningene under dagens avgiftsregime finner man at naturgass kan konkurrere mot lett fyringsolje og i enkelte tilfeller også tungolje. Dette gjelder spesielt direkte leveranser til større brukere. Naturgass i rør kan i de fleste tilfeller ikke konkurrere med tung fyringsolje med avgiftsfritak (dagens avgiftsregime).

Effekten av innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem, miljøavgift slik beskrevet i kapittel 6.5, er også vist. Dette viser at naturgass kan bære et rimelig avgiftsnivå og være konkurransedyktig mot lett fyringsolje selv om konkurranseposisjonen svekkes. Naturgass er i mange tilfeller også konkurransedyktig mot tung fyringsolje, spesielt gjelder dette direkte leveranser til større brukere. I et mulig fremtidig avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

	øre/Sm ³			
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83			
Rørtransport, Kårstø - Grenland	22 - 32			
	Østfold u/videreføring	Østfold m/videreføring	Vestfold u/videreføring	Vestfold/ Drammen/Oslo
Rørtariff, inkl grenrør (Ref Tabell 7-2)	62 - 70	42 - 61	77 - 127	72 - 115
Kostnad, direkte levert større brukere				
Videredistribusjon (distribusjonsnett):	15	15	15	15
Delsum:	160 - 168	140 - 159	175 - 225	170 - 213
Påslag 15% avanse (transport)	12 - 13	9 - 11	14 - 21	13 - 20
Gasspris totalt, levert større brukere	172 - 181	149 - 170	189 - 246	183 - 233
Kostnad, levert mindre brukere				
Videredistribusjon (distribusjonsnett): (beregning tilsvarende for større brukere)	50	50	50	50
Gasspris totalt, levert mindre brukere	212 - 221	189 - 210	229 - 286	223 - 273
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat)			øre/Sm ³	
Lett fyringsolje			300 - 355	
Tung fyringsolje			210 - 225	
Tung fyringsolje med avgiftsreduksjon			145 - 160	

Tabell 9-7: Energipriser og konkurransebilde for transmisjonsrør til Østlandet, dagens avgiftssystem

Tariffen for transport til Grenland er angitt som gasspris samt tariff for rørtransport, og er vist øverst i tabellen over. Kostnadsspennet avhenger av avtak i Grenlandsregionen og eventuell videreføring igjennom grenrør til Østfold og Vestfold (se Tabell 7-2).

Ved å summere tariffene for gasstransport til Grenland, tariffen for grenrør til aktuell region samt påslag for videredistribusjon og avanse, fremkommer spennet for total gasspris levert sluttbruker. Merk at det er benyttet ulik tariff for videredistribusjon for større og mindre brukere.

	øre/Sm ³			
Gasspris (Råoljepris: 30 USD/fat)	83			
Rørtransport, Kårstø - Grenland	22 - 32			
	Østfold u/videreføring	Østfold m/videreføring	Vestfold u/videreføring	Vestfold/ Drammen/Oslo
Rørtariff, inkl grenrør (Ref Tabell 7-2)	62 - 70	42 - 61	77 - 127	72 - 115
Kostnad, direkte levert større brukere				
Videredistribusjon (distribusjonsnett):	15	15	15	15
Delsum:	160 - 168	140 - 159	175 - 225	170 - 213
Påslag 15% avanse (transport)	12 - 13	9 - 11	14 - 21	13 - 20
Miljøavgift	42	42	42	42
Gasspris totalt, levert større brukere	214 - 223	191 - 212	231 - 288	225 - 275
Kostnad, levert mindre brukere				
Videredistribusjon (distribusjonsnett): (beregning tilsvarende for større brukere)	50	50	50	50
Miljøavgift	42	42	42	42
Gasspris totalt, levert mindre brukere	254 - 263	231 - 252	271 - 328	265 - 315
Pris fossile oljeprodukt (30 USD/fat)			øre/Sm ³	
Lett fyringsolje			308 - 363	
Tung fyringsolje			257 - 272	

Tabell 9-8: Enerkipriser og konkurransebilde for transmisjonsrør til Østlandet ved innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem (ref. Tabell 6-4 og Figur 6-3)

9.5 Offentlige rammebetingelser

9.5.1 Investeringsstøtte

Analysene foran viser at det kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt å drive en nordlig, vestlig og østlig forsyningskjede for LNG med eksisterende avgiftsregime for oljeprodukter når forsyningskjedene er utviklet. Markedspotensialet synes å være tilstrekkelig til å kunne forsvare investeringer i skip og mottaksanlegg på utvalgte steder langs kysten.

Aktører som vurderer å bygge opp forsyningskjeder for naturgass står imidlertid overfor en rekke utfordringer. Oppbygging av en kjede tar tid, potensielle kunder må bearbeides og de må normalt også gjennomføre visse investeringer for å kunne ta i mot og bruke naturgass. Samtidig må det foretas betydelige initielle investeringer i skip, mottaksanlegg og eventuelt også produksjonsanlegg for LNG for å kunne starte leveransene. Det kan derfor gå mange år med ledig kapasitet i forsyningsystemet og dårlig lønnsomhet for leverandørene før man eventuelt klarer å bygge opp leveransene til et tilstrekkelig volum for å oppnå lønnsomhet. Selv om skip og deler av mottaksanleggene kan ha alternative anvendelser (reducerer investeringsrisikoen noe), kan oppstartskostnadene sammen med det langsiktige perspektivet på markedsoppbyggingen og lønnsomheten som en må ha være viktige barrierer for aktører som vurderer å investere i LNG forsyning.

Ved å starte leveransene av naturgass på steder hvor man har store avtakere som raskt kan avta betydelige volum kan en bidra til å redusere oppstartsrisikoen og raskere komme i gang med leveransene enn om en må bygge opp markedet via mange små kunder. Dette har vi sett i praksis i de tilfellene hvor en allerede har startet leveranser av LNG. Statlig støtte knyttet til investeringer i mottaksanlegg vil også bidra til å redusere oppstartskostnadene og dermed redusere noe av usikkerheten innen dette området. Dagens ordning med PSO⁴ knyttet til LNG transmisjon bidrar i betydelig grad til nye LNG forsyningsystemer. Statlige støtteordninger vil således være viktige for å bygge opp et system for LNG leveranser langs kysten av Norge.

9.5.2 Framtidig avgiftssystem

Lønnsomheten ved å konvertere til naturgass for eksisterende brukere av oljeprodukter avhenger i betydelig grad av avgiftsforskjellene mellom bruk av oljeprodukter og naturgass. Det er i dag ingen avgifter på bruk av naturgass, mens bruk av oljeprodukter er avgiftsbelagt. Forskjellene i avgifter mellom oljeprodukter og naturgass kan som vist i Tabell 6-1 utgjøre i størrelsesorden 100 øre/liter og mer for brukere med dagens avgiftsnivå. For mange vil dette være et vesentlig insitament for å gå over til naturgass. Usikkerhet om framtidig avgiftsbehandling i forhold til oljeprodukter kan være en viktig barriere for å konvertere til naturgass.

Det er også klart at bruk av offentlige virkemidler vil kunne ha stor påvirkning på konkurranseposisjonen for naturgass i konverteringsmarkedet. Dagens system med reduserte

⁴ PSO - Public Service Obligations (tjenesteforpliktelser) knyttet til anlegg for mottak og lagring av naturgass

avgiftssatser for enkelte brukere bidrar også til at gevinsten ved å gå over til naturgass blir betydelig redusert. Treforedlingsindustrien samt sildeoljeprodusenter er i dag fritatt for grunnavgift (41,4 øre/liter) samt at disse bare betaler ½ CO₂ avgift (26 øre/liter, full avgift = 52 øre/liter).

Dette gjør at det er mindre interessant for bedriftene i disse bransjene å gå over til naturgass. En avgiftsmessig likebehandling for alle industribransjer ville bidratt til å øke markedspotensialet for naturgass.

Bruk av offentlige virkemidler for å bedre økonomien i en oppstartsfase vil være sentralt for å utvikle nødvendig infrastruktur for naturgass. Statlig hjelp kan være nødvendig i en oppstartsfase. Utbyggere av LNG mottaksanlegg kan godtgjøres ved søknad til Enova SF. Slike PSO avtaler forutsetter imidlertid en rekke framtidige tjenesteforpliktelser.

En kan også tenke seg andre avgiftsregimer som vil bidra til å stimulere til ytterligere realisering av konverteringsmarkedet. Høyt og lavt markedspotensial i 2015 (kapittel 5.3.1) illustrerer betydningen av slike offentlige virkemidler. Lavt markedspotensial tilsvarer 872 millioner Sm³, mot 1120 millioner Sm³ for høyt anslag. En skal merke seg at hele differansen på 248 millioner Sm³ er knyttet til spesifikke industribrukere som i dag har reduserte avgifter på tung fyringsolje. Dette markedet vil kunne realiseres ved at brukerne inngår i de skisserte distribusjonsløsningene dersom naturgass stilles i en sterkere konkurranseposisjon i forhold til tung fyringsolje under dagens avgiftsregime der en har helt eller delvis fritak for grunnavgift og CO₂-avgift.

Usikkerhet om framtidig avgiftsregime for oljeprodukter og gass har stor betydning for hvorvidt enkelte brukere velger å konvertere til naturgass. Dersom brukerne er av den oppfatning av at det vil bli innført avgifter også på gass, (for eksempel slik at bruk av naturgass helt eller delvis likestilles med bruk av oljeprodukter), vil man være tilbakeholdne med å konvertere til LNG. Dersom gass og oljeprodukter avgiftsmessig behandles likt i forhold til utslippene som de enkelte energibærerne forårsaker vil naturgass imidlertid alltid ha en avgiftsmessig fordel i forhold til oljeproduktene, men fordelene vil være lavere enn under dagens system for de som i dag betaler fulle avgiftssatser.

For de bransjer som i dag betaler reduserte avgiftssatser på bruk av oljeprodukter vil en avgiftsmessig likebehandling i forhold til andre bransjer innebære at det blir mer lønnsomt å gå over til naturgass. Dersom bedriftene tror at en slik avgiftsmessig endring vil komme burde man således konvertere til naturgass. En avgiftsmessig likebehandling på tvers av bransjer og energiprodukter vil imidlertid kunne gjøre det mindre lønnsomt å konvertere til naturgass enn i dag også for disse brukerne.

Ut fra hensynet til effektiv ressursbruk i økonomien, miljøhensyn osv er det en rekke gode argumenter for avgiftsmessig likebehandling på tvers av energiprodukter og brukere. Dette må imidlertid veies opp mot andre politiske hensyn knyttet til bl.a. bosetting.

Usikkerhet knyttet til framtidig avgiftsregime er noe myndighetene i prinsippet bør bidra til å redusere gjennom å gi langsiktige signaler om utviklingen av avgiftssystemet. Dette innebærer at gasspris totalt for leveranser gjennom hhv. LNG- og CNG transportløsninger øker tilsvarende, og nye totalpriser blir:

Tabell 9-9 Gasspris totalt i LNG- og CNG transportløsninger ved innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem

Øre/Sm ³ .	Store brukere (direkte avtak)	Andre brukere
LNG-transportløsning	217 - 257	267 – 307
CNG-transportløsning	210 - 249	245 – 284
LNG- import (kun Østlandet)	183 - 195	233 - 245

Alternativprisen er vist i kapittel 6.5, med referansepriser som følger:

Lett fyringsolje:	308 – 363 øre/Sm ³
Tung fyringsolje	257 – 272 øre/Sm ³

Under et slikt avgiftssystem basert på miljøeffekter forutsettes det at avgiftsreduksjon for tung fyringsolje faller bort.

Naturgassens konkurranseposisjon forverres noe mot lett fyringsolje dersom naturgassen ilegges en slik miljøavgift men er fortsatt konkurransedyktig. Mot tung fyringsolje er konkurranseposisjonen opprettholdt og noe forbedret ved innføring av et slikt avgiftssystem.

10. Sensitiviteter

Her vurderes kort hvilke parametere som er viktige når beslutning om å bygge opp en forsyningskjede for LNG/CNG og konvertering til LNG/CNG skal foretas, hvor usikker utviklingen i parametrene antas å være og hvor viktig usikkerheten i disse er for beslutningene.

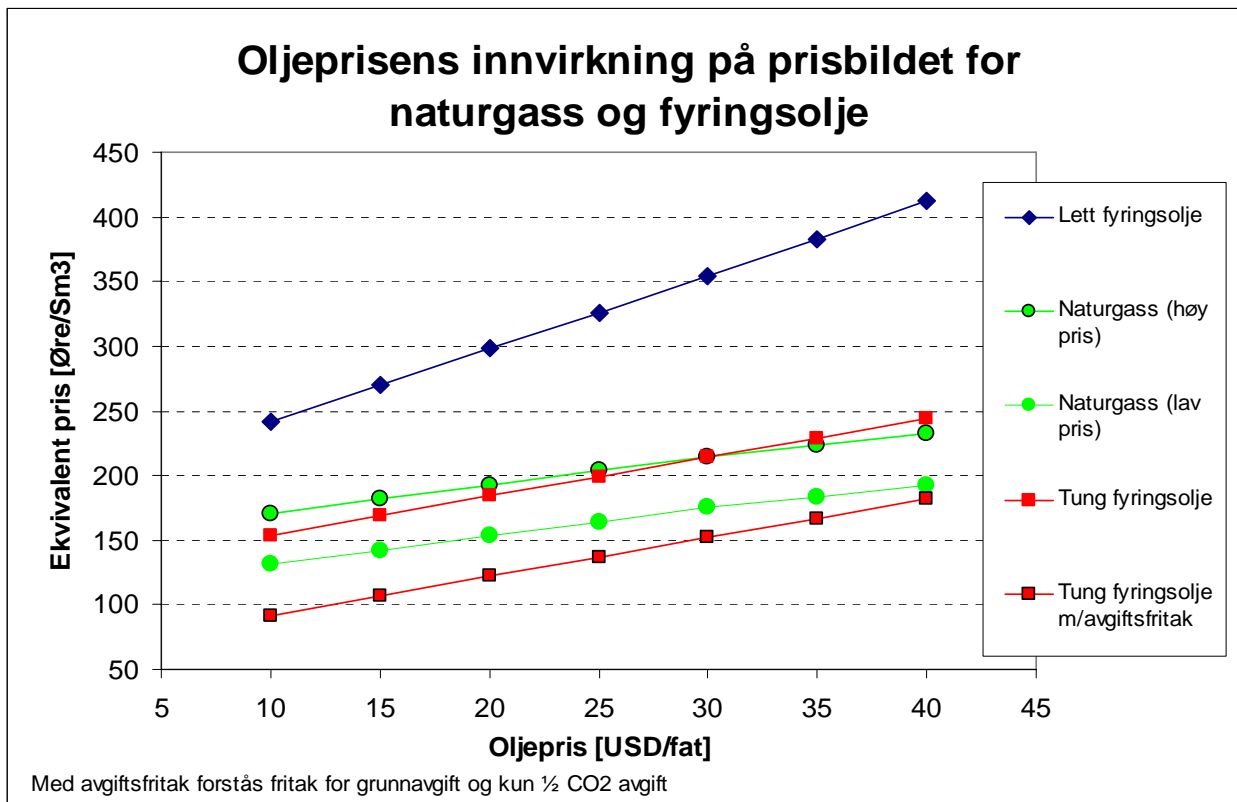
Sentrale parametere som aktørene må vurdere er:

- *Kostnadene ved investeringer i forsyningskjeden.* Dette er kostnader knyttet til investeringer i skip, mottaksanlegg og eventuelt LNG/CNG produksjonsanlegg. Dette er investeringer i standard teknologi og utstyr og som en etter hvert har fått ganske omfattende erfaringer med. Det er små forskjeller mellom mottaksanleggene når det gjelder nødvendige investeringer. Usikkerheten i kostnadsanslagene antas å være beskjeden, og ha liten betydning for beslutningene.
- *Nødvendige investeringer hos den enkelte bruker for å kunne ta i bruk naturgass.* Omfanget av investeringer kan variere noe mellom brukerne, men stort sett er det snakk om standard investeringer for de fleste brukere av olje. En begynner også på dette området å få erfaringstall

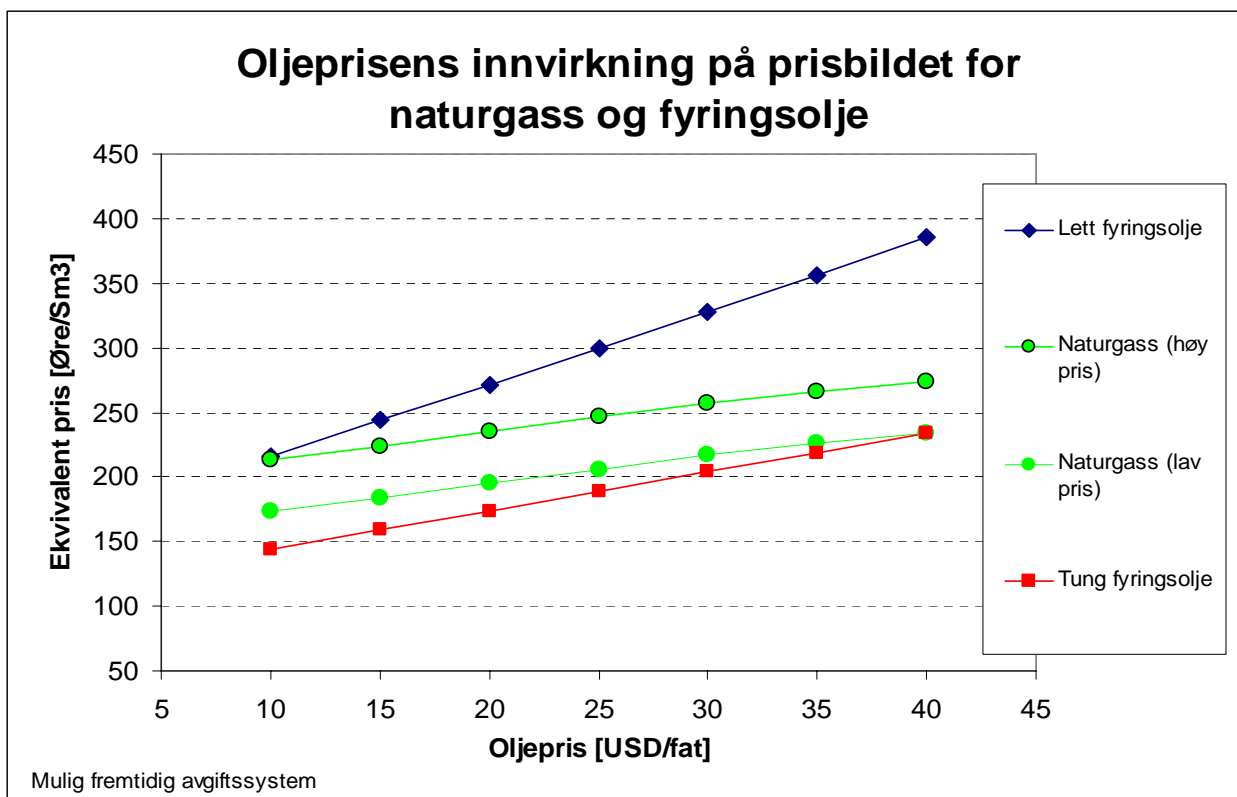
fra brukere som allerede har konvertert til naturgass, slik at usikkerhetene ved dette ansees som liten.

- *Prisutviklingen på olje og gass.* Som vist i kapittel 6 er utviklingen i naturgass/LNG prisene knyttet til utviklingen i råoljeprisene, men med et etterslep. Det er grunn til å tro at naturgassprisene vil være knyttet til oljeprisen også i årene framover. I så fall vil endringene i råoljeprisen ikke ha noe å si for naturgassenes langsiktige konkurranseposisjon. Marginene mellom oljeprodukter og naturgass vil være de samme uansett oljepris. Dermed skulle usikkerheten også her være liten.
- *Framtidig avgiftsregime.* Som vist i kapittel 6.5 og 9.4 er det stor usikkerhet knyttet til framtidig avgiftsregime for innenlands bruk av olje og gass. Dette er etter vår vurdering den desidert viktigste enkeltparameter for brukernes beslutning om å konvertere til gass. Det er vanskelig for myndighetene å redusere denne usikkerheten gjennom å gi langsiktige signaler om avgiftssystemet. Hovedtrekkene i systemet har imidlertid ligget fast i en årrekke.

Vi har tidligere knyttet gassprisen i Norge til det europeiske gassmarkedet (se kapittel 6.2). I Figur 10-1 og Figur 10-2 er relasjoner mellom pris på råolje, fyringsolje og naturgass angitt. Figur 10-1 tar utgangspunkt i dagens avgiftssystem, mens Figur 10-2 tar utgangspunkt i avgiftsmessig likebehandling av slik beskrevet i kapittel 6.5. Prisen for naturgass er basert på oversikten gitt i kapittel 6.2, men inkluderer i tillegg tariffer for produksjon, lagring og transport slik vist i Tabell 9-1 - Tabell 9-6. Lav og høy pris for naturgassen tar utgangspunkt i kostnadsspennet for naturgass levert større kunder til pris på hhv. 175 øre og 215 øre/Sm³ ved en oljepris på USD 30/fat. Kostnadsspennet er det samme som er skissert for LNG distribusjonsløsningen til større kunder ved en oljepris på USD 30/fat. Figuren er relevant for sammenligning av naturgasspris og pris på oljeprodukter som funksjon av oljeprisen.



Figur 10-1: Oljeprisens innvirkning på prisbildet for naturgass og fyringsolje, dagens avgiftssystem



Figur 10-2: Oljeprisens innvirkning på prisbildet for naturgass og fyringsolje, innføring av et mulig fremtidig avgiftssystem

En kan merke seg at gassprisens konkurranseevne ser ut til å styrkes ved oljepris over USD 30/fat, og på samme måte svekkes ved oljepriser under USD 30/fat.

De viste sammenhengene mellom råoljeprisen og prisen på lett og tung fyringsolje er basert på observerte, historiske data, hvor det bl.a. tas hensyn til at kostnadene ved å produsere og distribuere produktene øker når råoljeprisen stiger. Dette skyldes at raffineriene bruker olje i selve produksjonsprosessen, og det kreves olje for å transportere produktene til forbrukerne. Dette forklarer hvorfor priskurven for lett fyringsolje har en sterkere stigning enn priskurven for tung fyringsolje, ettersom det kreves mindre mengder olje for å produsere sistnevnte produkt. For LNG er produksjons- og distribusjonskostnadene forutsatt å være konstante, uavhengige av nivået på råoljeprisen, noe som gjør at LNG blir relativt sett billigere enn fyringsolje når råoljeprisen stiger. For svært høye råoljepriser kan derfor LNG bli konkurransedyktig med fyringsolje slik vi ser i Figur 10-1.

I produksjonen av LNG benyttes en betydelig mengde naturgass, og distribusjonen av det ferdige produktet krever bruk av olje (eller gass) bl.a. i skipene. Ideelt sett burde derfor den modellerte kostnadsstrukturen for produksjon og distribusjon av LNG tatt hensyn til dette. I en slik modell ville produksjonskostnadene for LNG økt når råoljeprisen stiger, d.v.s. at priskurven for naturgass i figur 9.1. ville steget sterkere og antakelig være nær parallell med priskurven for tungolje.

Det kan imidlertid tenkes at kostnadene ved produksjon og distribusjon av LNG er mindre avhengig av utviklingen i råoljeprisen enn de tilsvarende kostnadene for fyringsolje. Dersom det for eksempel i produksjonen benyttes gass som ikke har alternative anvendelser, er det ikke nødvendigvis riktig å prise denne gassen til markedspris. Dermed vil LNG bli relativt sett mer konkurransedyktig i forhold til fyringsolje når råoljeprisen stiger. En grundigere sammenlikning av kostnadsstrukturen for produksjon og distribusjon av LNG kontra fyringsolje kan gi et bedre grunnlag for å vurdere hvordan konkurranseforholdet mellom produktene avhenger av råoljeprisen.

11. Energiforbruk i distribusjonskjedene

Energiforbruket forbundet med skipning og produksjon/kompresjon av naturgass er vurdert med utgangspunkt i de gjennomførte kjedeanalysene. Det er tatt utgangspunkt i ekvivalent gassmengde for fremdrift for den aktuelle distribusjonsløsning samt ekvivalent gassmengde for produksjon- og kompresjon av naturgass for henholdsvis LNG og CNG løsningene.

Det tas utgangspunkt i analysene for nordlig, vestlig og østlig LNG rute samt CNG transport til Østlandet med ulike gassvolum og skipsstørrelser. Gassvolumene representerer nominelle volum for kjedene (markedsvolum for år 2015), og maksimale volum som kan transporteres med de enkelte løsninger.

Ekvivalente gassmengder for brennoljen beregnes etter nedre brennverdi for gass og brennolje. En oversikt over parameterverdiene finnes i kapittel 4.

Distribusjonsløsning 2015	Skipsflåte	Årlig volum [Mill. Sm ³]		Brennolje forbruk [kWh]	Ekvivalent gassvolum [Mill. Sm ³]	Energiforbruk transport [% av last]	LNG produksjon / CNG kompresjon [% av last]	Totalt energiforbruk [% av last]
		Nominelt	Maksimalt					
Nordlig LNG rute	2 x 3 000	162	209	58 900 000	5,83	2,8 - 3,6 %	10,00 %	12,8 - 13,6 %
Vestlig LNG rute	2 x 3 000	166	202	54 800 000	5,43	2,8 - 3,4 %	10,00 %	12,8 - 13,4 %
Sør- og Østlig LNG rute	3 x 3 000	494	520	88 000 000	8,71	1,7 - 1,8 %	10,00 %	11,7 - 11,8 %
Østlig CNG rute	1 x 1,7 MSm ³	130	240	49 100 000	4,86	2,0 - 3,7 %	0,14 %	2,1 - 3,8 %
Østlig CNG rute	2 x 1,7 MSm ³	240	480	98 200 000	9,72	2,0 - 4,1 %	0,14 %	2,1 - 4,2 %

Tabell 11-1. Energiforbruk i LNG og CNG distribusjonskjeder

Tabell 11-1 viser at energiforbruket for LNG skipning utgjør fra 1,7 – 3,6 % av transportert energimengde for de aktuelle systemene, og at årsaken til dette spennet er varierende seilingsrute, kapasitetsutnyttelse og flåtemiks. For CNG systemet Haugaland – Østfold er tilsvarende spenn fra 2,0 til 4,2 %, avhengig av kapasitetsutnyttelse/flåtemiks.

Fra tabellen ser man også totalt energiforbruk for distribusjonskjedene når man inkluderer CNG kompresjon/LNG produksjon. Energiforbruk i CNG kompresjon er lavt ettersom gassen fødes inn i kompressorstasjonen på Gismarvik i Haugaland ved 150 barg trykk. For LNG er det regnet 10 % energiforbruk for produksjon av LNG.

Merk at energiforbruk per transportert enhet vil øke med lavere utnyttelsesgrad av skipet og ved anvendelse av mindre skip enn det som er beregnet overfor. Tilsvarende blir det lavere energiforbruk per transportert enhet dersom det anvendes større skip enn de som er beregnet overfor. Energiforbruket per transportert gassenhet vil også øke dersom seilingsdistansen øker i forhold til beregningene vist her.

Til sammenligning er det skissert at energiforbruket for rørtransport (forbundet med trykktap på 100 bar) er 0,2 % av transportert mengde /22/.

12. Miljøkonsekvenser og gevinster

Miljøforhold og gevinster ved utvikling av konverteringsmarkedet for naturgass er vurdert i forhold til utslipp av:

- CO₂
- NO_x
- SO₂
- Partikler

Naturgassforbruk som ikke erstatter annet fossilt brennstoff er ikke inkludert i studien av miljøeffekter. For eksempel er kraft varme produksjon utelatt ved beregning av miljøeffekter. Grunnlaget gir således et tilnærmet korrekt bilde av konverteringsgevinster fra eksisterende brukere av fossile energibærere. Merk at potensiell etablering av gasskraftverk samt virksomhet der naturgass er råstoff heller ikke er inkludert i markedsgrunnlaget.

Miljøanalysen viser overordnet potensial for miljøgevinster, og skiller også mellom potensielle miljøgevinster innen generell industri, allmenn forsyning, landtransport samt utslipp fra ferger og skip.

12.1 Potensielle miljøbesparelser for 2015 og 2025

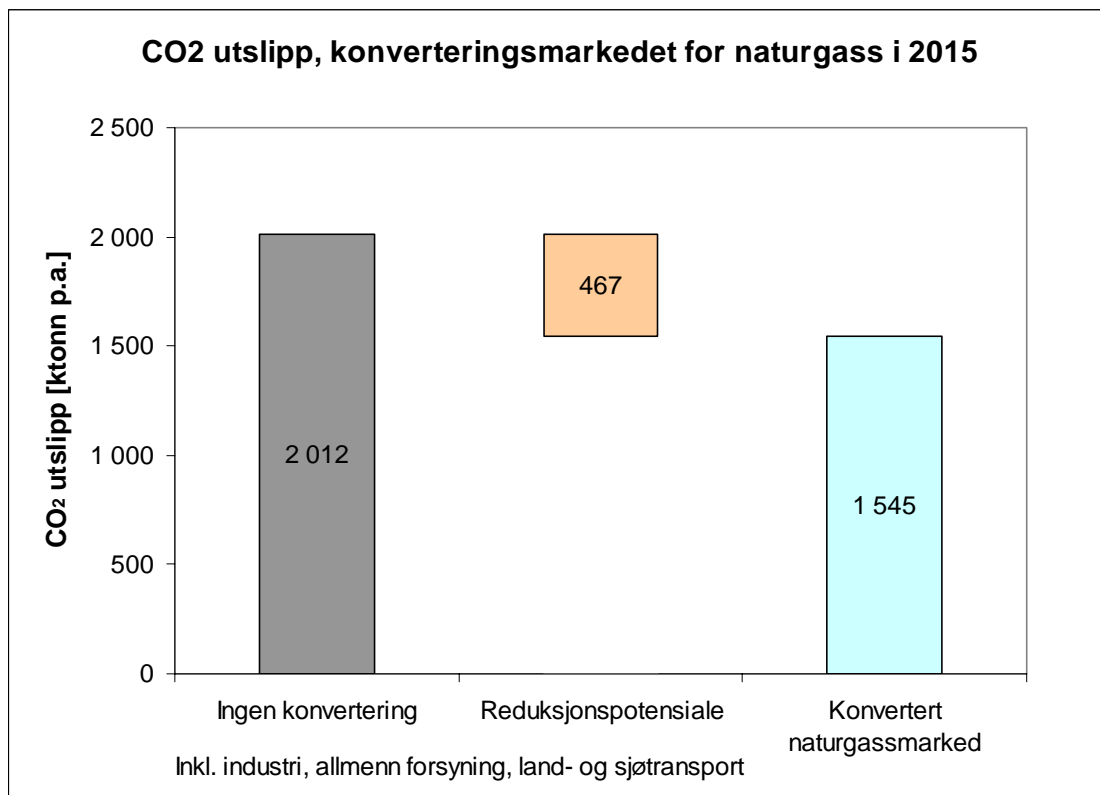
De vurderte miljøaspektene er knyttet til produksjon og transport av naturgass.

12.1.1 CO₂ utslipp

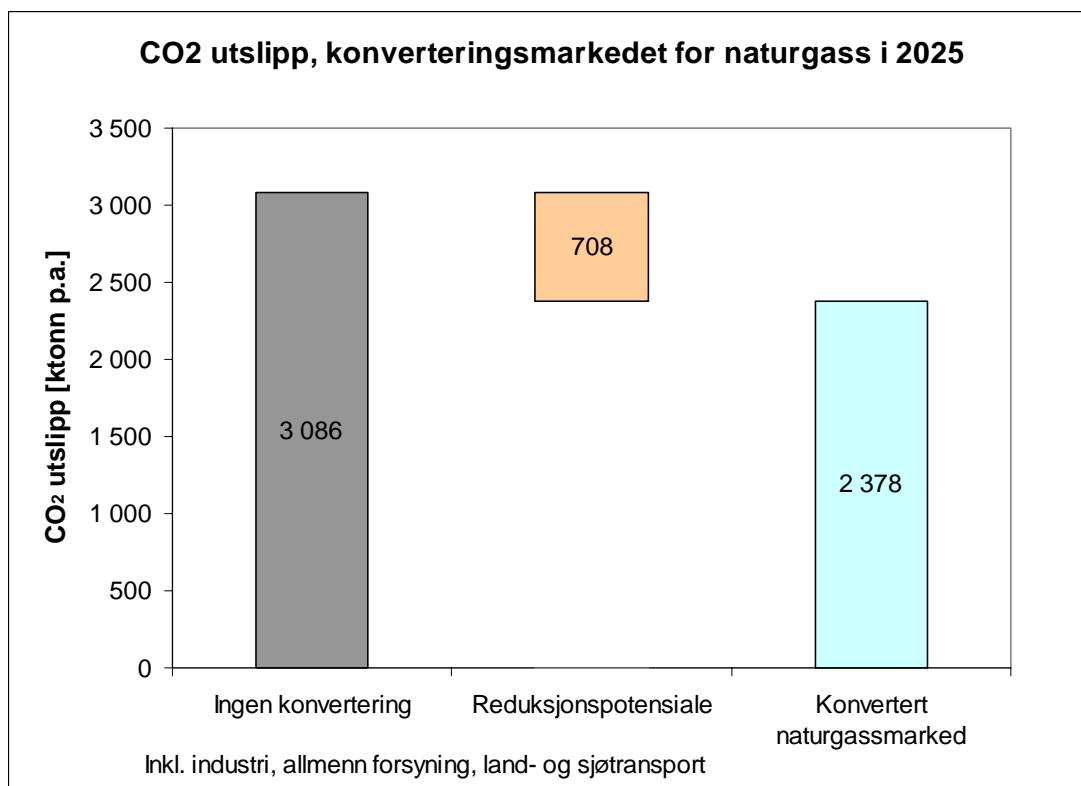
Figur 12-1 og Figur 12-2 viser at potensielle CO₂ besparelser for markedspotensialet i 2015 og 2025 er i størrelsesorden 24 %, og at reduksjonspotensialet er på henholdsvis 467 000 og 708 000 tonn CO₂ per år.

Utslippene fra transport er neglisjert i denne sammenheng. De vil mest sannsynlig erstatte alternative distribusjonsløsninger. Utslippene fra maritime distribusjonsløsninger vil utgjøre omlag 10 % av de totale besparelser i CO₂ utslipp. Utslipp fra maritim transport tilsvarer om lag 3 % av de totale CO₂ utslipp fra et realisert konverteringsmarked. Beregningene er basert på markedsunderlaget beskrevet i Bergesen m. Fl. /1/ og Stortingsmelding nr 9 2003 /25/.

Vi begrenser oss til å vurdere utslipp fra skipsbaserte transmisjonssystemer slik beskrevet i rapporten. Re-distribusjon på land vil for øvrig være sammenlignbart med oljedistribusjon slik det gjøres i dag.

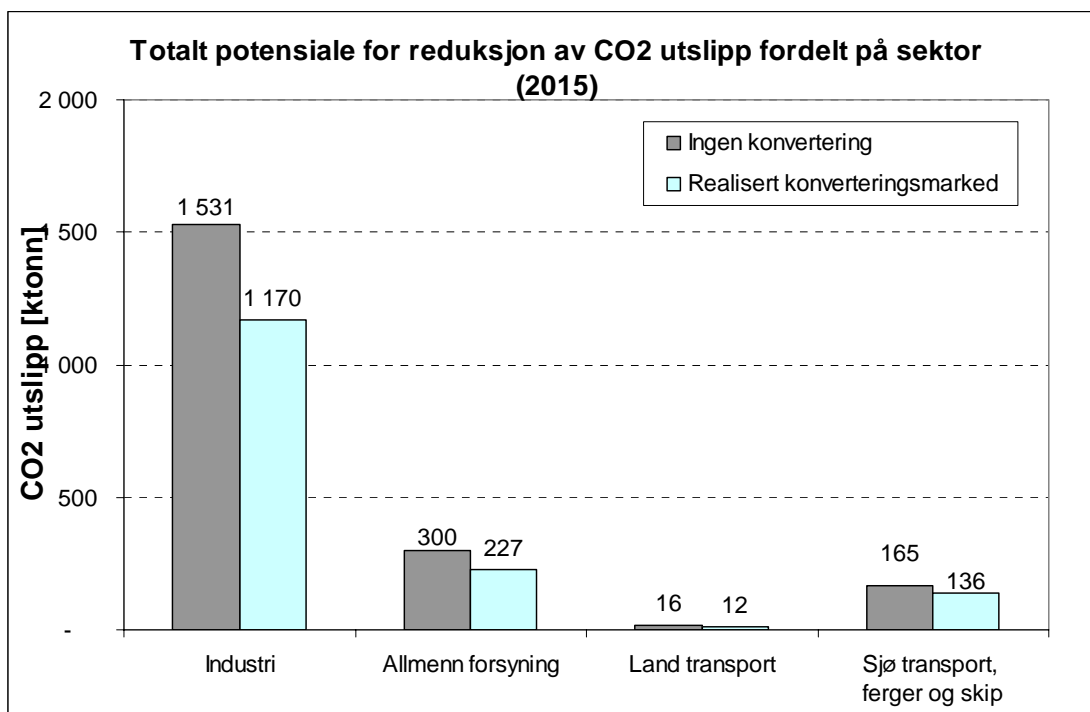


Figur 12-1: Reduksjonspotensiale for CO₂ utslipp, konverteringsmarkedet i 2015

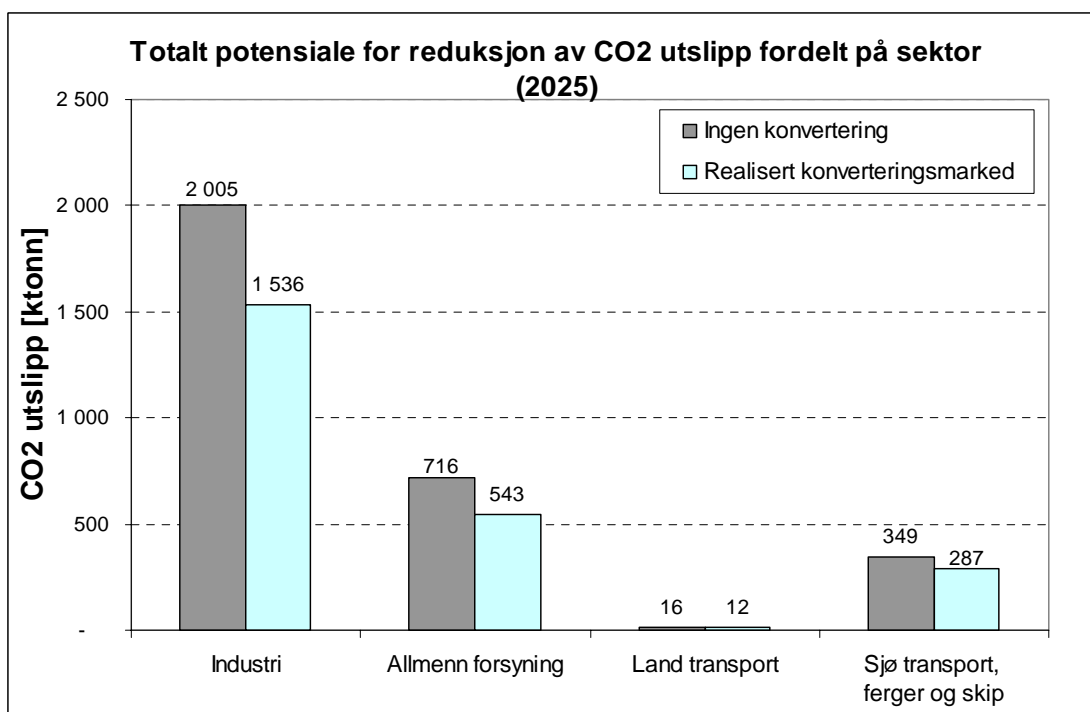


Figur 12-2: Reduksjonspotensial for CO₂ utslipp, konverteringsmarkedet i 2025

Potensielle utslipp med og uten konvertering av naturgassmarkedet fordelt på bransje er vist i Figur 12-3 og Figur 12-4.



Figur 12-3: Potensial for reduksjon av CO₂ utslipp fordelt på sektor i 2015



Figur 12-4: Potensial for reduksjon av CO₂ utslipp fordelt på sektor i 2025

Konverteringsmarkedet innen industrien dominerer, og der er her mesteparten av reduksjonspotensialet ligger.

12.1.2 NO_x utslipp

Reduksjonspotensialet for NO_x utslipp for det beskrevne konverteringsmarkedet er vist i Tabell 12-1. Besparelspotensialet er estimert å være ca 11 000 tonn for markedet i 2015 og 21 500 tonn for markedet i 2025.

Sektor	2015		2025	
	Ingen konvertering	Realisert konverteringsmarked	Ingen konvertering	Realisert konverteringsmarked
Industri	2 061	409	2 715	538
Allmenn forsyning	284	80	678	190
Land transport	207	6	207	6
Sjø transport, ferge og skip	10 203	1 360	21 528	2 870
Total sum	12 756	1 855	25 128	3 604
Totalt potensiale [tonn]		10 901		21 524

Tabell 12-1: NO_x utslipp

12.1.3 SO₂ utslipp

Reduksjonspotensialet for SO₂ utslipp for det beskrevne konverteringsmarkedet er vist i Tabell 12-2. Besparelspotensialet er estimert å være ca 8 000 tonn for markedet i 2015 og 10 000 tonn for markedet i 2025.

Sektor	2015		2025	
	Ingen konvertering	Realisert konverteringsmarked	Ingen konvertering	Realisert konverteringsmarked
Industri	7 283	-	9 275	-
Allmenn forsyning	91	-	217	-
Land transport	0	-	0	-
Sjø transport, ferge og skip	816	-	816	-
Total sum	8 191	-	10 309	-
Totalt potensiale [tonn]		8 191		10 309

Tabell 12-2: SO₂ utslipp

12.1.4 Partikkelutslipp

Reduksjonspotensialet for partikkelutslipp for det beskrevne konverteringsmarkedet er vist i Tabell 12-3. Besparelspotensialet er estimert å være ca 1 100 tonn for markedet i 2015 og 1 250 tonn for markedet i 2025.

Sektor	2015		2025	
	<i>Ingen konvertering</i>	<i>Realisert konverteringsmarked</i>	<i>Ingen konvertering</i>	<i>Realisert konverteringsmarked</i>
Industri	420	-	485	-
Allmenn forsyning	34	-	81	-
Land transport	1	-	1	-
Sjø transport, ferge og skip	680	-	680	-
Total sum	1 136	-	1 248	-
Totalt potensiale [tonn]		1 136		1 248

Tabell 12-3: Partikkelutslipp

Bakgrunnstall for beregning av NO_x, SO₂ og partikkelutslipp er basert på Bergesen m. fl. /1/ og tall fra Dansk Gassteknisk Center /26/.

Referanser

- /1/ Bergesen m. fl., "Gass i Norge", NVE Rapport 10-2004
- /2/ Om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv, Stortingsmelding nr. 47, 2003/2004
- /3/ Bruk av naturgass i Norge – samfunnsøkonomiske vurderinger, ECON Rapport 2004-017.
- /4/ Regionale LNG mottaks- og lageranlegg – foretrukket utforming, Enova, 2004
- /5/ Fuel Oil LFSO Prices, www.Platts.com, February 2005
- /6/ Innogas – Konkurransedyktig maritim småskala distribusjon av naturgass, BIP prosjekt støttet av NFR, 2003-2005
- /7/ Markedspotensialet for bruk av naturgass i Norge, ECON Rapport 2004-015.
- /8/ SSB statistikk for bruk av fossile energibærere, fordelt på kommuner, 1999
- /9/ SSB statistikk for bruk av fossile energibærere, fordelt på fylker/regioner 2002
- /10/ SSB energi- og boligstatistikk, fjernvarme, 2002-2003
- /11/ IEA, Energy Balances of OECD Countries (2004 edition)
- /12/ Eurostat, Energy statistics 2002
- /13/ Energistyrelsen Danmark, energi statistikk 2003
- /14/ SSB, www.ssb.no, energistatistikk
- /15/ EUROGAS, Energy taxation in Western Europe as of 1st January 2004, Report 04NO234, The European Union of the Natural Gas Industry, July 2004
- /16/ Official Journal of the European Union, Council Directive 23003/69/EC of October 2003, Restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, October 2003
- /17/ European Commission Benefits Table database: Estimates of the marginal external costs of air pollution in Europe (<http://europa.eu.int/comm/environment/enveco/studies2.htm>)

-
- /18/ SFT, Marginale miljøkostnader ved luftforurensning - Skadepkostnader og tiltakskostnader, Rapport TA-2100/2005, ISBN 82-7655-259-5, SFT april 2005.
- /19/ Småskala distribusjon av CNG, MARINTEK rapport MT 28 F04-054, 2004
- /20/ Kostnader ved LNG transport, MARINTEK rapport MT 28 F-015, 2003
- /21/ Kostnader ved transport av naturgass - LNG vs. Rør, Aker Kværner Technology 2003.
- /22/ Kostnader ved transport av naturgass - LNG vs. Rør, Aker Kværner Technology 2003.
- /23/ Småskala LNG-produksjon, Hamworthy Gas Systems AS, LNG 2005, Haugesund
- /24/ CNG (PNG) konseptet, muligheter og status, Knutsen OAS, Enovas naturgasseminar, November 2004
- /25/ Om innenlands bruk av gass, Stortingsmelding nr. 9, OED, 2003
- /26/ Emission fra større gassfyrede kedler, Prosjektrapport Juli 2003, Dansk Gassteknisk Center
- /26/ MARINTEK Notat 222067.00.02 Markedet for naturgass i Europa, juni 2005.