NVE

Naturgass

-en generell innføring

12
2004

RAPPORT

Naturgass

– en generell innføring

Norges vassdrags- og energidirektorat
2004

Rapport nr 12 - 2004

Naturgass – en generell innføring

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Pål Tore Svendsen
Forfattere: Asle Selfors, Kjell Thorsen, Knut Hofstad, Kirsti Hind Fagerlund, Tore Magler Wiggen

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 50
Forsidefoto: V. øverst: Gassmolekyler, ill. Rune Stubrud. H. øverst: Feltoversikt, Ormen Lange, ill. Norsk Hydro. V. nederst: Snøhvit prosesseringsanlegg, ill. Statoil. H. nederst: Peisen Dovre DV 1000 som bruker gass som brensel, foto: Harry Nøttveit, Gasnor

ISSN: 1501-2832
ISBN: 82-410-0510-5

Sammendrag:
I de første kapitlene i rapporten gjennomgås de fysiske egenskapene til naturgass (kap. 2), tilgjengelige ressurser og forbruk av naturgass i og utenfor Norge (kap. 3), teknologi og kostnader ved transport av gass (kap. 4) og en beskrivelse av mulige bruksområder for gass i Norge (kap. 5).
Videre beskrives typiske emner som må inngå i vurderinger rundt å ta i bruk gass. Dette omfatter miljøvirkninger av gass (kap. 6), sikkerhet ved transport og anvendelse av naturgass (kap. 7) og eksisterende lovgivning og regulering på området (kap. 8).

Emneord:
Gass, naturgass, gasstransport, gasskraft, energibærer, LPG, LNG, CNG

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

Forord **4**

1 Innledning **5**

2 Hva er naturgass? **6**
2.1 Naturgass 6
2.2 Andre gasser 7
2.3 Fysiske egenskaper 7

3 Forekomster og bruk av gass **9**
3.1 Ressursgrunnlag og produksjon 9
3.2 Ilandføring av gass 10
3.3 Gassbruk i Norge 10
3.4 Gassbruk i Europa 14

4 Gasstransport **16**
4.1 Transport av naturgass 16
4.2 Rørtransport 16
4.3 LNG-transport 18
4.4 CNG-Transport 19
4.5 Valg av transportform 20

5 Bruksområder **21**
5.1 Innledning 21
5.2 Industriell bruk 22
5.3 Gass til oppvarming 22
5.4 Gass i kraftproduksjon 24
5.5 Lokalisering av gassbasert energiproduksjon 25

6 Miljøvirkninger **27**
6.1 Miljøforhold ved forbrenning av gass 27
6.2 Direkte miljøvirkninger av naturgass 27
6.3 Relative miljøvirkninger av naturgass 28
6.4 Gasskraft med CO_2-håndtering 29
6.5 Hydrogen 31
6.6 Oppsummering miljø 32

7 Gass og sikkerhet **34**
7.1 Brann og eksplosjoner 34
7.2 Sikkerhet ved gasstransport 34
7.3 Sikkerhet i hjemmet 35
7.4 Juridiske krav 36

8 Lovgivning og regulering **37**
8.1 Etableringstillatelser 37
8.2 Sikkerhet 37
8.3 Konkurranse 37

Vedlegg **39**
Definisjoner 39
Klassifisering av hydrokarbonene i rikgass 41
Konverteringstabell for energi 41
Konverteringstabell for mengde LNG 41
Utslipp ved forbrenning av ulike energibærere 42

Forord

Blant NVE sine hovedmål inngår å fremme verdiskapning gjennom effektiv og miljømessig akseptabel energiproduksjon og å fremme effektiv og sikker overføring, omsetning og bruk av energi. I dette bildet har vurderinger av innenlandsk bruk av naturgass en naturlig plass.

Denne rapporten er ment å gi en innføring i muligheter og egenskaper ved bruk av naturgass som energibærer i Norge. Norsk gass gir et betydelig bidrag til den europeiske energiforsyningen, og de norske gassressursene er enorme. Naturgass er imidlertid, relativt til våre naboland, en lite benyttet energikilde i Norge, men bruken er i vekst. Utbygging av rørnett og LNG-distribusjon flere steder i Norge viser at naturgass kan innfases i lokale energisystemer, i konkurranse og samspill med øvrige etablerte energibærere.

Naturgass er en fossil energikilde, som ved forbrenning gir miljøutslipp. I rapporten har vi derfor lagt vekt å beskrive miljøkonsekvensene ved bruk av naturgass. Videre har det vært viktig å gi et bilde av de ulike anvendelsesområdene for naturgass. Vårt mål har vært å gi en mest mulig objektiv fremstilling av fakta om naturgass som energikilde og energibærer, og gjennom dette belyse viktige spørsmål knyttet til bruk av naturgass.

Den foreliggende rapporten er utarbeidet av medarbeidere i ulike avdelinger og seksjoner i NVE. Også eksterne miljøer har gitt innspill til deler av rapporten.

Utfyllende informasjon om bruk av naturgass i Norge finnes i to øvrige NVE-rapporter; **Gass i Norge** og **Naturgassens bruksområder**. For å få et helhetlig bilde av gassens muligheter i det norske energimarkedet bør alle rapportene leses.

Oslo, november 2004

Agnar Aas
vassdrags- og
energidirektør

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

1 Innledning

Målet med rapporten er å gi:

- **Kortfattede fakta om naturgass, gassdistribusjon og gassbruk**
- **Presentasjon av viktige faktorer ved vurdering av gassbruk**

Framstillingen er ment å gi en kortfattet oversikt over forhold ved gassdistribusjon og gassbruk for lokale myndigheter, energiverk og andre aktører i energibransjen, skoler og andre interesserte. De som planlegger gassrørprosjekter eller annet direkte engasjement i naturgass vil trenge ytterligere kunnskaper.

I de første kapitlene i rapporten gjennomgås de fysiske egenskapene til naturgass (kap. 2), tilgjengelige ressurser og forbruk av naturgass i og utenfor Norge (kap. 3), teknologi og kostnader ved transport av gass (kap. 4) og en beskrivelse av mulige bruksområder for gass i Norge (kap. 5). Videre beskrives typiske emner som bør inngå i vurderinger rundt det å ta i bruk gass. Dette omfatter miljøvirkninger av gass (kap. 6), sikkerhet ved transport og anvendelse av naturgass (kap. 7) og eksisterende lovgivning og regulering på området (kap. 8).

2 Hva er naturgass ?

2.1 Naturgass

Naturgass er et samlebegrep for gass som er dannet ved nedbrytning og omdanning av organisk materiale under jordens overflate. I Nordsjøen ble olje- og gassforekomstene dannet for mange millioner år siden. Her ble døde mikroorganismer og planterester på havbunnen omdannet til olje og gass under påvirkning av høyt trykk og varmen fra jordens indre, uten tilførsel av oksygen. Under de trykk- og temperaturforholdene som er på jordens overflate vil de letteste av disse stoffene opptre som gass, noen vil ligge på grensen mellom gass og væske, mens de tyngste stoffene vil opptre som væske.

Naturgassen kan være sammensatt av en rekke kjemiske stoffer med ulike egenskaper. Stoffene er i hovedsak bygd opp av karbon (C) - og hydrogen (H) -atomer og kalles derfor for hydrokarboner. I tillegg vil det være et innslag av andre stoffer som i denne sammenheng må betraktes som forurensninger, da de har liten eller ingen praktisk nytte.

Det dominerende hydrokarbonet i naturgass er metan. Den kjemiske betegnelsen for metan er CH_4. Naturgassen fra Nordsjøen inneholder i gjennomsnitt om lag 80 % metan. Resten består for det meste av etan (C_2H_6), propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}), karbondioksid (CO_2), nitrogen (N_2) og noe tyngre hydrokarboner (større molekyler, se **kondensat** under). Forurensningsinnholdet er lavt, men det finnes gjerne forekomster av svovel, klorforbindelser og faste partikler (støv). Før naturgassen sendes ut på markedet går den gjennom en prosessering som skiller de ulike komponentene fra hverandre og danner forskjellige gasstyper:

Rikgass brukes som betegnelse på gassen som kommer inn fra olje- og gassfeltene før den prosesseres. Etter prosessering er rikgassen separert til tørrgass og våtgass.

Tørrgass betegner gass som ved vanlig trykk og temperatur ikke inneholder flytende komponenter. Den består hovedsakelig av metan, men har også innslag av etan og mindre mengder tyngre hydrokarboner som holder seg i gassform. Tørrgass distribueres for det meste gjennom rør, men kan også transporteres i tanker. Det siste enten i komprimert form (**CNG**, Compressed Natural Gas) eller nedkjølt til -163°C hvor den bringes over til flytende form (**LNG**, Liquified Natural Gas).

Våtgass (Natural Gas Liquids (NGL)) består i det vesentlige av etan, propan og butan. Disse gassene kan, ved høye trykk og/eller lave temperaturer, bringes over i flytende form. Propan og butan går også under betegnelsen **LPG** (Liquified Petroleum Gas), og forekommer også som komponenter i råolje.

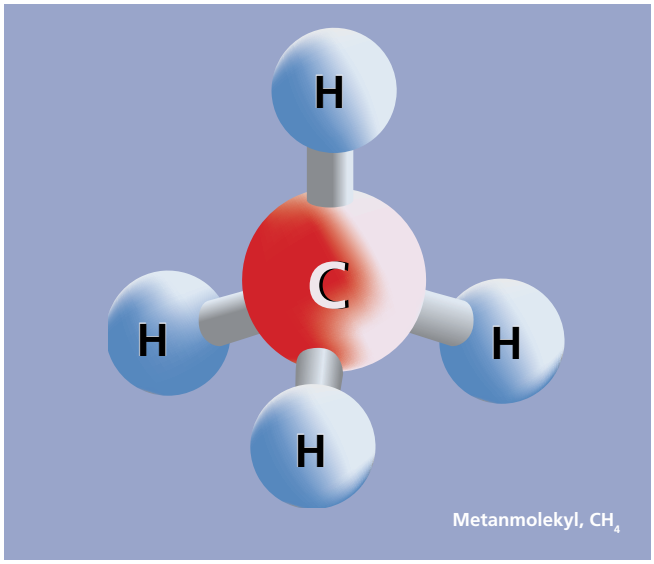
Kondensat, nafta og naturbensin brukes som betegnelse på de tyngste delene av naturgassen (komponenter med 5 eller flere karbonatomer, også omtalt som C5+). Disse stoffene opptrer normalt i flytende form, men en liten andel følger ofte med tørrgass og rikgass i gassfase.

2.2 Andre gasser

I visse industriprosesser dannes det brennbare industrigasser med en høy andel (20 - 50 %) karbonmonoksid (CO). Gassene oppstår gjerne ved høytemperaturprosesser under oksygenfattige betingelser. Aktuelle industriprosesser er fremstilling av ferromangan-legeringer, karbider, koks, aluminium (Søderberg-elektroder) og ved cracking av tyngre oljeprodukter. Industrigassene inneholder forurensninger som svovel, klorforbindelser, organiske mikroforurensninger, faste partikler og tungmetaller i mengder som varierer med prosessene som avgir gassene.

Bygass ble tidligere distribuert i rør i de fleste store byer i Norge (blant annet Oslo og Bergen). Gassen ble fremstilt fra kull og inneholdt rundt 50 % hydrogen og betydelige mengder CO (som er svært giftig). I Europa er bygassen nå for en stor del erstattet av naturgass, mens i Norge er det elektrisiteten som har tatt dens plass.

Biogass og deponigass oppstår når organisk materiale brytes ned uten lufttilgang, dvs. under anaerobe forhold. Deponigass oppstår i søppeldeponier, men det produseres også biogass i kontrollerte former i renseanlegg for kloakk og slam, som i stadig større omfang bruker anaerobe renseteknikker. Biogass og deponigass har mange likheter med naturgass, men innholdet av metan er lavere (typisk 55 % for deponigass og 60 - 70 % for biogass). I tillegg til metangass inngår karbondioksid (CO_2) og nitrogen (N_2). Dessuten forekommer det noe forurensende stoffer som ammoniakk og hydrogensulfid som gjør den både korrosiv og luktende. Ved investering i prosessanlegg kan biogass oppgraderes og renses til stort sett samme kvalitet som naturgass og distribueres i naturgassnett, men dette vil normalt kreve så store investeringer at gassen ikke er konkurransedyktig i forhold til naturgass.



Metanmolekyl, CH_4

2.3 Fysiske egenskaper

Naturgassens viktigste anvendelse verden over er som energibærer. Tabell 2.1 viser de viktigste fysikalske data for komponentene i naturgass sammenlignet med de andre omtalte brenngassene. Blandingsforholdet mellom disse komponentene vil så bestemme den aktuelle gassens egenskaper.

Brennverdien, som er den energien som frigjøres under forbrenningen, er i tabellen angitt som MJ/kg brensel. Brennverdien kan angis både som nedre og øvre brennverdi. Den øvre brennverdien inkluderer energien som frigjøres når vanndampen i eksosen kondenserer.

Naturgassens komposisjon og egenskaper varierer over et stort område, både mellom gass fra ulike kilder og over tid. I Tabell 2.2 er det gjengitt gjennomsnittlige egenskaper for naturgass fra fem forskjellige kilder som ble importert til Belgia i 2003.

	Metan	Etan	Propan	Butan	Hydrogen	Biogass	Ind. gass
Formel	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	H_2	65 % CH_4	30 % CO
Nedre brennverdi (MJ/kg)	49,0	47,5	46,3	45,64	119,97	30	10
Kokepunkt (°C)	-160	-88	-43	-12	-253	-160	-
Gasstetthet* (kg/m³)	0,68	1,36	1,914	2,67	0,09	0,9	1,25
Flammetemp (°C)	1940	2103	1925	1897	2045		

Tabell 2.1 Fysikalske data for brenngasser *) Ved 15°C, 1 atmosfæres trykk.
Kilde: Kjelforeningen Norsk Energi - Installasjon og bruk av gass, kurskompendium (2002)

	Enhet	Slochteren (Nederland)	Ekofisk (Norge)	LNG (Algerie)	Troll (Norge)	Zeebrugge (Belgia)
Komposisjon:*)						
Nitrogen (N_2)	Mol %	10,364	2,854	0,664	1,515	1,810
CO_2	Mol %	1,376	1,564	0,000	0,847	1,223
Metan (CH_4)	Mol %	83,130	87,693	90,209	91,285	89,642
Etan (C_2H_6)	Mol %	3,902	5,698	7,792	4,691	5,369
Propan (C_3H_8)	Mol %	0,795	1,512	1,093	1,001	1,361
Iso-butan (i-C4)	Mol %	0,115	0,197	0,103	0,345	0,199
Normal-butan (n-C4)	Mol %	0,148	0,265	0,139	0,123	0,23
Iso-pentan (i-C5)	Mol %	0,034	0,057	0,000	0,057	0,054
Normal-pentan (n-C5)	Mol %	0,031	0,052	0,000	0,023	0,043
C6+	Mol %	0,065	0,088	0,000	0,098	0,054
Helium (He)	Mol %	0,04	0,02	0,000	0,015	0,015
Øvre brennverdi**)	MJ/Nm^3	37,19	41,36	42,79	41,56	41,63
Nedre brennverdi**)	MJ/Nm^3	33,58	37,38	38,67	37,54	37,61
Øvre brennverdi**)	kWh/Nm^3	10,33	11,49	11,89	11,54	11,56
Nedre brennverdi**)	kWh/Nm^3	9,33	10,38	10,74	10,43	10,45
Spesifikt CO_2-utslipp	kg CO_2/MJ	0,057	0,057	0,056	0,056	0,057

Tabell 2.2 Kvalitet på naturgasser i det belgiske markedet (Gjennomsnittsverdier 2003) Kilde: Distrigas

***Iht Fluxys – ODM **Iht ISO 6976 - 1995**

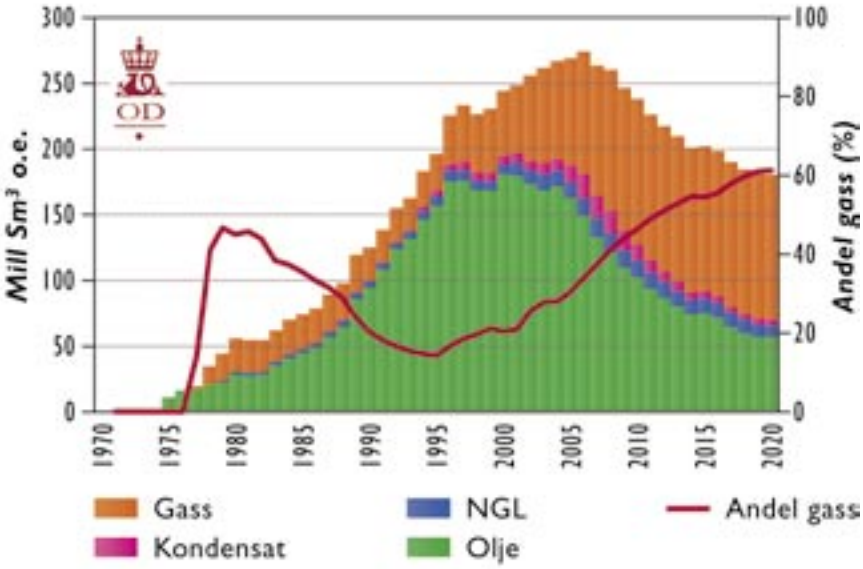
3 Forekomster og bruk av gass

3.1 Ressursgrunnlag og produksjon

Eksporten av gass fra norsk sokkel startet i 1977 og Norge er i dag verdens tredje største eksportør av gass. I 2003 utgjorde den norske gasseksporten om lag 2 % av verdens totale gassforbruk og rundt 15 % av Europas (OECD-landene i Europa) gassforbruk.

I 2003 var den totale petrolumsproduksjonen i Norge 263 mill. standard kubikkmeter oljeekvivalenter (o.e.), se Figur 3.1. Av dette utgjorde oljeproduksjonen 166 mill. Sm^3 o.e., gass 73 mill. og våtgass/kondensat (NGL) 23 mill. Sm^3 o.e.[1]

For å summere energimengden angis mengdene av olje, gass, våtgass og kondensat med omregningsfaktoren oljeekvivalenter (o.e.), se Vedlegg for definisjoner.



Figur 3.1 Petroleumsproduksjon på norsk kontinentalsokkel 1970-2020 Kilde: Oljedirektoratet

Status	Olje	Gass	Våtgass	Kondensat
Totalt (oppdagede og uoppdagede)	5 900	5 958	464	597
Historisk solgt og levert per 31.12 2003	2 708	870	129	71
Gjenværende oppdagede	2 033	3 188	333	185
Gjenværende uoppdagede	1 160	1 900	-	340

Tabell 3.1 Samlede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel, i mill. Sm^3 o.e. (2003) Kilde: OED: Fakta 2004 – Norsk petroleumsvirksomhet

I årene fremover forventes det at gassens andel av samlet petroleumsproduksjon vil stige betydelig. Det forventes et fremtidig årlig salgsnivå på rundt 120 millioner Sm^3 o.e. (120 mrd. Sm^3 gass) fra rundt 2010. Oljeproduksjonen forventes derimot å være rundt dagens nivå de nærmeste årene for deretter å avta gradvis.

Per 31.12.2003 var de totale oppdagede og uoppdagede petroleumsressursene på norsk sokkel anslått til å utgjøre om lag 12 900 mill. Sm^3 o.e. som vist i Tabell 3.1. Av dette er det produsert i alt om lag 3 800 mill. Sm^3 o.e. Av de totale ressursene anslås gass å utgjøre om lag 7 000 mill. Sm^3 o.e.[2]

Til sammenligning er påviste reserver av naturgass i verden ved utgangen av 2003 estimert til om lag 176 000 mill. Sm^3 o.e. (176 000 mrd. Sm^3), og om lag 2/3 av ressursene befinner seg i Russland og Midt-Østen. EU15 (EU sine 15 medlemsland før utvidelsen i 2004) har 2 880 mill. Sm^3 o.e. (2 880 mrd. Sm^3) i påviste reserver, hovedsakelig i Nederland (Groningen-feltet) og på britisk sokkel.[3]

1) Kilde: OED: Fakta 2004 – Norsk Petroleumsvirksomhet

2) I begrepet "oppdagede ressurser" inngår også ressurser som allerede er produsert og levert fra oppstart av utvinningen på norsk sokkel. Med begrepet "uoppdagede ressurser" menes petroleumsressurser som gjennom definerte letemodeller antas å være tilstede, men som ennå ikke er påvist ved boring.

3) BP Statistical Review of World Energy June 2004

3.2 Ilandføring av gass

Per i dag ilandføres gass til landanlegg på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden. Videre er ilandføringsanlegg for gass under bygging ved Hammerfest (Snøhvit) og i Aukra kommune (Ormen Lange). Mens gassen fra Kårstø og Kollsnes hovedsakelig eksporteres til utlandet som tørrgass etter prosessering, produseres det metanol av rikgassen på Tjeldbergodden. Ved Hammerfest skal det produseres flytende gass (LNG) for eksport med skip, mens gassen fra Aukra i hovedsak forventes eksportert i rør til Storbritannia.

3.3 Gassbruk i Norge

I år 2003 ble det i følge SSB produsert 77,6 milliarder Sm^3 gass på den norske kontinentalsokkelen. 68,3 milliarder Sm^3 (88 %) av denne gassen ble eksportert til utlandet, mens om lag 7 % ble brukt på sokkelen til drift av olje- og gassplattformer.

Samlet sett forbrukes i dag tørrgass tilsvarende en tilført energimengde på om lag 217 MSm^3 (2,4 TWh) til energiformål i Norge[4], hovedsakelig rundt ilandføringsstedene for gass. Til sammen utgjør det innenlandske sluttforbruket av tørrgass til energiformål om lag 1 % av vårt sluttforbruk av energi. Sammenliknet med andre land i Europa er gassforbruket i Norge lite.

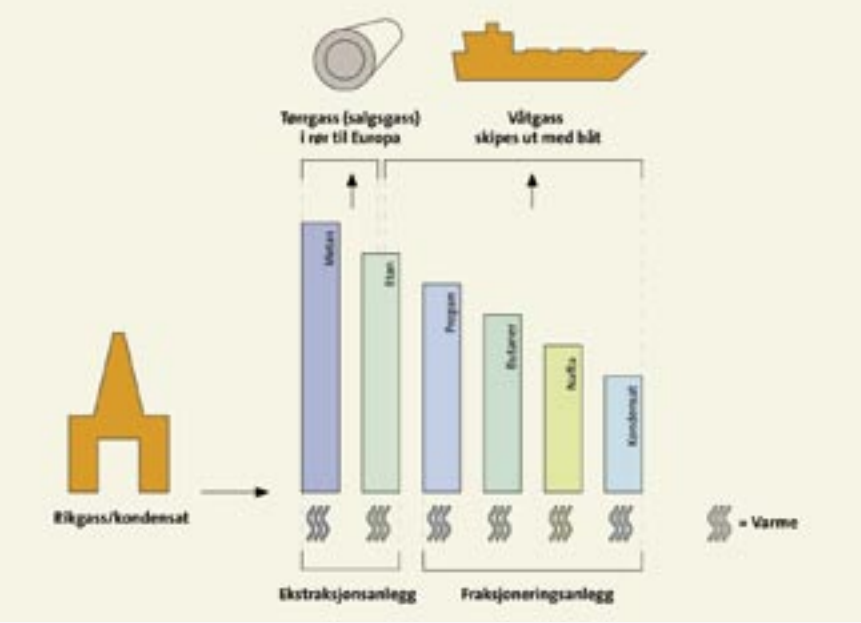
De to største innenlandske gassbrukerne bruker imidlertid gassen hovedsakelig som råvare til industriproduksjon. Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden brukte om lag 770 MSm^3 rikgass i 2003, svarende til et energiinnhold på om lag 8,5 TWh. Industrien i Grenland bruker om lag 1150 ktonn våtgass (etan og propan) årlig, med et energiinnhold på i størrelsesorden 15 TWh.

Hva skjer med naturgassen etter at den er hentet opp fra reservoarene?

Når **rikgass** hentes opp fra undergrunnen skilles den fra oljen og vannet i brønnstrømmen ute på plattformene og føres i rør til land.

Tørrgass, våtgass og kondensat skilles fra hverandre i behandlingsanlegg på land. Denne prosessen kalles å "tørke" rikgassen. Tørrgass eksporteres gjennom rørledninger til kunder i Europa. Våtgass kan splittes videre opp i etan, propan, butan og kondensat og selges separat. Alternativt kan våtgass leveres i en blanding som Natural Gas Liquids (NGL).

Liquified Natural Gas (LNG) er nedkjølt og komprimert gass som kan fraktes over store avstander på skip og senere omgjøres til gassfase og transporteres videre i rør. Når Snøhvit kommer i produksjon vil rikgass fra feltet bli ført i land på Melkøya via rørledninger. Der blir gassen renset og separert i tørrgass, LPG (propan og butan) og kondensat. Tørrgassen kjøles ned til163°C, komprimeres og transporteres som LNG i tankbåter til kunder i Spania, Portugal, Frankrike og USA. Kondensatet og LPG-blandingen vil også eksporteres.



Figur 3.2 Prosessering av naturgass. Kilde: Gassco

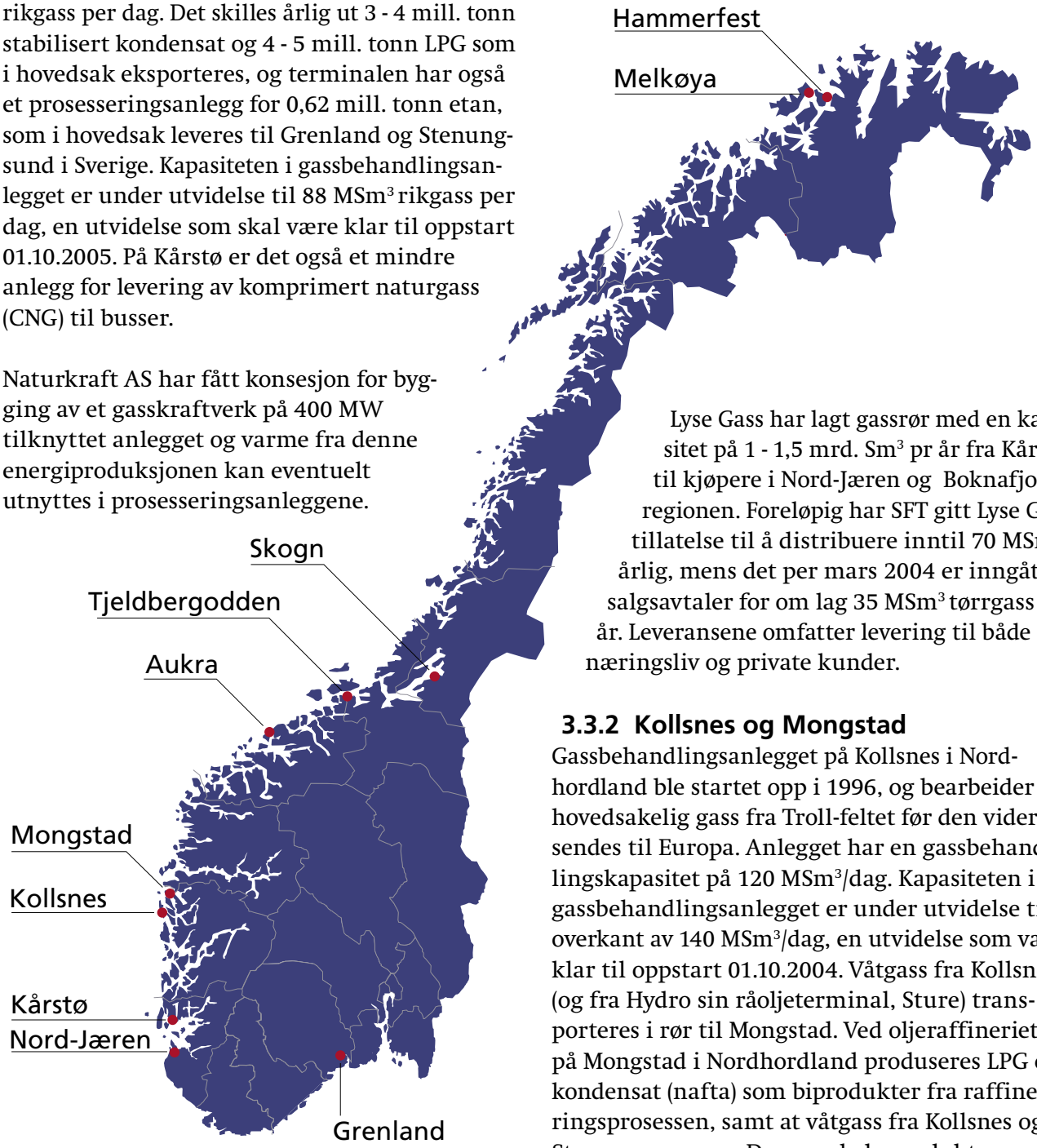
3.3.1 Kårstø, Karmøy og Nord-Jæren

Gassbehandlingsanlegget på Kårstø nær Haugesund i Rogaland bearbeider gass fra Nordsjøen før den videresendes til Europa, og er selv en stor bruker av gass som energikilde i behandlingsprosessen (om lag 500 MSm^3 ble brukt som fyrgass i 2003). Anlegget ble startet opp i 1985, og kapasiteten på gassbehandlingsanlegget er 72 MSm^3

4) Kilde: SSB

rikgass per dag. Det skilles årlig ut 3 - 4 mill. tonn stabilisert kondensat og 4 - 5 mill. tonn LPG som i hovedsak eksporteres, og terminalen har også et prosesseringsanlegg for 0,62 mill. tonn etan, som i hovedsak leveres til Grenland og Stenungsund i Sverige. Kapasiteten i gassbehandlingsanlegget er under utvidelse til 88 MSm^3 rikgass per dag, en utvidelse som skal være klar til oppstart 01.10.2005. På Kårstø er det også et mindre anlegg for levering av komprimert naturgass (CNG) til busser.

Naturkraft AS har fått konsesjon for bygging av et gasskraftverk på 400 MW tilknyttet anlegget og varme fra denne energiproduksjonen kan eventuelt utnyttes i prosesseringsanleggene.



Gassaktiviteten på Karmøy utenfor Haugesund startet med Gasnors leveranser til Hydro Aluminiums fabrikker på Karmøy i 1994. Flere industribedrifter og større yrkesbygg har knyttet seg til gassrørledningen som går fra Snurrevarden til Hydros fabrikker. Sildemelfabrikken Silfas etablerte seg i Karmøy fiskerihavn pga god dypvannskai og tilgang på naturgass. Dette førte i sin tur til at fiskeförprodusenten Biomar etablerte seg i det samme området og bruker gass til tørkeprosesser. Gasnor leverte i 2003 om lag 42 MSm^3 gjennom rørnettet. Videre har Gasnor bygd et LNG-anlegg med en årlig produksjonskapasitet på om lag 25 MSm^3 (20 000 tonn).

Lyse Gass har lagt gassrør med en kapasitet på 1 - 1,5 mrd. Sm^3 pr år fra Kårstø til kjøpere i Nord-Jæren og Boknafjordregionen. Foreløpig har SFT gitt Lyse Gass tillatelse til å distribuere inntil 70 MSm^3 årlig, mens det per mars 2004 er inngått salgsavtaler for om lag 35 MSm^3 tørrgass per år. Leveransene omfatter levering til både næringsliv og private kunder.

3.3.2 Kollsnes og Mongstad

Gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Nordhordland ble startet opp i 1996, og bearbeider hovedsakelig gass fra Troll-feltet før den videresendes til Europa. Anlegget har en gassbehandlingskapasitet på 120 MSm^3/dag. Kapasiteten i gassbehandlingsanlegget er under utvidelse til i overkant av 140 MSm^3/dag, en utvidelse som var klar til oppstart 01.10.2004. Våtgass fra Kollsnes (og fra Hydro sin råoljeterminal, Sture) transporteres i rør til Mongstad. Ved oljeraffineriet på Mongstad i Nordhordland produseres LPG og kondensat (nafta) som biprodukter fra raffineringsprosessen, samt at våtgass fra Kollsnes og Sture prosesseres. Den samlede produktmengden ved Mongstad-anlegget i 2003 var 9 634 000 tonn.

I forbindelse med gassbehandlingsanlegget på Kollsnes er det etablert et distribusjonssystem for komprimert naturgass (CNG). Gassen fraktes på tankbiler til fem mottaksstasjoner i Bergensområdet og benyttes til kjøretøyer og i fyrsentraler. Naturgass Vest har også bygd et LNG-anlegg for distribusjon av gass til ferger, supply-skip og industristeder på Vestlandet. Distribusjon av gass som LNG er valgt fremfor det planlagte høytrykksrøret i sjøen fra Kollsnes til Bergen.
I 2003 leverte Naturgass Vest om lag 13 MSm^3 gass, mens forventet salg i 2004 er om lag 38 MSm^3.

Naturkraft AS har fått konsesjon for bygging av et gasskraftverk på 400 MW tilknyttet anlegget på Kollsnes. Videre har Statoil forhåndsmeldt et kraftvarmeanlegg på Mongstad med en produksjonskapasitet på 280 MW elektrisitet og 350 MW varme. Anlegget skal forsynes med gass ved hjelp av et tørrgassrør fra Kollsnes.

3.3.3 Tjeldbergodden

Det største forbruket av naturgass i Norge finnes i metanolfabrikken på Tjeldbergodden (Nordmøre), der forbruket av rikgass er om lag 770 MSm^3/år. Fabrikken ble bygd sammen med gassrøret fra Haltenbanken for å få avsatt gassen som ble produsert sammen med oljen på Heidrunfeltet. Anlegget ble satt i drift i 1996. Ved siden av produksjon av metanol produseres det også LNG. I 2003 var metanolproduksjonen 916 000 tonn og LNG-produksjonen 12 500 tonn. Industriaktiviteten på Tjeldbergodden består for øvrig av et gassmottaksanlegg, en luftgassfabrikk og en bioproteinfabrikk. I forbindelse med metanolfabrikken er det også etablert et oppdrettsanlegg for piggvar og kveite.

Statoil har søkt om konsesjon for et gasskraftverk integrert med metanolproduksjonen på om lag 860 MW. Anlegget skal settes i drift samtidig med en utvidelse av metanolproduksjonen.

3.3.4 Grenland

Industriklyngen i Grenland består først og fremst av Yaras gjødselproduksjon på Herøya, Noretyl, Hydro Polymers' anlegg på Rafnes og Borealis' anlegg på Rønningen syd for Rafnes. Virksomhetene produserer kunstgjødsel og ulike plastprodukter på basis av våtgass (i hovedsak etan og propan).

Industrien forbruker om lag 1 150 ktonn våtgass per år, som fraktes med skip til Grenland. Industrien har undersøkt mulighetene for å bygge et rør fra Kårstø som frakter både våtgass og tørrgass til regionen.
Skagerak Kraft har forhåndsmeldt et gasskraftverk på 400 - 1000 MW i Grenland, som avhenger av at det bygges et gassrør til Grenland.

3.3.5 Hammerfest

På Melkøya utenfor Hammerfest pågår bygging av et større gassmottaks- og prosesseringsanlegg for produksjon av LNG, LPG og kondensat. Gassen ilandføres fra Snøhvitfeltet. Anlegget er planlagt å kunne produsere 5 700 MSm^3 LNG årlig, primært for eksport til USA og Sør-Europa. For å skaffe energi til produksjonen (nedkjøling) etableres et gassbasert kraftvarmeverk med produksjon av 1,7 TWh kraft og 1,3 TWh varme per år. Anlegget skal bestå av 5 parallelle gassturbiner med tilhørende varmegjenvinningsanlegg. I tillegg har Hammerfest El. verk forhåndsmeldt et gasskraftverk med CO_2-håndtering på om lag 100 MW basert på gassen som ilandføres fra Snøhvit. Etableringen gir lokal tilgang på LNG, varme og temperert kjølevann. De lokale myndighetene håper at prosjektet vil gi betydelige ringvirkninger i form av utbygging av infrastruktur, utnyttelse av kjølevannet til oppdrett av smolt og etablering av mindre anlegg for samtidig produksjon av kraft og varme basert på gass.

3.3.6 Aukra

Gass fra Ormen Lange feltet skal ilandføres i Aukra kommune, vest for Molde. Prosesseringsanlegget vil ha kapasitet til å eksportere om lag 20 mrd. Sm^3 tørrgass per år. Lokale krefter jobber for å etablere lokal utnyttelse av gassen, blant annet er det allerede lagt ned distribusjonsrør for gass i områdene nær prosesseringsanlegget.

3.3.7 Trondheimsregionen

Planene om å bygge gasskraft på Skogn har vært utløsende for mange planer om gassaktivitet i Trondheimsfjorden. Selskapet Industrikraft Midt-Norge har fått konsesjon og utslippstillatelse for et 800 MW kraftvarmeverk i Skogn, og en tilhørende gassledning inn Trondheimsfjorden til Skogn er også planlagt. Produksjonen fordeles på to parallelle produksjonslinjer. Det tilrettelegges for samtidige elektrisitets- og varmeleveranser, og det vil bli mulig å tappe av damp til en nærliggende papirfabrikk. Det forutsettes en gjennomsnittlig varmeleveranse på 125 MW, svarende til 1 TWh per år. Samlet elektrisitetsproduksjon antas å bli om lag 6,2 TWh per år. Avgreiningsrør kan legges til Orkanger, Trondheim og Sør-Fosen i Sør-Trøndelag samt til Levanger, Verdal og Inderøy i Nord-Trøndelag. I disse områdene er det undersøkt hvilke muligheter som finnes for å utnytte naturgass, og det er anslått at det på kort sikt kan utnyttes 85 MSm^3/år innen eksisterende næringsliv og transport. Teoretisk potensial på lengre sikt anslås til 130 MSm^3/år.

En mulig eksportledning fra Skogn og videre over land til Østersund og Sundsvall og over Botten-

viken til Kristinestad i Østerbotten (Finland) har vært vurdert. Dette forutsetter bl.a. en beslutning om etablering av gasskraft på Skogn. Alternativer med LNG-distribusjon i regionen vurderes også.

Figur 3.3 Snøhvit prosesseringsanlegg. Illustrasjon: Statoil

3.3.8 Annen gassaktivitet

LPG selges som et separat produkt fra naturgass og transporteres gjerne i flytende form (ved hjelp av høyt trykk og/eller lave temperaturer). Det totale norske forbruket av LPG i 2003 var på 304 000 m^3, svarende til en energimengde på om lag 2 TWh. Størstedelen ble brukt i industrien, men bruken hos privatkunder er i rask vekst.

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

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

Naturgass Grenland vurderer å markedsføre LNG fra 2004. Selskapet viser til et lokalt marked i Skien-Porsgrunn-Brevik området på 17 MSm^3 årlig som kan utløses gjennom investeringer i et 24 km langt lavtrykksnett. Utgangspunktet vil være Herøya, som mottar gass enten via rør eller LNG.

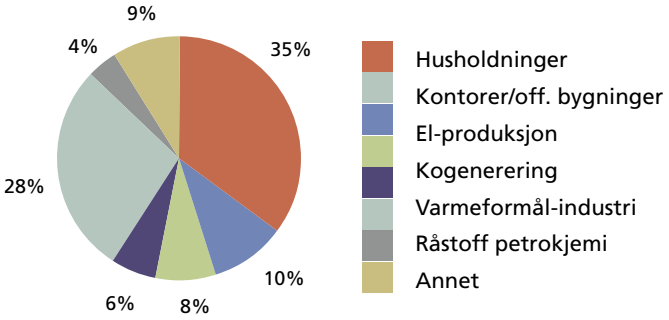
Naturgass Øst vurderer skipstransport av LNG til Fredrikstad fra 2006. Selskapet viser til et markedspotensial på opptil 140 MSm^3, primært til industrien i fylket.

Naturgass Møre står bak den nye mottaksterminalen for LNG på Sunndalsøra (Hydro Aluminium). Selskapet arbeider også med prosjekter for gassdistribusjon med utgangspunkt i gassanlegget på Aukra der gassen fra Ormen Lange skal komme i land. For eksempel er et rør mellom Aukra og Elnesvågen under vurdering. Flere lokale distribusjonsselskaper enn de som er nevnt her er opprettet. Samtlige av disse aktørene ser for seg stasjonær forbrenning i industrien som viktigste gassanvendelse.

En viktig drivkraft bak introduksjon av LNG i markedet er NO_x-reduksjon. Ferger, forsyningsbåter og andre kystfartøy er store punktkilder for NO_x-utslipp. NO_x-utslippene fra offshorevirksomheten er også betydelige, og operatørene har ulike krav til å redusere utslipp fra turbindrift på plattformer og landanlegg. Merkostnadene ved å bygge gassdrevne skip (basert på LNG) i stedet for konvensjonell dieseldrift er stort sett lavere enn å gjøre tiltak på plattformene. På denne bakgrunn har Statoil fått godkjent gassdrift av skip som løsning for sine pålegg om NO_x-reduserende tiltak, og Gassco har allerede søkt norske myndigheter om tilsvarende avtale. De nye forsyningsskipene "Stril Pioner" og "Viking Energy" ble satt i drift våren/sommeren 2003, innleid av Statoil på tiårskontrakter. Begge skipene drives av LNG levert fra Kollsnes. Til sammen vil båtene forbruke om lag 8 MSm^3 LNG årlig, og gassdriften vil føre til reduserte utslipp av NO_x på om lag 400 tonn årlig. Bilfergen "Glutra" har også brukt gass som drivstoff i vel to år på et samband i Møre og Romsdal, og flere gassferger ventes å bli bygd de nærmeste årene.

3.4 Gassbruk i Europa

Mens bare om lag 1 % av det landbaserte norske energiforbruket er basert på naturgass (2003), er gassandelen for Vest-Europa (EU15) om lag 24 % [5]. Det er imidlertid store variasjoner fra land til land, som illustrert i Figur 3.4.
I Nederland er opp mot 50 % av energiforbruket basert på gass, mens i Sverige er gassandelen kun om lag 2 %. EU15 brukte om lag 404 mrd. Sm^3 naturgass i 2003, tilsvarende om lag 16 % av det estimerte verdensforbruket på 2 591 mrd. Sm^3.

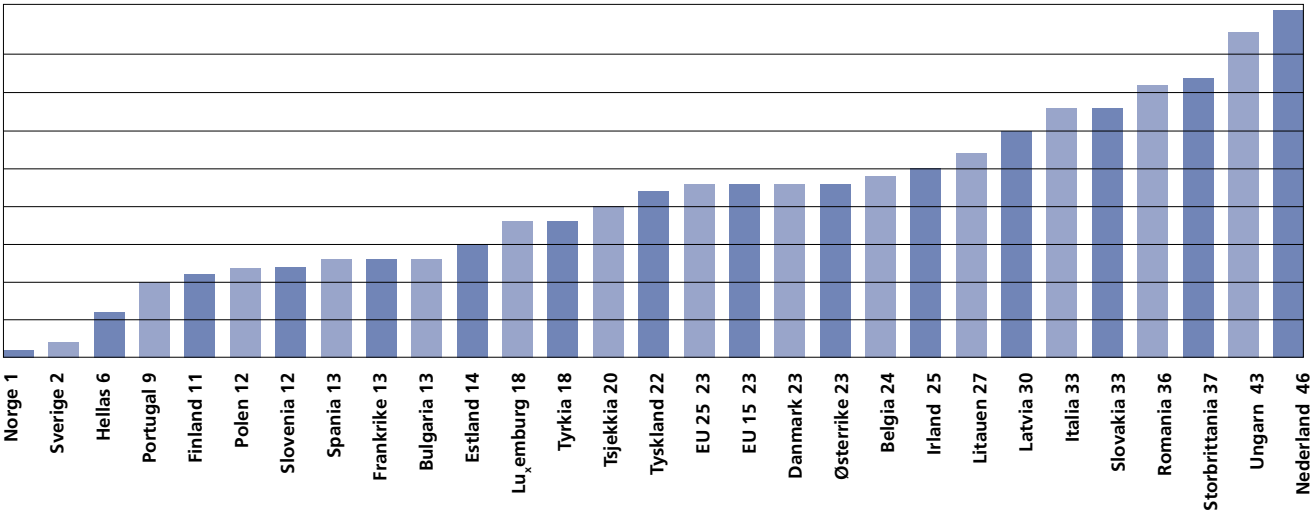


Figur 3.5 Bruksområder for gass i Vest-Europa
Kilde: Eurostat – "Energy, transport and environment indicators", 2004 edition

Landene i Europa med høyest forbruk av gass er England, Tyskland, Nederland, Frankrike og Italia. Spesielt England og Nederland har basert gassforsyningen på egne ressurser og etablert den i tett befolkede områder hvor transportkostnadene er forholdsvis rimelige. Disse landene har også satset sterkere på utnytting av gass til kraftproduksjon.

I Europa brukes om lag 4 % av gassen som råstoff i industrien. Resten brukes til varme og kraftproduksjon. Bruksområder for gass i Vest-Europa fremgår av Figur 3.5.

Mange land har ført en aktiv politikk for å fremme bruken av naturgass. Gass blir sett på som en miljøvennlig energikilde siden den har erstattet bruk av fyringsolje i husholdninger og industri og erstattet kull og olje til kraftproduksjon. Ofte er gass enten fritatt for skatt eller lavere beskattet enn fyringsolje. Unntaket er Tyskland, der man synes fornøyd med andelen gass, og derfor har økt beskatningen av gass til husholdninger til samme nivå som for fyringsolje.



Figur 3.4 Gassens prosentvise andel av det totale energiforbruket (2001)
Kilde: Eurostat – "Energy, transport and environment indicators", 2004 edition

5) BP Statistical Review of World Energy June 2004

Figur 3.6 Gassrørnettet fra norsk sokkel
Kilde: Gassco

4 Gasstransport

I dette kapittelet beskrives transportteknologier for naturgass, og forsyning av Grenlandsområdet med gass brukes som eksempel for å illustrere kostnader knyttet til de ulike teknologiene. Eksemplene er hentet fra NVEs arbeid med rapporten "Gass i Norge" [6]. Det presenteres også erfaringstall for kostnader ved lokal lagring og distribusjon, som grunnlag for forenklede kalkyler.

4.1 Transport av naturgass

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

Transport av gass i rør er kjennetegnet ved høye og ugjenkallelige investeringskostnader og lave driftskostnader. Transportkostnadene ved rørtransport av gass er derfor sterkt avhengig av hvor godt kapasiteten i gassrøret utnyttes. De høye investeringskostnadene medfører at det kreves store volumer eller små avstander for å gi tilfredsstillende lønnsomhet i et rørprosjekt. Legging av gassrør er med andre ord mest aktuelt til områder der markedsgrunnlaget for gass er stort.

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

Illustrasjon: Norsk Hydro

CNG er gass som lagres og transporteres under høyt trykk på tanker. Transport av CNG kan foregå ved hjelp av bil, båt eller tog, og kan være aktuell for både små og store volumer. CNG har de samme fordelene med hensyn til fleksibilitet og gradvis oppbygging som LNG.

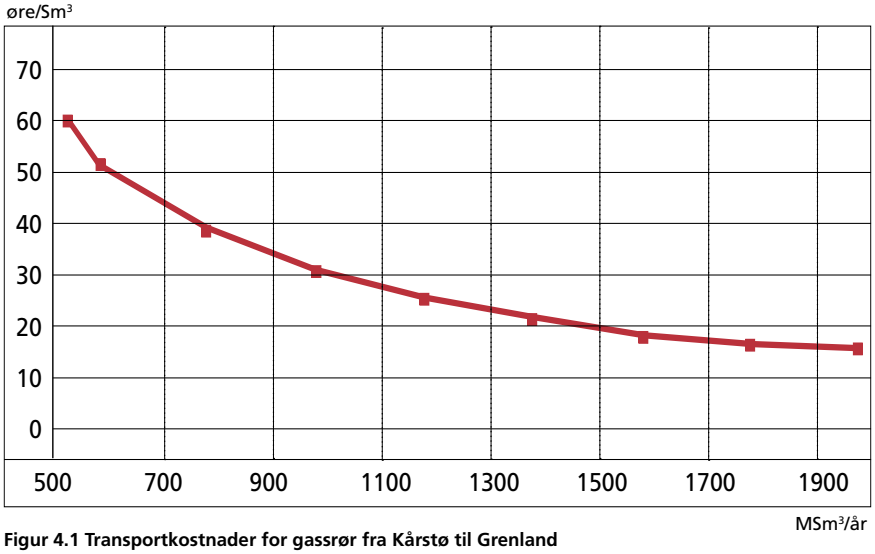
4.2 Rørtransport

4.2.1 Storskala rørtransport

Gasstransport over store avstander og i store volum skjer ved hjelp av høytrykks transmisjonsrør, eksempelvis slike som forbinder Kårstø og Kollsnes med gassterminaler på Kontinentet. Designtrykk ligger gjerne i området rundt 200 bar, og diametre mellom 10" og 42" (tommer). I praksis viser det seg at transmisjonsrør i Norge stort sett legges billigst i sjøen der det er mulig.

6) Tilgjengelig på www.nve.no

For å gi et innblikk i kostnadene og skalavirkningene ved storskala rørtransport av naturgass er det vist en beregning av nødvendig transporttariff for å få dekket kostnadene ved å investere i et gassrør fra Kårstø til industrien i Grenland (460 km) i Figur 4.1. Beregningen er gjort med en levetid på 20 år og en kalkulasjonsrente på 8 % for gassrøret. Figuren tar utgangspunkt i et 16" rør, ettersom investeringskostnadene ikke vil bli mindre som følge av å gå ned i dimensjon, da dette krever nedgraving og økt beskyttelse av røret. Figuren illustrerer skalafordelene ved rørtransport av gass. En ser at enhetskostndene (transportkostnad per transportert energimengde (Sm^3)) synker betraktelig ved økende volumer.



Figur 4.1 Transportkostnader for gassrør fra Kårstø til Grenland

Maks overføring ved 4 bar			Kostnad [kr/m]		
Rørdim [mm]	Kapasitet [Sm^3/h]	Effekt [kW]	Lett terreng	Vanskelig terreng	Bygater
63	900	9 000	1 000-1 200	1 200-1 400	1 400-1 700
110	3 200	32 000	1 100-1 300	1 400-1 600	1 700-1 900
160	6 800	68 000	1 200-1 600	1 500-1 800	1 950-2 200
200	10 600	106 000	1 400-1 800	1 700-2 000	2 300-2 500
280	20 900	209 000	1 800-2 000	2 100-2 300	2 700-2 900

Tabell 4.1 Spesifikke kostnader for legging av distribusjonsnett for gass
Kilde: Gasnor - Distribusjon av naturgass (2001)

Til sammenligning er prisen nå om lag 15 øre/Sm^3 for fremtidig transport av naturgass fra Kårstø til Zeebrugge i Belgia gjennom gassrørnettet (814 km, 40" rørdiameter) på sokkelen[7]. Dette skal være nok til å dekke driftskostnader samt en realavkastning på investert kapital før skatt på 7 % for røreierne. Dette illustrerer det store potensialet for lave transporttariffer for rørtransport ved store transporterte volumer.

4.2.2 Lokal distribusjon

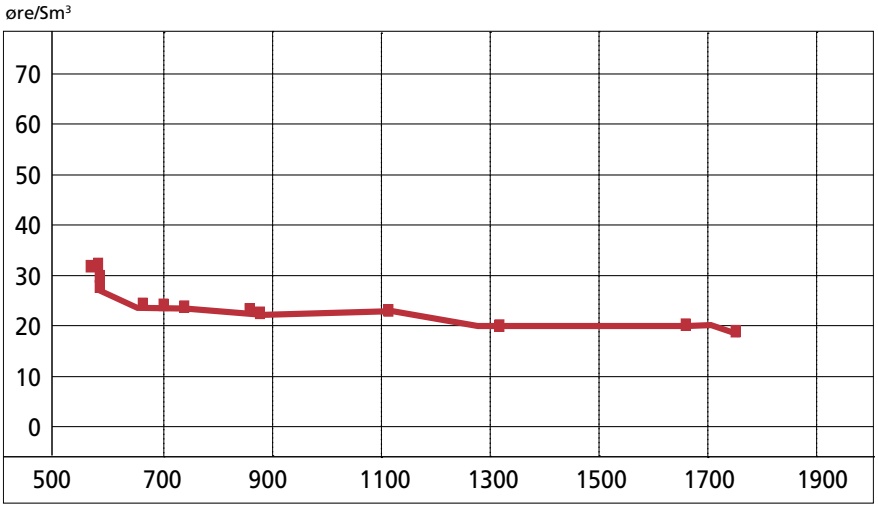
Lokal rørdistribusjon av naturgass skjer som regel i et såkalt lavtrykksystem, dvs. lavere enn 10 bar overtrykk. Eksempler på dette er Gasnors nett på Haugalandet og Lyses distribusjonsnett på Nord-Jæren. Det er regnet med plastledning i en kvalitet (polyetylen) som er godkjent for trykk opp til 10 bar.

Tabell 4.1 viser spesifikke kostnader ved legging av et gassdistribusjonsnett. Kostnadstallene inkluderer det fysiske arbeidet med legging, prosjektering, byggeledelse og kontroll/dokumentasjon. Det er ikke tatt hensyn til eventuell grunnerverv eller kompensasjon til grunneiere. For grøfter er det regnet med et begrenset behov for sprengning. Rørledningene legges med om lag 0,6 - 1,0 m overdekking avhengig av området ledningen legges i. Gassdistributøren fører normalt røret fram til yttervegg hvor det monteres utstyr (skap) for måling og trykkregulering (MR-skap) til hver enkelt kunde. Kostnaden for disse er avhengig av effektbehovet, og vil variere mellom 5 000 kroner for en bolig og opp til 200 000 kroner for en større industriell bruker. For et typisk yrkesbygg eller en større skole vil et MR-skap kunne beløpe seg til om lag 60 000 kr.

7) Kilde: www.gasviagasled.no

4.3 LNG-transport

LNG har vist seg å være en god løsning der det ikke er hensiktsmessig å bygge rørledninger pga moderate volumer eller svært lange avstander. I de senere år er det bygd en rekke anlegg for mottak av LNG i Europa og en tilsvarende oppbygging skjer i USA og andre land. I Norge er LNG tilgjengelig i mindre mengder fra Tjeldbergodden,på Karmøy og på Kollsnes, i tillegg til at Snøhvitanlegget ved Hammerfest planlegges idriftsatt i 2006/2007.



Figur 4.2 Kostnader for LNG-transport fra Zeebrügge til Grenland

En LNG-kjede består av et produksjonsanlegg (inkludert transportterminal), transportenheter (skip, tankvogner, jernbanevogner, containere), mottaksanlegg og anlegg for videredistribusjon i tank eller lavtrykksrør.

I produksjonsanlegget kjøles naturgassen ned og kondenseres til væske. Anlegget forbruker 5 - 15 % av gassmengden internt i anlegget, slik at LNG i utgangspunktet har en konkurranse- og miljøulempe sammenlignet med rørtransport. LNG fraktes i tanker på skip, lastebiler eller tog. Over større avstander fraktes LNG med spesialbygde tankbåter (LNG-skip). Godt isolerte kuletanker gir lavt kuldetap (og dermed fordampningstap) og i dag kan LNG transporteres over store av stander uten ekstra kjøling. Det finnes LNG-skip med kapasitet fra 1 000 – 147 000 m³. Transport av LNG over store avstander (for eksempel fra Midtøsten til Japan) koster i dag under 3 øre/kWh (tilsvarende om lag 185 kr/m³).

For å få et inntrykk av transportkostnadene for LNG, er det valgt å vise kostnader for båttransport av LNG fra Zeebrugge (Belgia) til Grenland. LNG-kjeder for varierende årsvolumer er beregnet og vist i Figur 4.2.

Figuren illustrerer at LNG ikke har de samme skalafordelene som rørtransport, men at transportkostnaden for levering til Grenland er konkurransedyktig med rørtransport unntatt for svært høye volumer. Her er det imidlertid viktig å huske at LNG gjerne har en høyere pris ved gassterminal og at den således kan være mindre konkurransedyktig totalt sett.

Mottaksanlegg for LNG vil grovt sett bestå av lager og fordamper. I fordamperen tilføres varme og nedkjølt, flytende gass omformes til vanlig naturgass. Denne kan så brukes på stedet eller fraktes i distribusjonsrør fram til enkeltbrukere. Større mottaksanlegg for LNG kan derfor ha samme funksjon som et større overføringsrør til et nytt distrikt. Lagertanker for LNG må være godt isolert for å unngå stor fordampning (fordampningen sørger for å holde temperaturen i tanken under kokepunktet). Siden alle tanker har en viss varmelekkasje, vil den tiden LNG kan lagres i en tank uten ytterligere kjøling være begrenset. Fordampningsraten er avhengig av tankens størrelse og form, men 1 - 2 % fordampning per døgn er normalt. Kuletanker for lagring av LNG kan plasseres direkte på bakken eller være helt eller delvis nedgravd (f.eks. fjellagre). Det er nødvendig med en sikkerhetssone rundt lageret. Et annet alternativ kan være lagring av LNG i tankbåt, ankret opp utenfor forbrukerne.

Kostnader for mottaksanlegg for LNG er vist i Tabell 4.2. Tankanleggene i Norge varierer fra 50 m³ til 3 x 450 m³. Et tankanlegg på 1000 m³

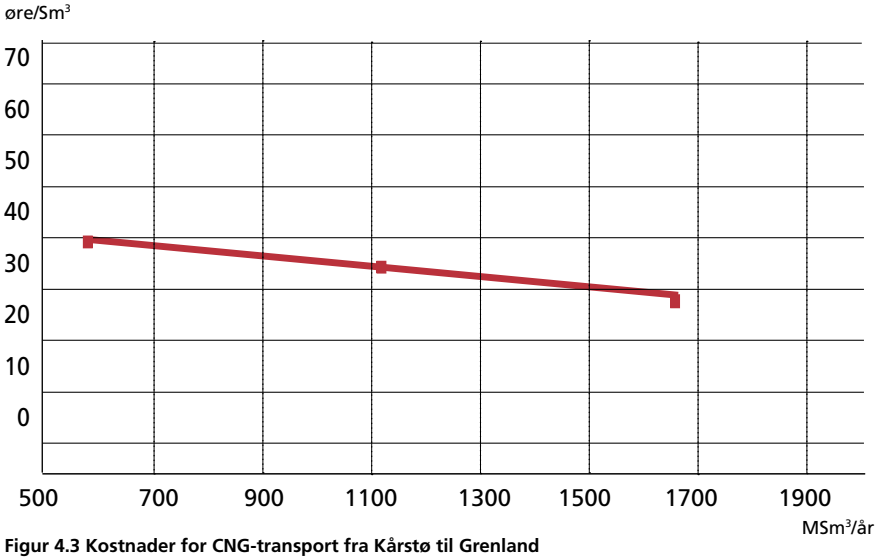
Tankvolum [m³]	Effekt (til nett) [MW]	Investering [mill. kr]	Drift/ vedlikehold [kr/år]
60	5	1,9 — 2,1	80 – 100 000
60	15	2,2 — 5,5	110 – 130 000
120	5	2,3 — 2,5	110 – 130 000
120	15	2,8 — 3,0	130 – 150 000

Tabell 4.2 Kostnader mottaksanlegg LNG (2001)

koster om lag 18 mill. kr. og inneholder om lag 600 000 Sm^3 gass, tilsvarende 6 GWh energi. Tanker på 100 - 120 m^3 kan transporteres fra verksted til brukersted. Større tanker må bygges på stedet.

I kostnadsoversikten er det lagt til grunn at det benyttes varmt vann til fordampning og at dette produseres i en kjel på mottaksanlegget. Det finnes også andre, rimeligere løsninger. For å få en effektiv transport er det også lagt til grunn at tankvolumet skal kunne ta imot hele billaster (typisk om lag 16 tonn, tilsvarende om lag 0,22 GWh).

LNG-tankeren "Pioneer Knutsen" - verdens minste LNG-tanker som leverer flytende naturgass til anlegg langs kysten. Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter



Figur 4.3 Kostnader for CNG-transport fra Kårstø til Grenland

4.4 CNG-transport

CNG-teknologi har hittil vært mest brukt til lokal distribusjon av moderate gassvolumer, men en rekke aktører (som Hyundai Heavy Industries, Williams, TransCanada, Trans Ocean Gas, Teekay, Leif Hoegh & Co, Statoil og Knutsen OAS) vurderer kommersiell CNG-transport i større skala, hovedsaklig som løsning for gasstransport fra gassfelter med beliggenhet langt unna eksisterende infrastruktur.

En CNG-kjede består av et produksjonsanlegg (inkludert transportterminal), transportenheter (skip, tankvogner, jernbanevogner, containere), mottaksanlegg og eventuelt anlegg for videredistribusjon i tankvogner eller lavtrykksrør.

I produksjonsanlegget komprimeres naturgass og fylles på transportenheten. CNG fraktes i tanker på skip, lastebiler eller tog. For CNG utgjør mottaksterminal (lagerkostnader) en viktig del av totalkostnadene. Lagerkostnadene varierer med størrelse (lagerbehov) og utforming (fjellager, rørlager eller flaskelager). Dersom man kan benytte fjellager, vil kostnadene typisk være lavere enn om lageret består av stålflasker. Gassen kan så brukes på stedet eller fraktes i distribusjonsrør fram til enkeltbrukere. Større mottaksanlegg for CNG kan derfor ha samme funksjon som et større overføringsrør til et nytt distrikt, på samme måte som for LNG. For å få et inntrykk av transportkostnadene for CNG, er det i Figur 4.3 valgt å vise kostnader for CNG-transport fra Kårstø til Grenland for ulike volum.

Figuren viser at CNG viser kontinuerlig synkende transportkostnader med økende gassvolumer. Slike CNG-ruter er foreløpig ikke realisert noe sted i verden, og kostnadstallene er således mer usikre enn de tilsvarende kostnadene for rør- og LNG-transport.

CNG kan lagres på flere måter, blant annet i fjellager, i trykktanker eller i trykksatte rør. For å vurdere lagerkostnader på mottakssted kan en se på erfaringer fra et anlegg i Oberhausen i Tyskland[8]. Lageret er basert på rørbunter av 56" rør,

8) Kilde: Marintek

med en total lengde på 289 meter og gassen er lagret med et trykk på om lag 100 bar. Anlegget har en kapasitet på 0,35 MSm^3 med en investeringskostnad på 3,4 mill. euro (2003). Enhetskostnaden blir da om lag 84 kr per Sm^3 lagerkapasitet, og dette tallet forventes å være representativt også når en skalerer opp eller ned for varierende lagervolumer.

4.5 Valg av transportform

Avgjørende for valg av bulk eller rørtransport er volum og avstand. I Tabell 4.3 er det forenklet og skjematisk satt opp hvilke transportteknologier som typisk vil velges avhengig av transportavstand og volum.

Med lokalt menes typisk innen samme fylke (for eksempel Naturgass Vest sin CNG-distribusjon i Bergensområdet), regionalt kan være mellom fylker, mellom landsdeler og fra deler av norsk sokkel til UK og Kontinentet, mens globalt typisk vil være transport mellom kontinenter (som for eksempel LNG fra Snøhvit til USA). Inndelingen i tabellen er grov, og kun ment å gi et inntrykk av fordelene ved de enkelte teknologiene. Mellom de ulike kategoriene vil det være grensetilfeller, i tillegg til at valg av teknologi vil være avhengig av hva slags infrastruktur som finnes i de berørte områdene fra før og hvor fort et marked for gassen forventes bygd opp. Anvendt på Norges geografi og gassressurser antyder tabellen følgende teknologivalg:

- **Gass fra Nordsjøen og Norskehavet**

Store volumer og akseptabel avstand til UK og Kontinentet gjør at rørtransport foretrekkes.

- **Gass fra Snøhvit**

Store volumer og lang avstand til markedene har gjort at LNG er valgt som transportteknologi.

- **Gassbruk rundt ilandføringssteder for gass**

Her er avstandene korte og volumene relativt små, noe som skulle tilsi transport i rør (som Gasnor gjør rundt Kårstø) eller som CNG (Som Naturgass Vest gjør i Bergensområdet). Gasskraft ved ilandføringssted tilsier bruk av rør pga. stort volum.

- **Mindre industrielle brukere**

Her er volumene små og avstanden mellom forbrukerne betydelig. Langs kysten i Norge har skipstransport mange fordeler, og skipsbasert LNG virker å være et naturlig valg.

	Lokalt	Regionalt	Globalt
Små volum (< 500 MSm^3)	Rør CNG	CNG*) LNG*)	Ikke lønnsomt
Store volum (> 1000 MSm^3)	Rør	Rør	LNG

Tabell 4.3 Teknologivalg for gasstransport

***)CNG og LNG for regional transport er foreløpig ikke særlig utbredt, men det arbeides med å realisere slike konsepter**

- **Større industrielle brukere**

Med dette menes industri med et betydelig potensielt gassforbruk, som ved industriklyngen i Grenland og i eventuelle gasskraftverk. Her er volumet stort, og avstanden vil bestemme hvorvidt en bør velge rør (som ved gasskraft nær ilandføringsstedene) eller LNG/CNG.

- **Innlandet**

Karakteristisk for innlandet i Norge er små energibehov og spredt forbruk (lange transportavstander). Dette tilsier lav lønnsomhet for gasstransport. Til disse områdene vil LPG, sammen med de andre tradisjonelle fyringsproduktene, kunne utkonkurrere både LNG og CNG, og det er vanskelig å tenke seg rørtransport til disse områdene.

5 Bruksområder

Globalt sett anvendes naturgass i første rekke til å **produsere elektrisitet og varme**. Mange steder i verden der det produseres olje brennes dessuten en del naturgass uten utnyttelse av energien for å redusere eksplosjonsfaren og fordi en ikke har noen alternativ løsning for bruk av gassen (såkalt **fakling**). På verdensbasis er det bare en liten del av naturgassen som går til fremstilling av industriprodukter, selv om interessen for dette anvendelsesområdet har økt i de senere år. I Europa nyttes om lag 4 % av naturgassen som råstoff i petrokjemisk industri; på verdensbasis er andelen bare om lag 2 %.

5.1 Innledning

Innpass av gass i norsk energiforsyning til nå har i stort grad vært basert på at noen store industribedrifter har inngått avtaler om konvertering fra fyringsolje til naturgass, som har gitt grunnlag for begrenset distribusjon av gass i områdene rundt ilandføringsstedene.

Skal naturgass bli tatt i bruk til energiformål i stort omfang må den ha kostnadsmessige fordeler i forhold til alternativene. De brukere som velger naturgass vil gjøre dette enten fordi naturgass er billigere enn annen energi, fordi naturgass har andre fordeler som gjør den billigere totalt sett eller fordi en med naturgass kan lage bedre produkter enn de ellers ville gjort.

Erfaringer fra andre land som har gjort naturgass tilgjengelig som energikilde og råstoff indikerer at industriveksten i disse områdene er høyere enn i områder uten naturgass. Det er imidlertid vanskelig å si om det er gassen alene som forårsaker denne veksten. I tillegg er det vanskelig å trekke direkte sammenligninger mellom Norge og andre land fordi det ofte er store forskjeller i infrastruktur, holdninger til bruk av energi og priser på energi.

Lokale myndigheter på dagens ilandføringssteder for gass har stilt seg positive til etablering av infrastruktur for naturgass. De har sett gassen som en positiv drivkraft for lokal næringsutvikling, men erfaringene så langt er likevel sammensatte. Til tross for at det er 19 år siden det første landfallet ble etablert på Kårstø, og det har skjedd en viss utvikling rundt ilandføringsstedene, må utviklingen likevel sies å være kommet kort. Den sene utviklingen kan dels forklares ved at landfallene er valgt ut fra eksportbehovene og ikke ut fra potensialet for bruk av naturgass på land. Stedene ligger til dels langt fra tettsteder og industri, og det kreves betydelige investeringer i rør for å nå større markeder.

Et prosjekt gjennomført av NVE[9] beregner lønnsomheten ved bruk av gass i ulike anvendelser i industri og til boligoppvarming i Norge. Avhengig av anvendelse og årlig forbruk må gass kunne leveres til større industrielle kjel- og tørkeanlegg for maksimalt 35 øre/kWh, eksklusiv merverdiavgift, for å være konkurransedyktig i forhold til alternativene. For smelteverk og andre større industrielle brukere som benytter tungolje må gassen kunne leveres til om lag 28 øre/kWh for å være konkurransedyktig. Til boligoppvarming er den maksimale konkurransedyktige prisen i området 35 - 40 øre/kWh, eksklusiv merverdiavgift. Disse prisene er referert til energiinnholdet (nedre brennverdi) i gassen, og gjelder ved en langsiktig oljepris på om lag 25 dollar per fat.

Gasskraft har potensial til å bedre den innenlandske kraftbalansen, men har foreløpig vist seg vanskelig å få til, både økonomisk og politisk.

9) "Naturgassens bruksområder", utgis i løpet av 2004

5.2 Industriell bruk

Naturgass kan anvendes i industrien, både som energikilde og som råstoff i petrokjemisk industri. Her omdannes hydrokarbonene ved kjemiske reaksjoner til en rekke forskjellige stoffer. I prosessen blir gassmolekylene spaltet opp, forandret og påbygd slik at de enten alene eller sammen med andre råstoffer kan danne et utall av produkter, som for eksempel plast, syntetiske tekstiler, kjemiske produkter (maling, lakk), proteiner, ammoniakk og metanol.

Petroleumsprodukter som naturgass, våtgass og olje kan i flere av prosessene erstatte hverandre som karbonkilde. Flere av produktene kan dessuten produseres fra andre hydrokarbonkilder som syntesegass fra kullforgassing, avgasser fra metallurgiske prosesser osv. Historisk sett har kull, våtgass og olje vært de dominerende råstoffene i petrokjemisk industri, og den teknologiske forskningen har derfor tradisjonelt vært rettet inn mot disse råstoffkildene. Men etter hvert har naturgass blitt viet større oppmerksomhet. De kjemikalier som i dag i første rekke produseres fra naturgass er metanol og ammoniakk, men det er mange flere prosesser under utvikling.

Metanol er i seg selv et løsningsmiddel, men går oftest videre inn i kjemiske prosesser for videreforedling. Viktige produkter her er ulike metylforbindelser (erstatter bly i bensin), formaldehyd (råstoff i lim- og malingsindustrien) og organiske fargestoffer.

Ammoniakk har et vidt anvendelsesområde. Ammoniakk er egnet som kjølemedium i kjøle- og fryseanlegg, men de viktigste produktene der ammoniakk er en viktig innsatsfaktor er kunstgjødsel, harpikser, lim, såpe, vaskemidler og sprengstoff.

Tabell 5.1 viser hovedproduktene, produksjonssteder og mengder av stoffer som fremstilles i Norge med basis i naturgass, våtgass og kondensat. En rekke produkter produseres av flere bedrifter. I tabellen er det bare tatt med de største produsentene.

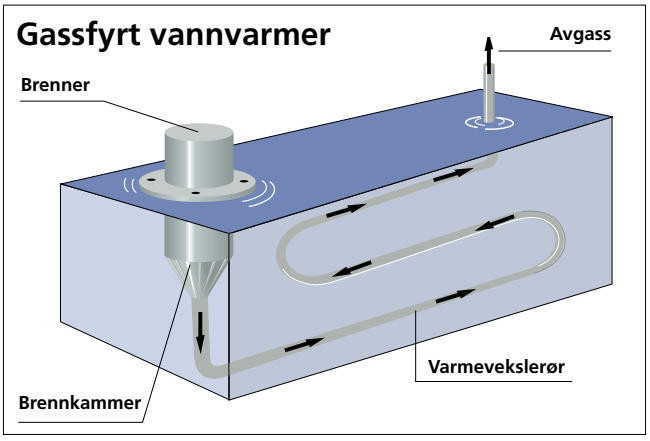
Produkt og mellomprodukter	Produksjonssted	Tonn/år
Kondensat	Statoil Kårstø	3 015 000
Metanol	Statoil Tjeldbergodden	916 000
Etan	Statoil Kårstø	520 000
Ammoniakk	Yara Herøya	430 000
Vinylklorid VCM	Hydro Rafnes	443 000
Eten	Noretyl Grenland	434 000
Propen	Noretyl Grenland	91 000
Polyetylen	Borealis Grenland	216 000
Polypropen	Borealis Grenland	108 000
Formalin/lim	Dynea Lillestrøm	om lag 150 000

Tabell 5.1 Norsk petrokjemisk produksjon (2003)
Kilde: SFT: Utslipp fra Norske bedrifter, rammebetingelser

For å oppnå lønnsomhet bør petrokjemisk industri med produksjon av store mengder bulkprodukter ha stor produksjonskapasitet, og gjerne bygges i tilknytning til andre fabrikker slik at biprodukter og energi kan gjenvinnes og utnyttes. Fabrikkene bør helst ligge ved ilandføringsstedene, eller ved større transportledninger for naturgass. Her vil gassprisene være lave. De laveste gassprisene vil en finne der gass produseres langt fra de sentrale markedene og der alternative gassanvendelser er lite lønnsomme, slik situasjonen i utgangspunktet var for Heidrun/Tjeldbergodden.

5.3 Gass til oppvarming

Naturgass er et rent og effektivt brensel, og har egenskaper som gjør at den kan erstatte stort sett alle faste og flytende brensler. I mange anvendelser kan den også erstatte elektrisitet. Som brensel har naturgassen den fordel at den allerede i utgangspunktet befinner seg i gassform, og man kan ved forbrenningen blande inn luft med større presisjon enn hva som er mulig ved forbrenning av faste eller flytende brensler.



Dette bidrar til høyere virkningsgrad. Naturgass brenner også med en ren og klar flamme, slik at heteflater og annet utstyr ikke får sotbelegg.

5.3.1 Gassfyrte kjeler og vannvarmere

Ved bruk av olje, biobrensel og lignende må energien normalt overføres fra brenselet til vann eller damp som så transporterer energien til forbruksstedene. Eksempler på dette er kjeler i prosessindustrien, fjernvarme og vannbårne oppvarmingssystemer i bygg og boliger. Naturgass kan stort sett erstatte olje og biobrensel for produksjon av varmt vann og damp, ombygging av kjeler fra olje til gass er normalt enkel å utføre. Fordi røykgassen fra gassfyring inneholder lite rustdannende komponenter (lavt svovelinnhold), kan den nedkjøles til lavere temperatur enn det som er mulig ved oljefyring. Ved en moderne gassfyrt kjel kan energiutnyttelsen bli over 100 % av gassens nedre brennverdi ved at røykgassen nedkjøles til under vannduggpunktet (på 55 - 60°C), slik at kondensasjonsvarmen i vanndampen i eksosen frigjøres og utnyttes.

5.3.2 Gassoppvarmede lokaler

I Norge er varmeforsyningen til bygninger i hovedsak basert på elektrisitet, ved eller olje. Sentralvarmeanlegg basert på olje og elektrisitet er vanlig i større bygg, fjernvarmeanlegg av ulike størrelser finnes i en del byer, mens direkte gassdistribusjon til byggoppvarming kun finnes noen få steder. Oppvarming av lokaler med naturgass som energikilde kan gjøres på følgende måter:

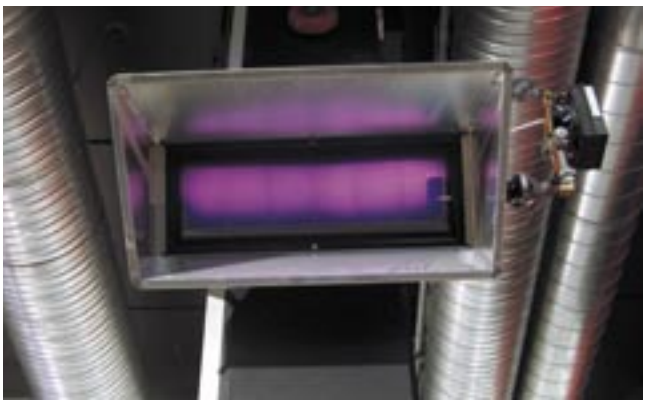
- **Sentralvarmesystem.** Varmtvann eller damp oppvarmes av gass i en kjel til bruk i radiatorer eller varmebatterier for luft

- **Infrarød stråling.** Gassbrennere varmer opp elementer som sender varmestråler mot gulv, produkter og mennesker. Det kjennes varmt i lokalet selv ved lave lufttemperaturer, (som en kald vårdag med solskinn). Elementene kan startes kort tid før lokalet skal benyttes, dette bidrar til effektiv energiutnyttelse

- **Gassfyrte ovner.** Ovnene kan henges på vegg og sende avgassen direkte ut gjennom veggen uten skorstein

- **Direkte gassfyring i lokaler.** På grunn av røykgassens renhet kan gass brennes direkte i lokaler over en viss størrelse. I gartnerier er direkte gassfyring ofte benyttet. Gassen gir både varme og CO_2 til plantene og reduserer derved innkjøp av CO_2 som kan utgjøre høye omkostninger for noen gartnerityper. Ved forbrenning av naturgass danner hydrogenet i naturgassen og oksygenet i luften vanndamp (H_2O) som er gunstig i gartneriatmosfæren.

Veksthus for tomater med gassbasert oppvarming og utnyttelse av CO_2 til gjødsling av plantene. Gjødslet fordeles i plastslangen mellom planteradene. Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter



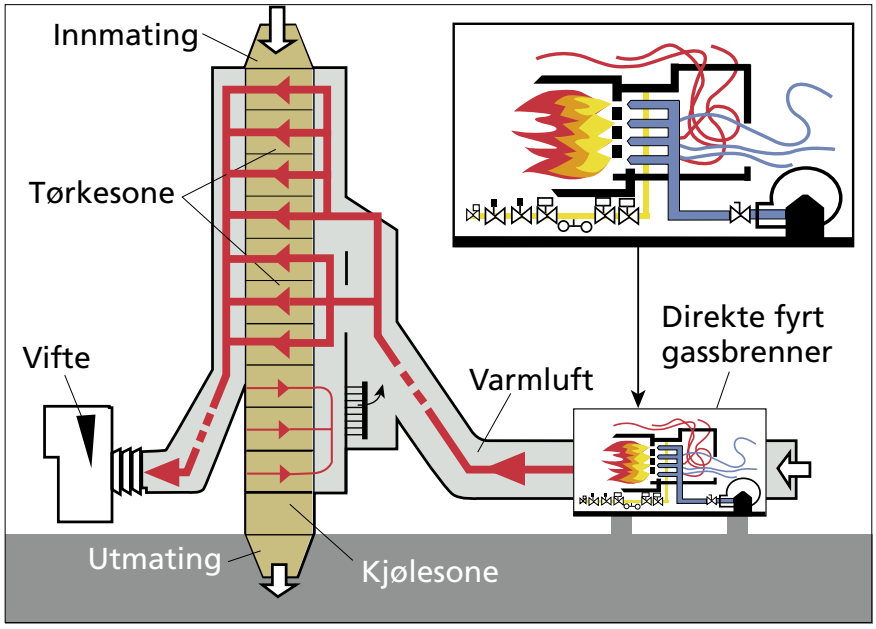
Infrarød stråleovn for gass som gir svært energieffektive varmeløsninger. Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter

5.3.3 Gass til fjernvarme eller gassdistribusjon?

Gass kan betraktes både som en konkurrent til fjernvarme, og som en av flere mulige energibærere i en fjernvarmesentral. En må her skille mellom de stedene der fjernvarme alt er etablert og der nyetablering er aktuelt.

Å legge parallelle nett for fjernvarme og gassdis-

tribusjon er sjeldent rasjonelt. I områder der det allerede er etablert fjernvarme kan gassen eventuelt brukes som energibærer for fjernvarmesentralen. Gass er en utmerket energibærer for en fjernvarmesentral. En gasskjel er enkel å regulere og konvertering av eksisterende kjeler til gassdrift er ofte enkelt. Prisvariasjonene for gass vil dessuten typisk ikke være i fase med elektrisitet og fyringsolje slik at sentralen til enhver tid kan velge den billigste energibæreren. I områder der det ikke er etablert annen infrastruktur enn kraftnett, kan opprustning av elektrisitetsnettet, etablering av fjernvarme eller gassdistribusjon vurderes opp mot hverandre. Det er vanskelig å si noe generelt om hva som bør velges, da en rekke lokale forhold spiller inn. For nye utbyggingsområder vil anlegg for direkte gassdistribusjon normalt være billigere enn etablering av fjernvarmerør. Skal en basere oppvarmingen primært på gass vil en altså normalt ikke gå via fjernvarme. Etablering av fjernvarme og annen vannbåren varmedistribusjon muliggjør imidlertid bruk av en rekke andre varmekilder enn gass. Kilder som bioenergi, avfallsforbrenning, spillvarme og varmepumper vil normalt regnes som mer miljøvennlige enn gass og kan da utnyttes. Gunstig beliggenhet i forhold til tilgjengelig gass, samt allerede høy kapasitetsutnyttelse av kraftnettet vil tale i gassens favør, mens miljøargumentet avhenger hva som er realistiske alternativer til gassdistribusjon.



Figur 5.1 Gassoppvarmet korntørke

5.3.4 Gassfyrte tørker

Tørking er en viktig del av mange prosesser i industrien og kan utføres direkte eller indirekte. Den vanligste tørkemetoden er indirekte, ved at tørkeluft mottar varme fra varmtvann eller damp produsert i kjeler. Ved bruk av indirekte tørking unngås forurensing av produktet fra stoffer i røykgassen. På grunn av sin renhet, evne til å reguleres raskt samt sotfri forbrenning, egner naturgass seg imidlertid godt til oppvarming av tørkeluft ved direkte forbrenning. Bruk av gass direkte kan således bedre virkningsgraden, forenkle anlegget og redusere kostnadene til energi, drift og vedlikehold i tørkeprosesser. En korntørke for direkte bruk av gass er illustrert i Figur 5.1.

5.4 Gass i kraftproduksjon

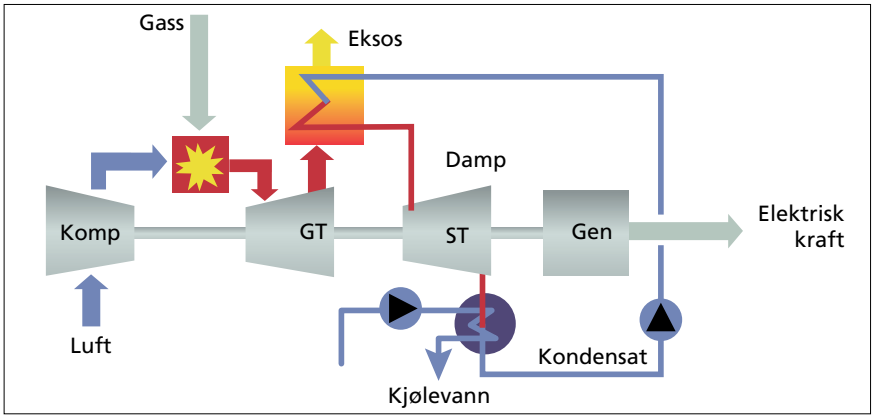
En gassdrevet motor eller gassturbin koblet til en generator som produserer elektrisitet, er den enkleste form for kraftproduksjon basert på gass.

Gassmotorer kan ha en elektrisk virkningsgrad opp mot 45 %, det vil si at energien i den produserte elkraften utgjør 45 % av energien i den innfyrte naturgassen. Kapasiteten kan være fra ganske små anlegg på 2 – 3 kW til om lag 10 MW.

Gassturbinanlegg er lette og kompakte, men krever forholdsvis høye investeringer. Slike enkle gasskraftverk var tidligere de mest vanlige, og de bygges fortsatt. De kan være aktuelle i områder der gassen er billig, eller for såkalte topp- eller spisslastverk som får liten driftstid og der evnen til hurtige opp- og nedreguleringer er vesentlig. Rene gassturbinanlegg brukes også på plattformene i Nordsjøen, der plass og vektbelastning er knapphetsfaktorer. Gassturbiner kan være fra 50 kW opp til over 300 MW med en elektrisk virkningsgrad på 25 – 45 %, avhengig av turbintype og størrelse. Anlegg i størrelsesorden 1 – 45 MW brukes til kraftproduksjon på installasjoner i Nordsjøen.

Temperaturen i eksosen fra gassmotorer og gassturbiner kan være fra 400 – 650 ^{0}C, og ved å utnytte denne varmen til varmeformål kan en

oppnå en totalvirkningsgrad (energi i elektrisitet og levert varme) på opptil 90 %. Energianlegg som leverer både elektrisitet og varme kalles kogenereringsanlegg (av kombinert generering, på engelsk Combined Heat and Power, CHP). Årsvirkningsgrader i slike anlegg varierer imidlertid mye som resultat av hvordan de drives. Best årsvirk-ningsgrad, gjerne i området 80 - 90 %, oppnås i anlegg som styres i henhold til varmebehovet. I store anlegg som har elektrisitet som hovedprodukt vil årsvirkningsgraden i praksis ligge betydelig lavere.



Figur 5.2 Prosessflytskjema for kombikraftverk

Kombikraftverk. En forbedring av virkningsgraden ved elektrisitetsproduksjon kan oppnås ved også å utnytte energien i de varme avgassene til kraftproduksjon. Her benyttes en dampturbinprosess hvor varmen fra røykgassen brukes til å generere damp til en dampturbin. Det vil da med samme brenselsforbruk normalt kunne produseres om lag 50 % mer elektrisitet enn i en ren gassturbinprosess. Dette konseptet blir kalt for kombikraftverk, og er nå den dominerende teknikken for anvendelse av naturgass til kraftproduksjon. Både gassturbin- og dampprosessen er godt utviklet hver for seg, er temperaturmessig godt tilpasset hverandre, og sammen gir de en virkningsgrad ved elektrisitetsproduksjon som er høyere enn hva som oppnås ved noen annen termisk kraftproduksjon.

For større kombikraftverk er gjerne gassturbin, dampturbiner og en felles generator festet til samme aksling, såkalt "single-shaft", se prosessflytskjema i Figur 5.2. De største gassturbinene som er utviklet til nå yter om lag 340 MW. Avgassen fra en gassturbin av en slik størrelse vil kunne underholde driften av en dampturbin med en ytelse på rundt 150 MW, og maksimal elektrisk ytelse fra en slik enhet blir følgelig om lag 490 MW. De mest effektive kombikraftverkene som hittil er bygd har en elektrisk virkningsgrad på opp mot 60 % ved ren elektrisitetsproduksjon. Rundt 10 % av energien i brenselet vil være røykgasstap, og om lag 30 % vil slippes ut med kjølevannet.
Det er klare skalafordeler ved bygging av gasskraftverk; dette gir seg utslag i høyere virkningsgrader og lavere investeringskostnader per MW ved økende størrelse opp til de største gassturbinstørrelsene. Ettersom det knytter seg store kostnader til utvikling av de store gassturbinene, er utvalget av modeller begrenset og hovedleverandørene kan på verdensbasis telles på én hånd.

Kondenseringstemperaturen i dampturbinprosessen vil påvirke virkningsgraden og effekten ved elektrisitetsproduksjon forholdsvis mye i et kombikraftverk. Kondenseringstemperaturen er avhengig av temperatur på tilgjengelig kjølemedium og type kjølesystem. I Norge vil naturlig plassering av et større gasskraftverk være ved kysten der sjøvannstemperaturen på 50 m dyp varierer lite gjennom året (4 – 10°C). Dette gir noe større kraftproduksjon enn ved kjøling mot luft eller beliggenheter med varmere kjølevann.

5.5 Lokalisering av gassbasert energiproduksjon

Ved vurdering av fornuftig lokalisering av gassbasert energiproduksjon, og spesielt hvorvidt en bør velge sentral eller distribuert bruk av gass, er det en rekke forhold som vil spille inn, blant annet:

- Total energiutnyttelse
- Forekomst av betalingsvillig varmebehov
- Kapasitet i eksisterende kraftnett og fjernvarmenett
- Infrastruktur for gass
- Evt. CO_2-håndtering (se kap. 6.4)

5.5.1 Sentral kontra distribuert gassbruk

Valget mellom sentral og distribuert gassbruk kan i hovedsak vurderes ut fra mulighetene for varmeutnyttelse og kostnadene ved distribusjon av energi. Slike vurderinger vil berøre både økonomi og miljø (utslipp).

Utnyttelse av spillvarmen fra termiske kraftverk som ellers bare slippes ut til omgivelsene kan være aktuelt. Ved ren elektrisitetsproduksjon i et kombikraftverk ved kysten sendes om lag 30 % av innfyrt energi ut med kjølevannet ved en temperatur på typisk 18°C. Det er imidlertid begrenset hvilke formål som kan nyttiggjøre seg varme ved så lav temperatur, og hvilken betalingsvilje som finnes for slik varme.

Varmeleveranser til fjernvarme og prosessindustri krever høyere temperaturer enn det spillvarmen fra kombikraftverk har, typisk i området 80 – 120° C i et fjernvarmesystem, og enda høyere temperatur i industriprosesser. Slike varmeleveranser vil redusere elektrisitetsproduksjonen i varmekraftverket enten gjennom høyere utløpstemperatur fra dampturbinen eller ved at dampturbinen tilføres mindre damp. Ved utnyttelse av varmen vil energiutnyttelsen (summen av elektrisitets- og varmeleveransene i forhold til energiinnholdet i innfyrt brensel) øke. Behovet for varme vil imidlertid variere over året og årsvirkningsgraden vil ikke nødvendigvis komme opp mot det teoretiske potensialet.

Distribusjon av energi krever store investeringer og langsiktige vurderinger, både når det gjelder kraftnett, infrastruktur for gass og fjernvarmenett. Dersom et område har en etablert infrastruktur med ledig kapasitet vil det ofte være kostnadsriktig å benytte seg av den eksisterende infrastrukturen. Dette betyr at dersom kraftnettet har kapasitet til å overføre kraftproduksjonen fra et gasskraftverk, kan det være naturlig å bygge et stort gasskraftverk fremfor å legge et nytt distribusjonsnett for gass med mindre sentraler for produksjon av kraft og varme.

På den annen side vil en ved distribuert bruk av gass ha mulighet for å nå et større antall brukere av varme enn ved sentralisert produksjon. Hensynet til distribusjonskostnader og varmeutnyttelse peker ofte i hver sin retning, og beslutningene må treffes ved en avveining mellom disse forholdene.
Det er generelt et problem å finne nyttige anvendelser for de store varmemengdene som det vil være mulig å levere fra større kombikraftverk i Norge. Aktuelle byggesteder vil ofte være i nærheten av ilandføringsstedene for naturgass (både av hensyn til kaldt kjølevann, distribusjonskostnader for gass og behov for styrking av kraftnettet i området), og her gir bosettings- og næringsstrukturen ikke store nok avsetningsmuligheter for varmen. Etablering av gassrør kan gi mulighet for gasskraft nær større varmebrukere, men varmebehovet må da være omfattende, og ha stor betalingsvillighet, for å kunne dekke kostnadene knyttet til gassrøret.

5.5.2 Energikvalitet

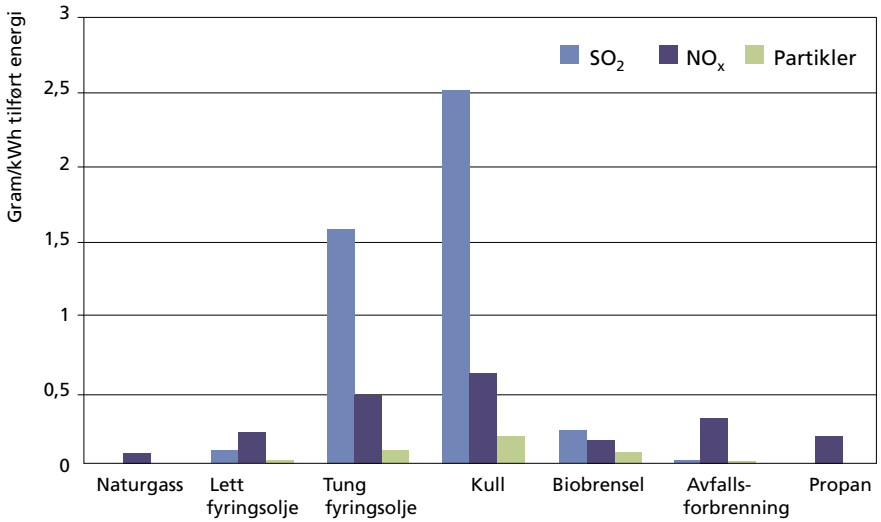
Det er ikke riktig å vurdere energiprosjekter kun ut fra såkalte totalvirkningsgrader når denne defineres som summen av elektrisitets- og varmeleveransene i forhold til energiinnholdet i innfyrt brensel. Elektrisitet og varme representerer energiformer med ulike kvaliteter, og har som hovedregel også ulike anvendelsesområder.
For et kombikraftverk som leverer varme til for eksempel et fjernvarmenett vil forholdet mellom varmeleveransen og korresponderende reduksjon i elektrisitetsproduksjonen typisk være som 5 til 1. Det vil si at en økning i varmeleveransen på 100 MW vil redusere elektrisitetsproduksjonen med 20 MW. Elektrisitetsvirkningsgraden vil gå ned, men energiutnyttelsen (totalvirkningsgraden) vil gå opp. De 20 MW som elektrisitetsproduksjonen reduseres med for å levere 100 MW varme fra kraftverket, kan gjennom drift av varmepumper levere 50 – 80 MW varme, og dermed langt på vei kompensere for tapt varmeleveranse fra kraftverket, på steder der en har et reelt behov for varme.

Varmeleveransene fra et kraftverk bør vurderes ut fra nytteverdien (gjerne uttrykt gjennom betalingsviljen) av varmen. Er denne lav, bør en spesielt være kritisk til om det er riktig å prioritere varmeleveranser fremfor elektrisitetsleveranser.

6 Miljøvirkninger

6.1 Miljøforhold ved forbrenning av gass

Når gass forbrennes, skjer det en kjemisk reaksjon med oksygen (O) som skaper varme. Hydrogen (H) går over til vanndamp (H_2O), mens karbon (C) går over til karbondioksid (CO_2) eller karbonmonoksid (CO). Forbrenning av 1 kg naturgass gir 2,8 kg CO_2, mens 1 kg olje gir 3,2 kg CO_2. Denne forbrenningen gir samtidig henholdsvis 1,5 og 1,0 kg vann. 1 MJ frigjort energi fra gass gir 58 gram CO_2, mens like mye energi fra olje gir 78 gram CO_2. Forbrenning av gass ved høy temperatur gir også dannelse av NO_x, mens utslipp av andre forurensende stoffer er neglisjerbare. Forbrenning av naturgass må derfor kunne karakteriseres som mer miljøvennlig enn forbrenning av andre fossile energibærere. Dette fremgår av Figur 6.1, som viser utslipp av NO_x, SO_2 og støv ved forbrenning av ulike brensler uten spesielle rensetiltak.



Figur 6.1 Lokale utslipp ved ulike brensler (uten spesielle rensetiltak) Kilde: Econ Analyse

En vurdering av miljøvirkningene ved bruk av gass avhenger av hva en sammenligner med. En kan velge å ta utgangspunkt i de direkte miljøvirkningene fra naturgass, eller sammenligne miljøvirkninger av bruk av gass med virkninger av andre relevante energialternativer. Det må videre skilles mellom typer av miljøvirkninger, og mellom miljøvirkninger fra henholdsvis produksjon, transport og forbruk.

6.2 Direkte miljøvirkninger av naturgass

Produksjon av gass gir miljøvirkninger som for petroleumssektoren generelt, med utslipp av CO_2 og NO_x fra energiproduksjonen på sokkelen, utslipp av produsert vann, risiko for utslipp av petroleum ved uhell, ulemper ved etablering av gassrør og utslipp ved bearbeiding av petroleum på land før salg.

Transport av gass kan gi lokale virkninger tilknyttet legging av rør, og ved eventuell forbrenning av gass for drift av gasskompressorer.

Forbruk av gass er mest aktuelt i denne sammenhengen, og her bør det skilles mellom de ulike typene av utslipp:

CO_2. Forbruk av gass til energiformål gir utslipp av CO_2 proporsjonalt med forbruksomfang. Utnyttingsgraden og muligheten til oppsamling av CO_2 kan variere med bruksformål, men utslipp per kubikkmeter gass er de samme om gassen brukes i industri, boliger eller gasskraftverk. CO_2 er en klimagass og de negative virkningene avhenger bare av utslippsmengde, ikke av utslippssted. Sammenligning av bruksformål for naturgass med hensyn til CO_2-utslipp omtales nedenfor.

NO_x. Omfanget av NO_x-utslipp fra bruk av natur-

gass avhenger i hovedsak av forbrenningstemperaturen og av eventuell teknologi for å redusere disse utslippene. Ved høye temperaturer dannes relativt mye NO_x, men ved rensetiltak kan dette kompenseres. NO_x-utslippene varierer også mye innen hver av de ulike brukerkategoriene som boligoppvarming, industri, gasskraft og transport. Store forbrukere som gasskraftverk og industri har ofte høye forbrenningstemperaturer og høy NO_x-dannelse, men ved bruk av forbedret forbrenningsteknologi og rensing kan dette mer enn kompenseres. En kan derfor ikke si at bruk av naturgass i en sektor generelt er bedre enn i en annen ut fra ønsket om lavest mulig NO_x-utslipp. Gasskraft kan for eksempel ha lave NO_x-utslipp per nyttbar energienhet.

De lokale og regionale virkningene av NO_x på helse og natur avhenger av hvor disse gassene slippes ut, hvor store utslippene er og hvor mye som slippes ut på stedet fra før. I byer kan NO_x-utslipp gi helseproblemer, i noen regioner kan utslippene gi forsurings- og gjødseleffekt med påfølgende uønsket endring av flora og fauna. NO_x kan ha små negative virkninger lokalt og regionalt, men likevel gi problemer i forhold til Norges internasjonale forpliktelser knyttet til totale utslipp.

Svovel, aske, VOC og CO. Forbrenning av naturgass gir små eller ingen utslipp av svovel, aske, flyktige organiske forbindelser eller karbonmonoksid. Sammenlignet med annen forbrenning er naturgass så godt som helt ren på disse områdene.

6.3 Relative miljøvirkninger av naturgass

Er bruk av naturgass til oppvarming og industri miljøvennlig sammenlignet med andre alternativer? Svaret avhenger av hva som er alternativet.

6.3.1 Redusert forbruk

Er alternativet til bruk av naturgass å unngå bruk av mer energi gjennom mer effektiv energiutnytting vil naturgass ikke være miljøvennlig. Bruk av naturgass gir utslipp av CO_2 og NO_x, samt utslipp ved produksjon og transport.
Å la være å bruke gass er dermed åpenbart mest miljøvennlig. Dette gjelder for øvrig alle energiformer: Å unngå økt energibruk vil alltid gi minst utslipp, men er ofte ikke et realistisk alternativ.

6.3.2 Elektrisk kraft

Er alternativet til direkte gassbruk elektrisk kraft, vil miljøvirkningene avhenge av hvilken kraftproduksjon en sammenligner med.
Er alternativet mer vannkraft eller vindkraft, gir gass CO_2- og NO_x-utslipp, men til gjengjeld gir gassbruk ingen omfattende naturinngrep knyttet til kraftproduksjonen. Dette gir en vanskelig sammenligning mellom helt forskjellige negative virkninger. En kan vanskelig på rent faglig grunnlag slå fast at en energienhet produsert på gass er bedre eller dårligere enn like mye energi produsert fra vannkraft eller vindkraft. Hva som er å foretrekke av utslipp eller naturinngrep er et politisk spørsmål.

Er alternativet til lokal gassbruk å benytte kraft fra gasskraftverk, vil miljøvirkningene bl.a. avhenge av energiutnyttingsgrad og rensetiltak ved de respektive løsninger. Gass til direkte oppvarming i bygninger eller industri har fordeler ved høy energiutnytting. Gasskraft kan på sin side gi høy energiutnytting ved kobling til industrielt varmebehov, kan gi lave NO_x-utslipp ved rensing, og muliggjør senere rensing og lagring av CO_2. En kan derfor ikke på generelt grunnlag si at direkte gassbruk alltid er miljømessig bedre enn gasskraft eller omvendt.

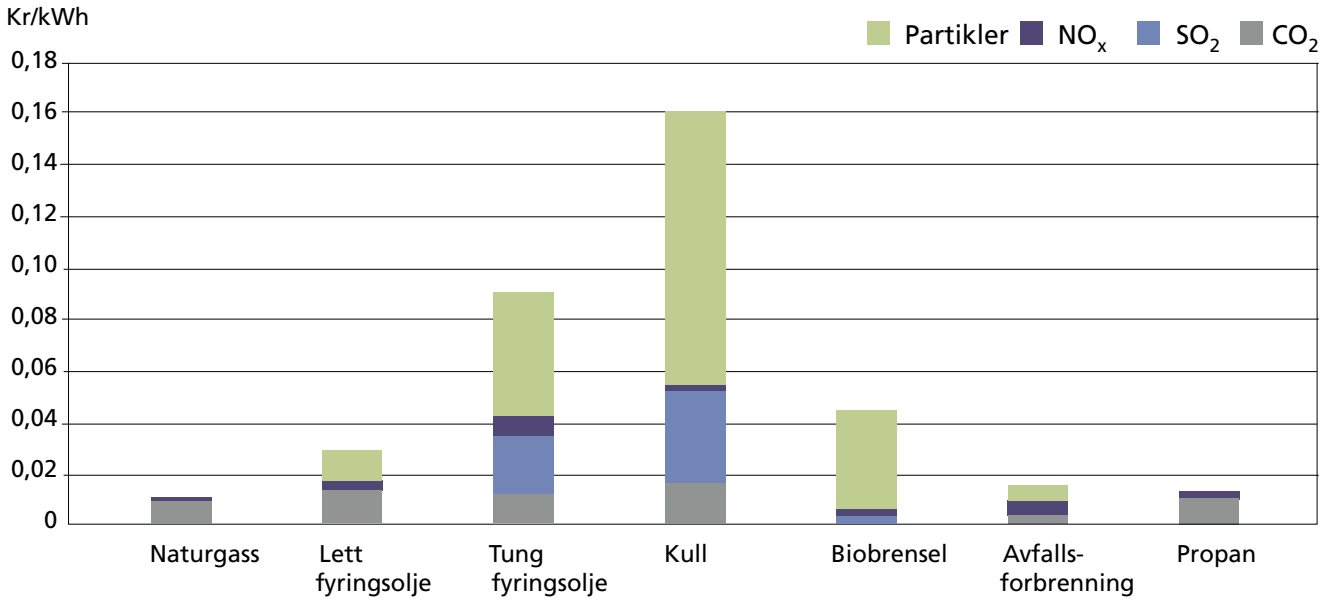
Er alternativene til distribuert gassbruk økt bruk av kraft basert på import av oljekondenskraft eller kullkraft, blir utslippene av CO_2, NO_x, svovel og annet klart mindre ved gassbruk. Lokalt på forbruksstedet vil naturgass være nesten like miljøvennlig som elektrisk kraft, men gassbruk gir NO_x-utslipp som noen steder kan gi ulemper.

6.3.3 Andre energibærere

Econ har verdsatt miljøkostnadene knyttet til utslipp av forskjellige stoffer, som vist i Tabell 6.1. CO_2-anslaget baserer seg på forventet internasjonal CO_2-kvotepris. Tiltak i Norge vil normalt ha betydelig høyere kostnader.

	CO_2 (kr/tonn)	Partikler (PM_{10}) (kr/kg)	SO_2 (kr/kg)	NO_x (kr/kg)
Oslo	45	2.420	14	34
Bergen	45	1.270	14	23
Trondheim	45	780	14	22
Drammen	45	910	14	20
Stavanger	45	910	14	15

Tabell 6.1 Miljøkostnader for utslipp til luft fra stasjonære kilder
Kilde: Econ Analyse



Figur 6.2 Samlede miljøkostnader ved forbrenning av utvalgte energibærere Kilde: Econ Analyse

Ved bruk av veid landsgjennomsnitt fra Tabell 6.1 blir miljøkostnadene ved forbrenning per enhet tilført energi som vist i Figur 6.2. Som illustrert i Figur 6.2 må forbrenning av naturgass med de angitte miljøkostnadene kunne betegnes som miljøvennlig ved forbrenning sammenlignet med forbrenning av andre energibærere.

6.3.4 Gass i transport

Gassbusser i byer kan være et lokalt miljøtiltak, da en i stor grad reduserer utslipp av sot, VOC, CO, og NO_x. Gassbiler har tilsvarende virkning. Gass til ferger og skipstrafikk kan gi betydelig reduserte NO_x-utslipp fra det som er en stor NO_x-kilde i Norge. Alternativet til å konvertere ferger til gassmotorer er rensing av NO_x fra dieselmotorer som kan ha tilsvarende eller lavere kostnader.

6.4 Gasskraft med CO_2-håndtering

Ved all forbrenning av fossile brensler vil det dannes CO_2, idet karbonet i brenslene reagerer med luftens oksygen. Hydrogenet i brenslene reagerer med oksygen til vanndamp, og representerer ikke noe miljømessig problem. I Norge har det de siste årene vært stor oppmerksomhet rundt mulighetene for å bygge såkalte CO_2-frie gasskraftverk, (gasskraft med CO_2-håndtering). Dette gir vesentlig lavere utslipp enn konvensjonelle gasskraftverk, og Norge antas å ha gode muligheter for lagring av CO_2 i reservoarer på kontinentalsokkelen.

Gasskraft med CO_2-håndtering innebærer at CO_2 skilles ut i forkant, underveis eller i etterkant av kraftproduksjonsprosessen, og så lagres permanent eller utnyttes slik at CO_2 ikke slippes ut i atmosfæren. CO_2-håndteringen omfatter fire trinn:

- CO_2-innfanging
- Tørking og kompresjon av CO_2
- Transport av CO_2
- Langtidslagring av CO_2

Det forskes på mange alternativer for de ulike delprosessene. En deler gjerne de aktuelle teknologiene for innfanging av CO_2 fra selve gasskraftverket inn i tre hovedkategorier:

- Eksosgassrensing
- Innfanging av karbon fra naturgass før forbrenning
- Forbrenning av naturgass med rent oksygen

Eksosgassrensing basert på absorpsjon representerer kjent teknologi, men er ikke utprøvd på kraftverk av aktuell størrelse. Prosessen er energikrevende og reduserer virkningsgraden i kraftverket med om lag 7 - 10 prosentpoeng. Rensegraden for CO_2 vil være i området 85 %, denne kan økes, men til høyere kostnader. En fordel med rensemetoden er at kraftverket kan kjøres uavhengig av driftsstans i renseanlegget, og at renseanlegget kan ettermonteres på kraftverket. Metoden kan også benyttes ved kullkraftverk og oljekraftverk og andre forbrennings-

prosesser med fossile brensler, noe som skulle tilsi et stort potensielt marked.

Innfanging av karbon fra naturgass før forbrenning, (såkalt pre-combustion) er teknisk modent sett i forhold til de ulike komponentene som inngår (reformeringsanlegg for naturgass), men det finnes ikke eksempler på eksisterende anlegg med så tett integrasjon mellom reformeringsanlegg og kraftverk som i dette konseptet. Omforming av naturgass til en hydrogenrik gass er forbundet med store energitap, og virkningsgraden for kraftverket reduseres med fra 11 til 14 prosentpoeng. Som for eksosgassrensing blir ikke gasskraftverket helt CO_2-fritt; rensegraden vil være i området 85 %. Den tette integreringen mellom reformeringsanlegget og kraftverket gjør at eventuell etterinstallering på eksisterende kraftverk krever omfattende og kostbare forberedelser.

Forbrenning av naturgass med rent oksygen, slik at eksosen kun består av vann og CO_2 som enkelt kan separeres og deponeres, krever anlegg for luftseparering. Luftseparasjon er en moden teknologi, men luftsepareringsanlegget og etterfølgende komprimering av oksygen er energikrevende, og virkningsgraden for kraftverket vil reduseres med 10 – 15 prosentpoeng. Teknologien er ikke klar for bruk i gasskraftverk basert på turbinteknologi, da det ikke er utviklet gassturbiner som er velegnet for å brenne naturgass direkte med rent oksygen.

Utskilt CO_2 må komprimeres, tørkes og gjøres flytende for å kunne transporteres på en hensiktsmessig måte. Transport kan skje i rørledninger eller i båt. Transport av CO_2 i rørledning vurderes som mest sannsynlig ved de fleste anvendelser, fordi det er snakk om store gassvolumer. Utskilt CO_2 kan brukes som innsatsfaktor i industriell virksomhet, bindes til mineraler, lagres i undergrunnen eller injiseres i produserende petroleumsreservoarer som trykkstøtte for økt oljeutvinning. For at CO_2 skal holde seg i væskefase ved lagring i undergrunnen, må lagringen skje på dybder mer enn om lag 800 meter under havnivå. Lagring direkte i havet på store dyp er også en mulighet, men det er usikkert om dette vil bli akseptert som forsvarlig lagring i henhold til internasjonale avtaler.

Bruk av CO_2 til trykkstøtte offshore peker seg ut som en meget interessant anvendelse for CO_2, fordi oljeselskapene vil ha en viss betalingsvilje for levert CO_2. Et slikt konsept kompliserer imidlertid gjennomføringen av gasskraft med CO_2-håndtering, blant annet på grunn av følgende forhold:

- **Størrelse.** Oljereservoarer er avhengig av store mengder CO_2 dersom en først skal ta i bruk CO_2 for økt oljeutvinning. Dette medfører at investeringer og risiko i totalprosjektet (gasskraft med CO_2-håndtering, transport og trykkstøtte for økt oljeutvinning) blir tilsvarende store.

- **Plattform og reservoar.** Bruk av CO_2 for trykkstøtte stiller krav til type av reservoar og utvinningsstrategi, samt til materialkvaliteter på offshoreinstallasjonen. Det er store variasjoner i feltenes egnethet for CO_2-injeksjon.

- **Tidsperspektiv.** CO_2-injeksjon er kun aktuelt i visse faser av et reservoars levetid. Store mengder CO_2 må kunne leveres når dette etterspørres og etter avsluttet bruk i ett felt må en finne annen bruk for CO_2. Dette stiller store krav til samtidighet i beslutninger mellom de ulike aktørene, noe som utgjør en stor utfordring.

- **Koordinering av aktører.** Bruk av CO_2 offshore vil sannsynligvis kreve et større CO_2-system med flere uavhengige CO_2-leverandører og flere ulike felt som mottakere av CO_2 til trykkstøtte. Kun aktører med betydelig finansiell styrke vil kunne delta i etableringen av en CO_2-kjede. Disse aktørene vil ikke nødvendigvis ha samme interesser, og vil også kunne ha interesser som varierer over tid. Det vil være en utfordring å få de nødvendige aktørene til å trekke i samme retning.

- **Andre CO_2-kilder.** For et oljeselskap som ønsker å utnytte CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning er prisen på CO_2 levert til feltet avgjørende. Andre CO_2-kilder enn norsk gasskraft vil kunne konkurrere på pris. Dette vil gjelde blant annet CO_2-utskilling fra danske kullkraftverk som har mer konsentrert CO_2 i avgassen, noe som gjør utskillingen billigere og gir større mengder CO_2.

- **Regularitet.** Trykkstøtte i oljefelt er avhengig av jevn tilgang på CO_2, noe som stiller store krav til produksjonsanlegg på land, transportform og eventuelt etablering av CO_2-lagre.

Gasskraft med CO_2-håndtering vil med de teknologiene som i dag synes mest utviklet, gi økte produksjonskostnader i størrelsesorden 15 – 20 øre/kWh i forhold til konvensjonelle gasskraftverk. Det vil si en nær fordobling av produksjonskostnadene, avhengig av markedsprisene på olje og gass. Det knytter seg imidlertid forventninger til at videre teknologiutvikling kan redusere håndteringskostnadene, både gjennom lavere investeringskostnader for komponentene som inngår og mindre effektivitetstap ved CO_2-innfangingen.

Dersom CO_2 kan nyttes til trykkstøtte for økt oljeutvinning på kontinentalsokkelen, vil dette gi et inntektsbidrag til CO_2-håndteringen. Det at CO_2-utslipp får en kostnad, for eksempel gjennom et kvotesystem for CO_2 basert på tankegangen i Kyoto-avtalen, vil også kunne bidra positivt til økonomien i CO_2-håndtering. Vedvarende høye oljepriser, samt et stramt kvoteregime for CO_2, vil bidra videre til å gjøre CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning mer lønnsomt.

6.5 Hydrogen

Hydrogen (H) er det grunnstoffet det finnes mest av på jorden. Hydrogen i fri form (H_2) opptrer ikke i naturen da hydrogen i kontakt med oksygen vil reagere og danne vann (H_2O). Rent hydrogen må derfor produseres ved hjelp av andre energikilder og holdes atskilt fra oksygen under lagring og transport. Hydrogen er med andre ord ingen energikilde, kun en energibærer.

Hydrogen regnes av mange som fremtidens brensel og motordrivstoff. Når olje- og gassalderen en gang tar slutt, må vi ta i bruk andre energibærere. I den forbindelse peker hydrogenet seg ut med sine gode miljøegenskaper. Dette gjelder både til stasjonære formål og innen transport. Hydrogenet vil under forbrenning gå tilbake til sin naturlige form, dvs. bundet til oksygen som vann.

Fremstillingen av hydrogen gjøres fra ulike energikilder, fornybare så vel som fossile, for eksempel:

- Forgassing av kull
- Reformering av naturgass
- Elektrolyse av vann
- Termisk spalting av vann
- Forgassing av biomasse
- Direkte biologisk produksjon (ved hjelp av alger)

De mest aktuelle prosessene for hydrogenproduksjon i dag er energikrevende og gir forurensning eller andre miljøproblemer.
Det er uenighet om hvorvidt man bør introdusere hydrogen i energisystemet, og i tilfelle når og hvor. Veien om hydrogen vil på flere områder bidra til redusert energieffektivitet, hovedsakelig fordi hydrogenet må produseres, for eksempel fra naturgass eller elektrisitet, prosesser som innebærer tap av energi (og store investeringer). Omleggingen til et energiforsyningssystem basert på hydrogen som energibærer ("hydrogensamfunnet") er en krevende oppgave. Det må utvikles en helt ny infrastruktur for håndtering av hydrogen, og ennå gjenstår mange teknologiske utfordringer når det gjelder hvordan man skal lagre hydrogen på en hensiktsmessig måte. Det er imidlertid flere drivkrefter som påskynder en overgang til hydrogen:

- **Lokale forurensningsproblemer**. I tettbebygde områder øker kravene om strengere utslippsbegrensninger. Disse lokale forurensningsproblemene kan løses med bruk av hydrogen i brenselceller.

- **Globale forurensninger.** CO_2 er en viktig klimagass. Hydrogen er en " CO_2-fri" energibærer. Hvis hydrogenet produseres av fossil energi i stor skala (for eksempel ved forgassing av kull) er det i praksis mulig å fange inn den CO_2-gassen som slippes ut. I liten skala er det svært kostbart.

- **Mangelen på fossile energibærere.** Selv om dette først vil bli et alvorlig problem på lang sikt vil myndighetene i mange land påskynde utviklingen mot et hydrogensamfunn i god tid for å stå bedre rustet når problemene melder seg.

- **Teknologiutvikling.** De store industrisamfunnene (USA, EU, Japan) har iverksatt ambisiøse programmer for å fremme utviklingen av ny hydrogenteknologi og infrastruktur for hydrogen. Dette skjer fordi mange tror på en slik utvikling og gjerne vil ligge i front og på den måten sikre seg posisjoner i et fremtidig stort marked for hydrogenteknologi. En slik utvikling er selvforsterkende.

På den annen side bremses utviklingen mot hydrogensamfunnet av en rekke uløste problemer:

- **Høye kostnader.** (Om)veien om hydrogen er sterkt kostnadsdrivende. Foreløpig er ren hydrogen en kostbar vare. Dessuten er nødvendig utstyr for lagring og bruk av hydrogen vesentlig dyrere enn for konvensjonelle energibærere.

- **Umoden hydrogenteknologi**. Det gjenstår mye utviklingsarbeid når det gjelder utvikling av hensiktsmessig utstyr for lagring og bruk av hydrogen. Teknologien finnes, men den er i liten grad kommersialisert og er fremdeles beheftet med mange driftsproblemer.

- **Manglende infrastruktur.** Det er mer økonomisk å utnytte infrastruktur som allerede er etablert enn å etablere ny. Store deler av det naturgassnettet som er bygd ut vil ikke uten videre kunne brukes til hydrogendistribusjon. Norge har, sammenliknet med mange andre land, en meget velutviklet infrastruktur for elektrisitet. Elektrisitet er også en forurensnings- og CO_2-fri energibærer.

- **Lav energieffektivitet.** Hydrogenutstyr har normalt høy virkningsgrad, men hvis en betrakter hele energikjeden fra energiutvinning til sluttforbruk vil veien om hydrogen i de fleste tilfeller innebære et stort energitap.

- **Usikkerhet om fremtiden.** Det er usikkert om fremtidig hydrogenteknologi vil bli god nok til å kunne konkurrere med andre løsninger. Det er også usikkert hvor lenge oljealderen vil vare. Ingen vet hvor store reserver som finnes i jorden, og avhengig av pris kan det også bli aktuelt å utnytte kjente forekomster av tjæresand og andre mindreverdige fossile energiressurser.

- **Usikkerhet om det fremtidige CO_2-regimet.** Det har vist seg vanskelig å få til bindende internasjonale avtaler om reduserte utslipp av CO_2.

Forholdene i Norge ligger godt til rette for økt bruk av hydrogen. Blant annet er det:

- God tilgang på naturgass og fornybar energi som kilde for hydrogenproduksjon
- Muligheter for lagring av CO_2
- Lang erfaring fra storskala produksjon av hydrogen i industrien
- God kompetanse innen hydrogenteknologier, både i industrien og i FoU-miljøer

Et hydrogenmarked i Norge vil måtte bygges opp over tid. En eventuell satsing på hydrogen i Norge må derfor ha et langsiktig perspektiv. Det mest nærliggende satsingsområdet vil i første omgang være å ta i bruk hydrogen i transportsektoren. Andre tidlige bruksområder kan være lokal småskala kraft- og varmeproduksjon med brenselceller.

Problemstillingene rundt bruk av hydrogen til energiformål er utredet i NOU 2004:11 ”Hydrogen som fremtidens energibærer” av det såkalte Hydrogenutvalget. Hydrogenutvalget legger i sin rapport stor vekt på at hydrogen som energibærer er et alternativ i stor skala først på lang sikt, og at den innenlandske forskningsinnsatsen bør trappes opp i løpet av de neste ti årene for å forberede oss på dette.

Blant hydrogeneksperter hersker ulike oppfatninger om når hydrogenet vil bli introdusert på det globale energimarkedet. Blant de mest optimistiske blir det antatt at over 10 % av det globale energibehovet vil bli dekket opp med hydrogensystemer i løpet av de neste 20 år. Denne andelen antas å øke til 90 % innen 2050.[10]

6.6 Oppsummering miljø

En kan ikke si generelt at direkte bruk av gass i oppvarming eller til industri er miljøvennlig. Miljøvirkningen avhenger av hva som er realistiske alternativer. Er alternativet olje eller kullkraft, oppnås en forbedring innen alle utslipp. Er alternativet vannkraft eller gasskraft, er virkningen uklar og avhenger av hvilke miljøfaktorer som tas med og de konkrete anlegg som sammenlignes. Sammenlignet med bioenergi og varmepumper gir direkte gassbruk større CO_2-utslipp. Lokalt gir naturgass små utslipp, og forbedringer kan derfor oppnås ved konvertering fra olje til gass, både innen det stasjonære forbruket og i transportsektoren.

Ved vurdering av miljøvirkninger må en trekke inn kostnader. Selv der gass gir miljøgevinster er det ikke åpenbart at dette skal velges dersom kostnadene med dette er store og en kan oppnå tilsvarende forbedringer til en lavere kostnad på andre måter. En kan også velge gass ut fra økonomiske grunner selv der dette ikke er den miljømessig beste løsningen.

10) Kilde: The 2002 Hydrogen Investment Forum

En bør ha et internasjonalt perspektiv ved vurdering av gassbruk. Løsninger som gir økt import av kullkraft eller avvikling av norsk industri kan redusere norske utslipp, men gi nettoøkning i utslippene globalt.

Gasskraft med CO_2-håndtering er teknisk mulig i dag, og har potensial for forbedret effektivitet og betydelig reduserte kostnader ved teknologiutvikling på lang sikt. Foreløpig ser det imidlertid ikke ut til å finnes incentiver for aktører til å velge en slik løsning, verken i Norge eller andre steder i verden. Svært store subsidier eller endringer av rammebetingelser må til for at CO_2-håndtering skal bli en foretrukket løsning for investorer i gasskraft ut fra en kommersiell vurdering.

Hydrogen er en miljømessig god energibærer, når en vurderer utslipp hos sluttbruker. Det gjenstår imidlertid store utfordringer når det gjelder å produsere hydrogen på en miljøvennlig måte, samt når det gjelder å etablere en infrastruktur for hydrogen. Sannsynligvis er det utfordringene innen miljøvennlig produksjon som vil være avgjørende for om og når hydrogen vil bli en dominerende energibærer i verden.

7 Gass og sikkerhet

Enhver bruk av energi innebærer en viss sikkerhetsrisiko, dette gjelder også for naturgass. Forholdene må derfor legges til rette for at denne risikoen blir så liten som mulig.

Naturgass er ikke i seg selv giftig, men i stor nok konsentrasjon vil den fortrenge oksygen og dermed utgjøre en helserisiko. Naturgass er luktfri, men som handelsvare er det blandet inn et luktstoff som gjør det enklere å oppdage en eventuell lekkasje.

7.1 Brann og eksplosjoner

Den største trusselen fra et gassystem er faren for en ukontrollert antennelse i forbindelse med lekkasjer. Slike lekkasjer må derfor oppspores og tettes. Når gassen antennes kan det oppstå en eksplosjon, det vil si en meget rask og voldsom reaksjon mellom gass og oksygen.

For at en eksplosjon skal kunne oppstå i en luft- og gassblanding må tre forhold være til stede, nemlig brennbart stoff (gass), oksygen og en tennkilde. Konsentrasjonen av brennbart stoff må ligge innenfor visse grenser. Er konsentrasjonen for lav (for "tynn"), får man ikke tent blandingen. Grensen for tennbarhet kalles nedre eksplosjonsgrense (nedre EX) og ligger for naturgass i området 30 - 50 g/kg luft. Er konsentrasjonen av brennbart stoff for høy blir blandingen for "fet" til tenning. Grensen for fet blanding kalles for øvre eksplosjonsgrense (øvre EX). Tabell 7.1 nedenfor viser grenser for nedre og øvre eksplosjonsgrenser.

	Metan	Etan	Propan	Butan	Hydrogen
Nedre EX (kg/kg)	0,034	0,03	0,042	0,043	0,0036
Øvre EX (kg/kg)	0,102	0,125	0,195	0,205	0,068

Tabell 7.1 Eksplosjonsgrenser. Kilde: Kjelforeningen Norsk Energi - Installasjon og bruk av gass, kurskompendium (2002)

Traseen for de nedgravde gassrørene skal være merket. Her fra merkingen av Gasnors rørledning i Haugesund. Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter

Faren for opphoping av naturgass er liten da den er lettere enn luft og vil stige mot tak eller himmel for så å luftes ut, i motsetning til LPG, som er tyngre enn luft og kan danne gasslommer nær gulv eller bakke.

Når en eksplosjon inntrer i et rom eller apparat, får man en rask trykkstigning og temperaturheving i gassblandingen. Anlegg som er eksponert for dette kan utstyres med en eksplosjonsluke, sprengmembran eller lignende. Trykkstigningen vil da bli avlastet og hindre at rommet eller utstyret blir skadet.

7.2 Sikkerhet ved gasstransport

I et ledningsbundet distribusjonssystem blir gassen transportert hele veien fram til forbruker gjennom rør på havbunnen eller nedgravd under bakken. Dette gir klare fordeler sammenliknet med olje, LPG og LNG som transporteres med båter og tankbiler hvor risikoen for uhell og ukontrollert utslipp er større.

	Andel av energibruk i hjemmet (%)		Matlaging (Omkomne/million brukere/år)		Oppvarming (Omkomne/million brukere/år)	
	Gass	Andre energibærere	Gass	Andre energibærere	Gass	Andre energibærere
Danmark	13	87	2,9	1,1	0,0	1,5
Irland	32	68	0,6	0,6	0,6	2,1
Storbritannia	70	30	0,8	1,8	0,3	1,7

Tabell 7.2 Ulykkesfrekvenser for gassbruk i hjemmet Kilde: Torgrim Log, Professor ved Høgskolen Stord/Haugesund

For å opprettholde et høyt sikkerhetsnivå er det utarbeidet forskrifter for transport av gass i rørledning over land. Disse har store likhetstrekk i de ulike land. Sikringstiltakene gjelder konstruksjon av rørledningene og krav om sikringsfelt langs rørtraseen.

Sikkerhetsavstanden (avstand til tennkilder, kraftledninger, bygninger og nabogrenser) på hver side av lavtrykks distribusjonsrør er 2 - 6 m for overtrykk på 0 - 4 bar og 6 - 12 m for overtrykk på 4 - 10 bar.[11] Større gassledninger med høyt trykk vil normalt bli nedgravd i hele sin lengde. Med 8 - 32 km mellomrom, avhengig av hvor utsatt området er, skal det etableres ventilstasjoner som gjør det mulig å stenge av rørledningen. Dermed kan gasstrømmen stoppes ved eventuell lekkasje. Nærmest røret vil det være et sikringsfelt med totalt byggeforbud. For bolighus er bredden om lag 50 m, eller 25 m til hver side. Utenfor dette feltet vil det være en bredere sone hvor bygging er tillatt, men der framtidig bebyggelse ikke må være mer omfattende enn det som følger av sikkerhetskrav til røret. Denne sonen er 400 m bred.

Fra USA, Storbritannia og Nederland er det samlet inn data om ulykkesfrekvens for større stamledninger med gass. I Nederland, som har strengere krav til sikringsfelt enn USA, ligger ulykkesfrekvensen på mellom 1/100 000 og 1/1000 000 dødsfall per km rørledning og år. For en tenkt 50 mil lang rørledning i Norge vil dette medføre ett dødsfall per 200 til 2 000 år. Av de registrerte hendelsene i USA utgjør 87 % uhell knyttet til selve rørledningen, mens de resterende er knyttet til tilhørende utstyr. Hendelsene representerer alle typer, fra de minste lekkasjer til fullstendige rørbrudd. De viktigste ulykkesårsakene er utvendig kraftpåkjenning (41 %) og konstruksjons- og materialfeil (38 %). Lekkasjen fra gassnettet er svært lav. I Vest-Europa ligger den vesentlig under 1 %.

11) Kilde: Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap - "Temaveiledning om transport av naturgass og lignende i rørledning av polyetylen"

7.3 Sikkerhet i hjemmet

I land som har utnyttet naturgass over lengre tid og i større skala enn Norge finnes det statistikk for ulykker som følge av gassbruk i hjemmet. I Tabell 7.2 er det gjengitt statistikk fra Danmark, Irland og Storbritannia, der frekvensen av dødsulykker som følge av bruk av gass i hjemmet er sammenlignet med frekvensen av dødsulykker som følge av andre energibærere (som i stor grad vil være elektrisitet).

Som en kan se av tabellen virker ikke naturgass statistisk sett å representere en større risiko enn alternativene når det gjelder bruk til oppvarming av boliger og matlaging. Storbritannia er landet med størst utbredelse og lengst erfaring med gass, og der er også tallene de mest positive i favør av gassbruk. I tillegg til erfaring med gassbruk vil varierende sosiale forhold landene imellom og omfanget av offentlig tilsyn og opplæring også kunne skape variasjoner mellom landene. Totalt sett synes det likevel sannsynlig at en introduksjon av gassbruk i norske hjem ikke vil påvirke ulykkesstatistikkene i negativ retning.

7.4 Juridiske krav

Det er utviklet et omfattende sett med lover og forskrifter som regulerer sikkerheten ved bruken av gass på land og på kontinentalsokkelen. Regelverket skal sikre at bruken av naturgass ikke er forbundet med noen større risiko enn ved bruk av andre energibærere.
Brann- og eksplosjonsvernloven har som formål å verne liv, helse, miljø og materielle verdier mot brann og eksplosjon, mot ulykker med farlig stoff og farlig gods og andre akutte ulykker. Loven gjelder alminnelige plikter til å forebygge brann og eksplosjon samt sentral og lokal organisering og gjennomføring av brann- og eksplosjonsvernsarbeidet. Loven gjelder også ulykkes- og skadeforebyggende plikter i forbindelse med håndtering av farlig stoff og ved transport av farlig gods på land, samt krav til beredskap og innsats overfor akutte ulykker der brannvesenet har en innsatsplikt. Brann- og eksplosjonsvernlovgivningen håndteres av Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap (DSB).

Forskrift om systematisk helse, miljø og sikkerhetsarbeid i virksomhetene (internkontrollforskriften) gjelder for gassvirksomhet, enten aktiviteten skjer på land eller ute på sokkelen. Dette er en felles forskrift som gir bestemmelser om at den som er ansvarlig for virksomheten, plikter å sørge for systematisk oppfølging av gjeldende krav fastsatt i arbeidsmiljøloven, forurensningsloven, brann- og eksplosjonslovgivning, produktkontrolloven, sivilforsvarsloven og lov om elektriske anlegg og elektrisk utstyr.

For høytrykks gassrørledninger på land gjelder forskrift om transport av petroleum i rørledning over land, av 23.12.2002. Forskriften gjelder for ilandføringsrørledninger fra første gang de kommer på land, også om de senere krysser sund, fjorder eller andre sjøområder. Forskriften stiller tekniske krav til konstruksjon og legging av rørledning som til dels er avhengig av bebyggelse i de områder rørledningen passerer. Den stiller også krav om at det skal reguleres et sikringsfelt langs rørledningen der tillatt aktivitet er begrenset.

For nytt utstyr (beholdere, rørsystemer, sikkerhetsutstyr), for trykk over 0,5 bar som er markedsført etter 29.05.2002, gjelder krav i forskrift om trykkpåkjent utstyr. Videre er det utarbeidet temaveiledning om transport av naturgass og lignende i rørledning av polyetylen og temaveiledning om gassanlegg, som begge utdyper og forklarer forskrift om brannfarlig eller trykksatt stoff av 01.03.2004.[12]

Bilde øverst: Gassbasert kraftvarmeverk i Viborg, Danmark
Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter
Nederst til venstre: Testflamme for gass på kjelanlegg
Foto: Arne Palm, APAS
Nederst til høyre: Sveisemuffe for gassdistribusjonsrør i polyetylen (PE)
Foto: Tore Woll, Norsk Gassenter

12) Tilgjengelige på www.dsb.no

8 Lovgivning og regulering

Lovgivning for transport av naturgass kan deles inn i 3 hovedområder: Etableringstillatelser, sikkerhet og rammer for konkurranse.

8.1 Etableringstillatelser

Etablering av et gasskraftverk krever konsesjon etter **energiloven** fra NVE og utslippstillatelse etter **forurensningsloven** fra SFT.

Etablering av større overføringsanlegg for gass til andre regioner (eksempelvis fra Kårstø til Grenland) krever konsesjon etter **Naturgassforskriften**. Olje- og energidepartementet har i brev av 23.09.2004 delegert konsesjonsmyndighet i slike saker til NVE.

Formålet med konsesjonsplikten er å sikre et samfunnsmessig rasjonelt energisystem og å oppnå miljømessig gode løsninger. Distribusjonsrør og mindre overføringsrør innen en region vil ikke være konsesjonspliktige. Tillatelse til etablering for slike gis av den enkelte kommune. Petroleumsloven gjelder ilandføring, bearbeiding og eksport av gass, og normalt ikke for videreføring av gassrør for innenlandsk bruk.

Større gassrør (investering over 50 mill. kr. og krav om reguleringsplan) kan kreves **konsekvensutredet** etter **plan- og bygningsloven,** med Olje- og energidepartementet som ansvarlig myndighet. Hensikten med disse utredningene er å gi god dokumentasjon av miljømessige og andre konsekvenser ved etablering av anleggene. Denne behandlingen avsluttes med et brev om godkjent utredning og styrer ikke selve etableringen.

Gassrør over land med trasé for rørgrøft og andre anlegg krever behandling av den enkelte kommune gjennom **plan- og bygningsloven.** Disse kan for eksempel kreve utarbeiding av reguleringsplaner for anleggene. Røranlegg gjennom flere kommuner krever samordning mellom de berørte kommunene.

Gasskraft og gassrør vil også kunne kreve tillatelser etter en rekke miljø- og vernelover som **forurensningslov, kulturminnelov og naturvernlov.** Miljøverndepartementet avgjorde at Rogass-prosjektet (gassrør fra Kårstø til Stavangerområdet) som helhet med sjørør, mottaksanlegg og distribusjonsnett på land skulle behandles etter **forurensningsloven.**

Behandling etter slike regelverk kan generelt være tid- og ressurskrevende. Etablering av overføringsrør for gass i Danmark krevde for eksempel svært omfattende kulturminneundersøkelser. Rør i sjøen vil bl.a. kunne berøre fiskefelt, kulturminner og korallforekomster, med tilhørende regelverk.

Gassrørprosjekter har ekspropriasjonshjemmel i ekspropriasjonsloven (Oreigningsloven), med NVE som behandlende myndighet.

8.2 Sikkerhet

Sikkerheten tilknyttet gassrør ivaretas av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) gjennom lov om brann- og eksplosjonsvern og forskrifter til denne. Forskrift om transport av petroleum i rør står her sentralt. Dette er et detaljert regelverk med prosedyrekrav og en rekke tekniske krav, alt med formål å forhindre lekkasjer, brann og eksplosjoner. Regelverk for sikkerhet er nærmere omtalt i kap. 7.4.

8.3 Konkurranse

Internasjonalt arbeides det mye med å utvikle regelverk som fremmer konkurransen mellom ulike gassleverandører. I Norge er dette regulert gjennom gassmarkedsdirektivet og naturgassloven med forskrifter. **Naturgassforskriften** har regler om adgang til system for tredjepart, om regnskap, tvisteløsninger, kontroll og annet som skal fremme konkurransen innen sektoren.
Ved oppbygging av nye anlegg kan det imidlertid

søkes om unntak som sikrer utbygger økonomiske fordeler i en overgangsperiode for å gjøre nyetableringer lønnsomt.

Gassmarkedsdirektivet fra EU etablerer felles regler for medlemslandenes regulering av overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass, inklusiv flytende gass (LNG). Direktivet er innlemmet i EØS-avtalen og vil derfor være ramme for norsk lovgivning. Hensikten med gassmarkedsdirektivet er å etablere et åpent europeisk gassmarked for å fremme fri konkurranse som på sikt vil kunne hjelpe til med å holde prisene på naturgass nede. Direktivet inneholder:

- Regler for transport, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass og LNG

- Regler om organisering av gassektoren, tilgang til markedet, samt kriterier og prosedyrer for tildeling av rettigheter til transport, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass

- Regler om oppsplitting av regnskapene til selskaper som driver minst to av virksomhetene transmisjon, distribusjon og lagring av naturgass

- Regler om at utenforstående tredjepart skal sikres adgang til rørledningssystemene

- Regler mot å nekte kvalifiserte gasskjøpere tilgang til rørledningene

- Påbud om at det opprettes en nasjonal tvisteløsningsordning som raskt kan løse tvister om for eksempel adgang til rørledningene

- Krav om opprettelse av en regulator som setter rammer for inntekter til røreierne

EU har også vedtatt et Gassmarkedsdirektiv II som forventes gjennomført i norsk rett. Målet med gassmarkedsdirektiv II er å bidra til en forbedring av det indre gassmarkedets funksjon, samt forbedringer i forhold til gjeldende gassmarkedsdirektiv, spesielt når det gjelder harmonisering av tariffer og bestemmelser for tredjepartsadgang (TPA) til transmisjons- og distribusjonsnett.

Naturgassloven gjennomfører gassmarkedsdirektivet i norsk rett. Loven gjelder overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass som ikke omfattes av petroleumsloven. Naturgassloven er en rammelov som hjemler mer detaljert regulering i forskrifter.

Naturgassforskriften trådte i kraft 01.01.2004 og utfyller naturgassloven og inneholder de krav som stilles i gassmarkedsdirektivet. I tillegg gir naturgassforskriften regler for konsesjon på overføring av naturgass.

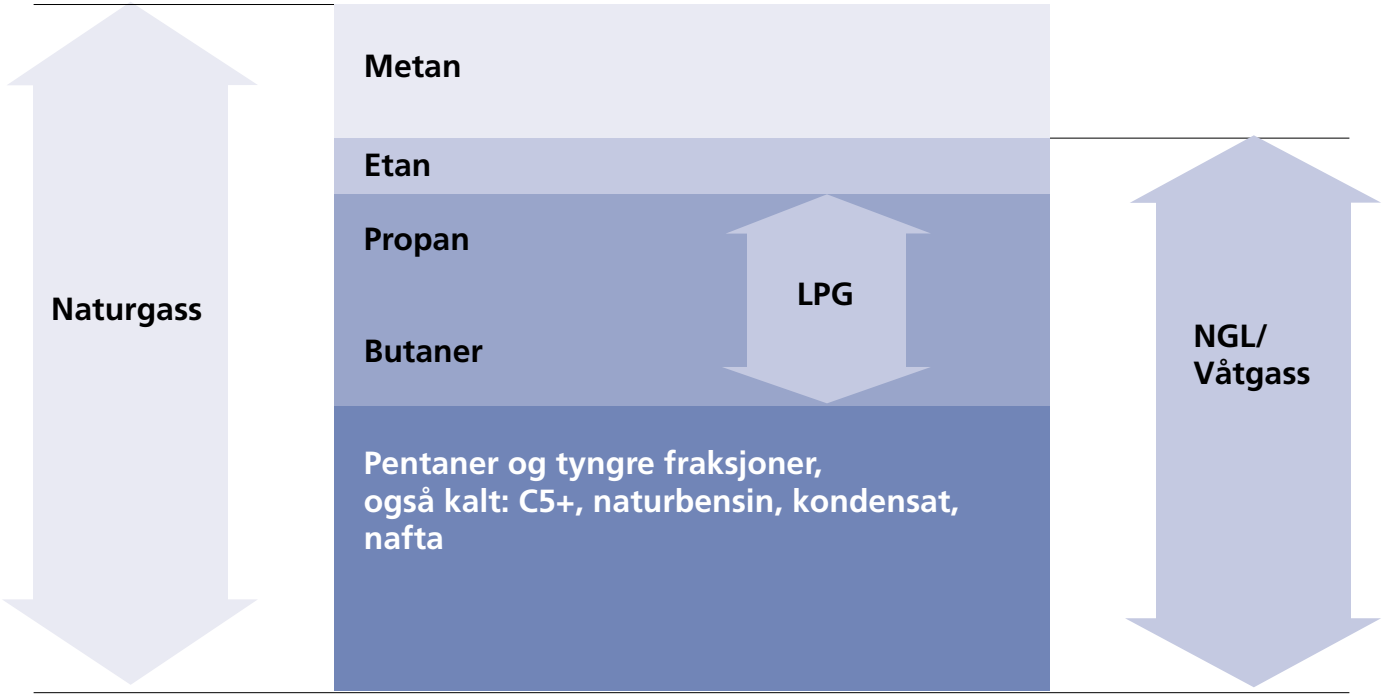
Vedlegg

Definisjoner

Naturgass	Naturgass består hovedsakelig av metan (CH_4). Naturgass er den mest anvendelige energibæreren som er tilgjengelig i dag, og kan brukes til nær sagt alle tenkelige energiformål. Naturgass kan transporteres i rør, eller i tank som LNG (flytende naturgass) eller som CNG (komprimert naturgass).
Rikgass	Betegnelse på gassen som kommer fra Nordsjøen, og er en blanding av ”våtgass” og ”tørrgass”.
Tørrgass (Naturgass)	Det er denne gassen en i daglig tale kjenner som naturgass. Etter at rikgassen fra Nordsjøen er behandlet er de tyngre komponentene som utgjør våtgassen tatt ut. Den tørre naturgassen består i all hovedsak av metan, og transporteres vanligvis gjennom gassrør.
Våtgass (NGL)	Våtgass består i utgangspunktet av gassene etan, propan, butan, samt kondensat. Disse gassene fraktes vanligvis til kundene i tank.
Energigass	Samlebegrep for flere ulike brensler i gassform, for eksempel biogass, hydrogen og naturgass.
Biogass	Fornybar energigass som dannes når organisk materiale (biomasse, kloakk) brytes ned av bakterier i et anaerobt miljø (uten tilgang på oksygen). Kjemisk har biogass mange likheter med naturgass, men metaninnholdet er mindre (60-70 %). For øvrig inngår 30-40 % karbondioksid samt små mengder av H_2S (hydrogensulfid), klorider og ammoniakk.
Hytan	Blanding av naturgass og hydrogen, typisk i forholdet 85:15.
LPG	Liquified Petroleum Gases betegner gassene propan og butan, eller blandinger av disse, når de er i flytende form på grunn av nedkjøling og/eller trykk.
CNG	Compressed Natural Gas er en betegnelse på naturgass lagret under trykk i en tank. Gassen er komprimert til et trykk på over 150 bar.
LNG	Liquified Natural Gas er en betegnelse for flytende, nedkjølt naturgass. Gassen må normalt kjøles ned til om lag -163°C for å holde seg flytende ved normalt trykk.
Sm^3	Standard kubikkmeter – olje og gassmengder oppgis i Sm^3, som refererer til 1 atmosfære trykk (1013 mbar) og en temperatur på 15°C. 1 Sm^3 naturgass inneholder omtrent like mye energi som 1 liter fyringsolje og en Nm^3 naturgass, om lag 10 kWh. MSm^3 = Millioner (Mega) Sm^3, GSm^3 = Milliarder (Giga) Sm^3.

Nm^3	Normal kubikkmeter – gassmengder oppgis i Nm^3, som refererer til 1 atmosfære trykk (1013 mbar) og en temperatur på 0°C. 1 Nm^3 naturgass inneholder omtrent like mye energi som 1 liter fyringsolje og en Sm^3 naturgass, om lag 10 kWh. MNm^3 = Millioner (Mega) Nm^3, GNm^3 = Milliarder (Giga) Nm^3.
Kogenerering	Samproduksjon av elektrisk kraft og varme, der begge deler nyttiggjøres. Også kalt kraftvarme og varmeintegrerte kraftverk.
Uoppdagede ressurser	Petroleumsressurser som antas å være tilstede i definerte letemodeller (bekreftede og ubekreftede) men som ennå ikke er påvist ved boring. (Veiledning til klassifisering av Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, Oljedirektoratet juli 2001).
Olje-ekvivalenter (forkortes o.e.)	Oljeekvivalenter brukes når ressursmengdene av olje, gass, NGL og kondensat skal summeres. En slik summering kan skje ved å anvende en felles egenskap, nemlig energiinnhold. Begrepet oljeekvivalenter er knyttet til den energimengden som blir frigjort ved forbrenning av de ulike petroleumstypene. Oljedirektoratet benytter følgende omregningsfaktorer basert på typiske brennverdier fra norsk kontinentalsokkel: 1000 Sm^3 gass tilsvarer 1 Sm^3 o.e., svarende til om lag 10 MWh; 1 Sm^3 olje tilsvarer 1 Sm^3 o.e. og 1 tonn NGL tilsvarer 1,9 Sm^3 o.e. 1 Sm^3 kondensat tilsvarer 1 Sm^3 o.e.

Klassifisering av hydrokarbonene i rikgass



Konverteringstabell for energi

	MJ	kWh	Sm^3 naturgass
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,025
1 kWh, kilowattime	3,6	1	0,09
1 Sm^3 naturgass (øvre brennverdi, standardgass)	40	11,11	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Konverteringstabell for mengde LNG

	Tonn LNG	m^3 LNG	Sm^3 gass
1 tonn LNG	1	2,22	1360
1 m^3 LNG	0,450	1	615
1 Sm^3 gass	$0,735*10^{-3}$	$1,63*10^{-3}$	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Utslipp ved forbrenning av ulike energibærere (hentet fra www.gass.no)

Brensel	Tilstand	Vekt %	Nedre brennverdi	Tetthet	Utslipp (gram/kWh)			
			kWh/kg	kg/m³	CO_2	NO_x	SO_2	Partikler
Hydrogen	g	C = 0 H = 100 S = 0	33,6	0,09	0	~0	0	0
Naturgass	g	C = 75 H = 24 S ~ 0	13,7	0,8	201	0,07	~0	~0
Propan	g/v	C = 81,7 H = 18,3 S ~ 0	12,8	g = 2,0 v = 0,51	234	0,18	~0	~0
Butan	g/v	C = 82,7 H = 17,3 S ~ 0	12,7	g = 2,7 v = 0,59	239	0,18	~0	~0
Fyringsparafin	v	C = 86,5 H = 13,5 S = 0,02	11,9	800	269	0,25	0,03	0,02
Fyringsolje, lett	v	C = 86,4 H = 13,4 S = 0,05	11,9	835	269	0,25	0,08	0,03
Fyringsolje, tung	v	C = 85,4 H = 13,6 S = 1,0	11,6	950	272	0,43	1,72	0,11
Ved, bjørk 20% fukt [1] (husholdning)	fs	C = 49,5 H = 6,3 S = 0,05	4,1	600	(449)	0,17	0,24	>1,2
Kull, svart [2] (varierende)	fs	C = 81 H = 5 S = 1	7,9	700	378	0,57	2,53	~ 0,18
Brunkull (varierende) [3]	fs	C = 69 H = 5 S = 4	4,1	800	620	1	20	> 0,7

Varierende oksygeninnhold: 1) 38-40%, 2) 3-11%, 3) 20-30%.

Kilde: SSB og Eiliv Sandberg

g = gassfase

v = væskefase

fs = fast form

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2004

Nr. 1 Stig Haugen (red.): Opprustning av kraftnettet for å redusere energitapet (40 s.)

Nr. 2 Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og struktur-utvikling per 1. august 2003 (50 s.)

Nr. 3 Lars-Evan Pettersson: Totalavløpet fra Norges vassdrag 1961-2002 (67 s.)

Nr. 4 Eva Næss Karlsen (red.): Prinsipper for regulering av nettvirksomhetens inntekter (79 s.)

Nr. 5 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2004 (56 s.)

Nr. 6 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2003 (37 s.)

Nr. 7 Knut Aune Hoseth, Ingvill Osland og Gunnar Kristiansen: EUs rammedirektiv for vann. Karakterisering av vannforekomster i Tanavassdraget – Reginenr. 234.Z (53 s.)

Nr. 8 Hanne Marthe Østvold (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2003 (123 s.)

Nr. 9 Arne Tollan (red.): Prioritering av stasjonsnett (46 s.)

Nr. 10 Birger Bergesen, Pål Tore Svendsen, Asle Selfors: Gass i Norge (61 s.)

Nr 11 Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder (106 s.)

Nr. 12 Pål Tore Svendsen: Naturgass - en generell innføring (42 s.)