ET BEDRE FUNGERENDE LNG-MARKED

HOVEDDOKUMENT

NÆRINGSLIVETS NOx-FOND

June 18, 2013

ET BEDRE FUNGERENDE LNG-MARKED

Innhold

ET BEDRE FUNGERENDE LNG-MARKED 0
1. BAKGRUNN OG SITUASJONSBESKRIVELSE 2
2. DET NORSKE LNG-MARKEDET 5
2.1 LEVERANDØRENE 5
2.1.1 LNG I DET MARITIME MARKEDET 6
2.2 LNG-SALG OG -VOLUM 7
2.3 NYE AKTØRER I MARKEDET 8
3. DET GLOBALE LNG-MARKED 9
4. LNG-PRISER 10
4.1 REFERANSEPRIS 13
4.2 LNG-PRIS OG KUNDENS ALTERNATIVE KOSTNAD 13
4.3 EFFEKTEN AV NOx-FONDETS STØTTE 15
4.4 LNG-PRIS I NORGE 16
5. ØKT LNG-ETTERSPØRSEL 19
5.1 FORSYNINGSSIKKERHET FOR LNG 20
6. UTBYGGING AV LNG-INFRASTRUKTUR 21
7. EUs TREDJE GASSDIREKTIV 24
7.1 GASSDIREKTIVETS INNHOLD 25
7.2 JURIDISKE VURDERINGER 26
7.3 ØKONOMISKE VURDERINGER 27
7.4 ALTERNATIVER MODELLER FOR DEREGULERING 27
8. ARBEIDSGRUPPENS VURDERINGER 29
8.1 TREDJEPARTSADGANG 29
8.2 KONKURRANSE I LNG-MARKEDET 29
8.3 AVTALER 30
8.4 INNTEKTER 30
8.5 PRISDANNELSE UNDER KONKURRANSE 31
8.6 BEHOV FOR UNNTAK 31
9. SAMMENLIGNING AV LØSNINGER FOR LNG-MARKEDET 33
KILDER: 34

1. BAKGRUNN OG SITUASJONSBESKRIVELSE

NOx-fondets formål er å bidra til NOx-reduksjoner i Norge og oppfylle Miljøavtalen om NOx som er inngått med Miljøverndepartementet. Et særlig virkningsfullt tiltak er bruk av LNG som energikilde, både maritimt og i industrien.

NOx-fondet har derfor i økende grad gitt tilsagn om støtte til tiltak som muliggjør bruk av flytende, nedkjølt gass (LNG) i maritim sektor og i landbasert industri. Prosjektene gir omfattende reduksjon av NOx-utslipp. Bruk av LNG gir også lavere CO_2-utslipp enn andre fossile energikilder.

NOx-fondet har fra oppstarten og frem til januar 2013 gitt tilsagn om støtte til over 60 søknader som gjelder bruk av LNG som energikilde. Støttesummen for tiltakene samlet sett er omlag 1,8 mrd. kroner. NOx-reduksjonen vil anslagsvis være 6 000 tonn per år. LNG-prosjekter står til nå for nær 40 % av NOx-reduksjonsforpliktelsene i Miljøavtalen om NOx 2011 – 2017. Ytterligere søknader forventes fremover, og tendensen er stigende.

Etterspørselen etter LNG i Norge øker kraftig. Sikker og forutsigbar tilgang og pris for LNG blir samtidig stadig viktigere for de berørte virksomheters konkurranseevne og for utviklingen av mer miljøvennlig skipsfart som et konkurransefortrinn.

En rekke rapporter (se kilder 1, 2 og 9) peker på at Norge har høy pris på naturgass og LNG sammenlignet med andre land. Økt konkurranse kan gi mer konkurransedyktige betingelser.

Merkostnader på investeringssiden ved overgang eller bygging av LNG som energikilde, både i industrien og i maritim sektor, må kunne forsvares økonomisk for at prosjekter kan gjennomføres.

Mens det for utstyrssiden når det gjelder motorer, lagertanker, utstyr o.l. er en utvikling mot flere leverandører og mer konkurranse, er LNG-markedet som hovedregel preget av regionale monopoler, slik markedet i dag er organisert.

Med dagens etterspørselsutvikling på LNG-markedet både nasjonalt og internasjonalt, skjer endringene raskt. Dette representerer både utfordringer – pris og forsyning - og muligheter knyttet til miljøgevinster, for vårt fleksible småskala LNG-distribusjonssystem og nye muligheter for leveranser både av LNG og kompetanse utenfor Norge.

EU har i nærmere 20 år arbeidet for et liberalisert og fritt energimarked. Formålet med energidirektivene er å etablere reelle valgmuligheter for forbrukerne – private som kommersielle.

Gassmarkedsdirektivet (2009/73/EF) har som hovedformål å sikre:

- Effektiv adskillelse mellom nett på den ene siden og produksjon- og forsynings virksomhet på den andre (effektiv adskillelse)
- At kundene skal kunne velge sin gassleverandør og inngå kontrakt om gassleveranse fra flere aktører
- Transparens og ikke-diskriminerende tariffer for adgang til transmisjonsnettet
- At lagersystemoperatører er uavhengige for på den måten å sikre tilgang for tredjepart til lagerfasilitetene
- At distribusjonsoperatørenes aktiviteter overvåkes så de hindres i å utnytte deres vertikale integrasjon til å styrke stillingen i konkurranse på markedet, spesielt i forhold til privatkunder og små kommersielle kunder
- Økt konkurranse og lett adgang for forskjellige leverandører er av avgjørende betydning for forbrukernes fulle utnyttelse av et fritt marked

Ved innføringen av det andre gassdirektivet i 2005, fikk Norge unntak fra direktivet med begrunnelsen om at Norge var et umodent marked. Unntak ble innvilget av EØS-komiteen for en 10-års periode og fristen utløper 10. april 2014. I den norske Naturgassloven ble § 7 tatt inn hvor det fastslås at departementet innen 2014 skal gjennomgå loven for å vurdere behovet for en nærmere lovregulering. Dette innebærer at myndighetene må ta stilling til om unntaket skal videreføres, og det vil være naturlig å legge føringer for hvordan gass- og/eller LNG-markedet skal organiseres.

Dette er bakgrunnen for at Næringslivets NOx-fond har tatt initiativ til å få utarbeidet denne rapporten. NOx-fondets styremøte 12. juni 2012 gav følgende mandat for arbeidet med rapporten:

”Styret ber NOx-fondet i samarbeid med medlemsorganisasjonene om å engasjere seg for å sikre kostnadseffektiv tilgang på LNG til industri og skipsfart i Norge. Arbeidet organiseres i en arbeidsgruppe hvor medlemsorganisasjonene inviteres til å delta. Fondets innsats må knyttes mest mulig til arbeidet med å sikre oppfyllelse av Miljøavtalens forpliktelser.»

Rapporten arbeidsgruppen har laget, binder ikke medlemsorganisasjonene. Arbeidsgruppens medlemmer er utvalgt utfra sin bakgrunn og sine fagkunnskaper på området etter forslag fra NOx-fondets medlemsorganisasjoner. Det er arbeidsgruppens målsetning at rapporten kan bidra til å opplyse saksfeltet, og inngå i beslutningsgrunnlaget for beslutningstakerne og alle med interesse for saksfeltet.

Rapporten viser at LNG spiller en stadig viktigere rolle for norsk næringsliv, især for skipsfarten. Forbruket har, ikke minst på grunn av støtte fra NOx-fondet, en eksepsjonell vekst. Det er fare for at LNG-prisen for leveranser til skipsfarten kan øke med inntil 25 % fra 1. januar 2015 dersom prisdannelsen ikke skjer gjennom konkurranse i et åpent marked.

Etterspørselsveksten gir lavere kostnader ved å distribuere LNG i Norge. Mens vi tidligere var selvforsynt med LNG fra nasjonale små-skala produksjonsanlegg, vil vi enten øke importen av LNG til Norge eller øke leveranser fra Melkøya om det skulle vise seg å være mer fordelaktig.

I tillegg beskrives alternativer for organisering av LNG-markedet etter 10. april 2014 og deres innvirkning på konkurransesituasjonen.

Arbeidsgruppen håper rapporten kan vise at mulighetene i et stadig mer dynamisk internasjonalt LNG-marked er store. Norge har opparbeidet en internasjonalt ledende kompetanse innen småskala bruk og distribusjon av LNG. Denne kompetansen vil bli stadig mer etterspurt, ikke minst i skipsfarten. Med de riktige valg knyttet til prisdannelse gjennom åpen konkurranse og bevisst satsning på norsk LNG-industri, vil den videre utviklingen tjene både brukersiden og leverandørene.

Arbeidsgruppen har hatt følgende deltagere:
Kjell Olav Haugland, leder av arbeidsgruppen

adm. dir. Haugland Tankers og styremedlem i Fraktefartøyenes Rederiforening

Ole Børge Yttredal, fagsjef Norsk Industri

Eilef Stange, adm. dir. Gasnor, foreslått fra Norsk olje og gass

Klaus Værnø, assisterende direktør, NHO Sjøfart

Tore Roaldsnes, daglig leder AS Roaldsnes og styreleder i Fiskebåtredernes Forbund

Tor Christian Sletner, seksjonsleder Norges rederiforbund

Andreas Pihlstrøm, advokat, Næringslivets Hovedorganisasjon

Geir Høibye, daglig leder Næringslivets NOx-fond

Sekretariat:

Helge Hoel, seniorrådgiver Næringslivets NOx-fond

Ekstern bistand:

Martin Wold, konsulent DNV

Henrik Bjørnebye, Førsteamanuensis UiO

Jørgen Bjørndalen, Siviløkonom og Cand. Oecon, EC Group

Arbeidsgruppen har hatt 6 møter. Siste møte i gruppen var 13. mars 2013.Rapporten er utarbeidet av NOx-fondets administrasjon basert på diskusjoner i og innspill fra deltagerne i Arbeidsgruppen.

Adm. direktør Eilef Stange i Gasnor kan ikke stå bak rapportens innhold. Reservasjonen gjelder hele rapporten, men noen avgjørende forhold kan trekkes frem. Rapporten gir etter Stange sitt syn en ensidig negativ beskrivelse av LNG-markedet i Norge som ikke gjenspeiler de faktiske forhold. Stanges vurdering er videre at gassdirektivet (2009/73/EC) ikke omfatter LNG-terminaler som ikke er tilknyttet et overføringssystem (transmission system). Stange kan videre ikke stille seg bak de kategoriske påstandene som fremsettes i rapporten som konsekvens av å innføre eller ikke å innføre tredjepartsadgang på mottaksterminaler.

2. DET NORSKE LNG-MARKEDET

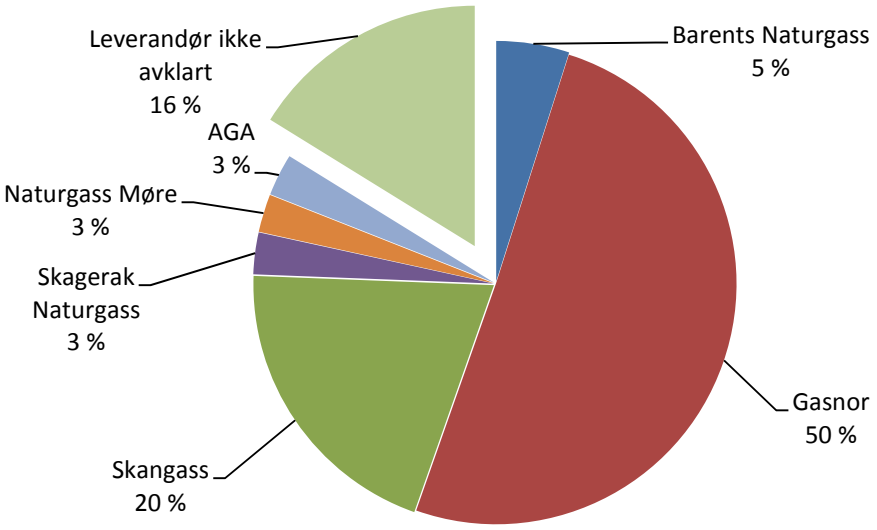
2.1 LEVERANDØRENE

Gassmarkedet i Norge har vært en liten næring, dominert av noen få regionale aktører. Næringen ble etablert for nesten 25 år siden basert på CNG (Compressed Natural Gas) og naturgass i rør. For ca. 18 år siden begynte man å produsere og levere flytende nedkjølt naturgass eller LNG (Liquefied Natural Gas) i Norge. Helt til for få år siden ble det omsatt beskjedne volumer av LNG og naturgass i rør.

De senere år har LNG-salget imidlertid økt kraftig, hovedsakelig på grunn av støtte til LNG-prosjekter fra NOx-fondet og statlige krav om miljøvennlig drift av ferger og Kystvakten som i dag benytter LNG.

Basert på NOx-fondets kunnskap om inngåtte avtaler om gassleveranser på årsbasis ved årsskiftet 2012/2013 for levering fra 2016 og fremover, er forholdet mellom kontrakts-festede volum fra de ulike leverandørene i det norske markedet i hovedtrekk slik:

Figur 1. LEVERANDØRER AV LNG I NORGE, basert på forventede leveranser i 2016



Kilde: NOx-fondet, februar 2013

Det er da lagt til grunn et omsatt volum i 2016 på 400 000 tonn LNG, hvorav 250 000 tonn forventes brukt på skip.

De største leverandørene av LNG i Norge er i dag: Gasnor, Skangass, Barents Naturgass, og Skagerak Naturgass, Naturgass Møre og AGA. De etablerte leverandørene har sin hovedaktivitet i oppdelte geografiske markeder hvor de eier en stor del av infrastrukturen for å kunne levere LNG til kundene.

For 64 000 tonn (16 %) av det totale volumet, er leverandør *ikke* avklart per februar 2013. For noen prosjekter som har fått tilsagn om støtte fra NOx-fondet, vil merkostnadene på investeringssiden sammen med vilkårene for LNG-leveransene kunne avgjøre om prosjekter blir realisert eller ikke. I andre tilfeller er nybygg av skip for LNG-drift igangsatt uten at LNG-leverandør og vilkårene for slike leveranser er avklart. Volumet av LNG i slike prosjekter er om lag 30 000 tonn LNG årlig per februar 2013.

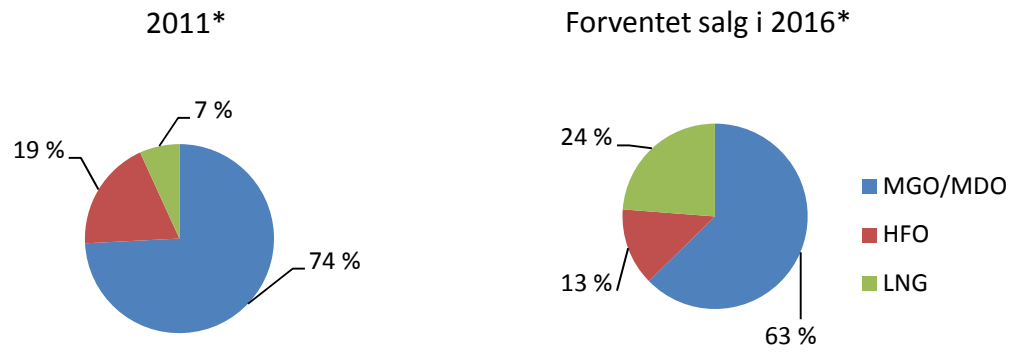
I VEDLEGG, kapittel 2. om LNG-markedet i Norge, kan man lese mer om dette og oversikter over selskaper som driver produksjon, distribusjon og lager av LNG.

2.1.1 LNG I DET MARITIME MARKEDET

Det første gassdrevne skipet som noensinne var bygget var bilfergen M/F Glutra i 1998. Senere ble ytterligere gassdrevne riksveiferger satt i drift. Offshoreservicefartøyet Viking Energy ble sjøsatt i 2003 som verdens første gassdrevne forsyningsskip. Innenfor Forsvaret ble kystvaktfartøyet K/V Sortland satt i drift i 2010. Norge er i dag verdensledende innenfor bruk av LNG i skipsfartsnæringen.

Andelen LNG i totalt bunkersforbruk for skipsfarten i norske farvann, i 2011 var om lag 7 % i følge DNV. Basert på tallgrunnlag man forventer basert på søknader om støtte til LNG-drift fra NOx-fondet og strengere miljøkrav, kan dette øke til 24 % i 2016.

Figur 2. DRIVSTOFF SOLGT I NORGE TIL MARITIMT BRUK, 2011 og 2016



*Målt per energimengde

Kilde: DNV februar 2013; MGO= marin diesel, HFO=tungolje

Konkurransen mellom leverandørene av LNG er i dag først og fremst til stede når kjøpere har praktisk mulighet for å hente LNG fra to eller flere av leverandørene på tvers av de naturlige geografiske leverandørområdene. Denne muligheten er i dag først og fremst til stede for skip med drift langs kysten**.** NOx-fondet erfarer at slik konkurranse fører til bedre betingelser for kjøperne.

2.2 LNG-SALG OG -VOLUM

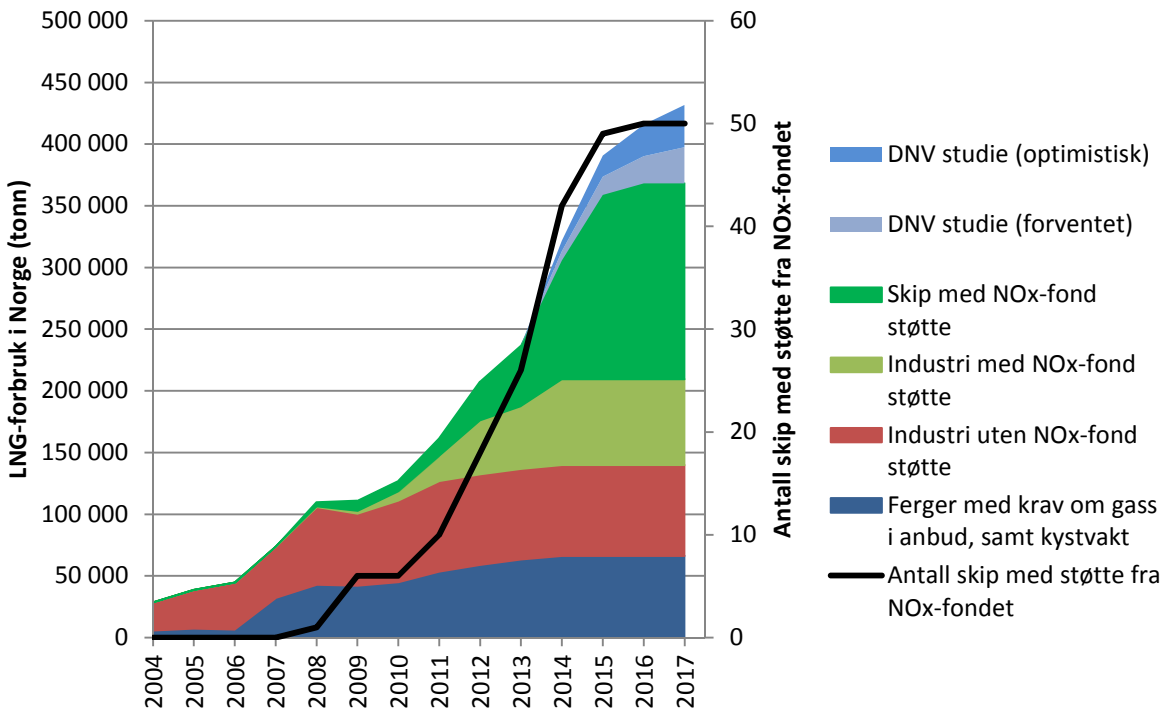
I følge SSB har forbruket av LNG økt betydelig fra 2004 til 2011. Utviklingen vil fortsette.

Tabell 1. UTVIKLINGEN I LNG-SALGET I NORGE FRA 2004 TIL 2016

LNG-salg 2004	**LNG-salg 2011**	**LNG-salg 2016 (forventet)**
28 470 tonn	145 000 tonn	400 000 tonn
	+ 509 %	+ 1 405 %

Økningen i salg av LNG fra 2010 til 2011 var på 23,8 prosent. I disse tallene inngår ikke LNG brukt i energisektoren eller som råstoff i industrien. Industri og bergverk brukte 83 220 tonn LNG i 2011. Metallindustrien hadde størst forbruk med 43 800 tonn, etterfulgt av nærings- og nytelsesindustrien med 14 600 tonn. I øvrige næringer var forbruket i 2011 størst innenfor sjøtransport med 50 370 tonn LNG. Utviklingen påvirkes av prosjekter med NOx-fondets støtte. DNV har også vurdert potensialet for ytterligere LNG-tiltak på skip utover de som har søkt NOx-fondet om støtte per februar 2013.

Figur 3. LNG-FORBRUK I NORGE 2004 - 2017



Kilder: SSB, DNV og NOx-fondet februar 2013

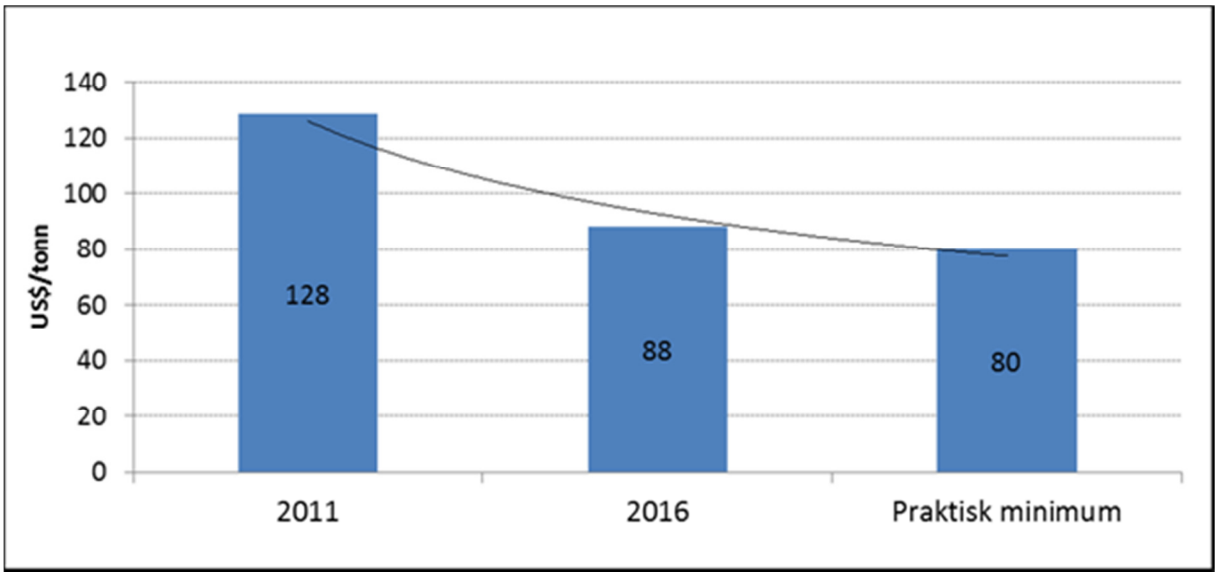
Grafen viser et forventet LNG-forbruk på over 400 000 tonn i 2017. Forbruket av LNG i Norge vil da være fjorten ganger høyere enn i 2004.

Etterspørselen stiger bratt etter hvert som nye LNG-prosjekter blir gjennomført. 76 skip er nå aktuelle for LNG-drift. 49 skip av disse har per februar 2013 fått tilsagn om støtte fra NOx-fondet til LNG-drift. De øvrige 27 er i hovedsak ferger og kystvaktskip. Også industrien har prosjekter der oljebruk erstattes av bruk av LNG.

De prosjektene som er ferdigstilt eller der bygging er bekreftet per februar 2013, har et årlig forbruk på 335 000 tonn LNG i 2016 eller 11 ganger forbruket i 2004.

Økte volumer LNG omsatt i Norge gjør at kostnadene for distribusjon av LNG synker. Beregninger fra DNV viser at kostnadene for distribusjon av LNG i Norge vil kunne reduseres med omlag 30 % fra 2011 til 2016 under de forutsetninger om økning av omsatte volum til 400 000 tonn LNG i 2016 som er lagt til grunn i rapporten.

Figur 4. GJENNOMSNITTLIG DISTRIBUSJONSKOSTNAD FOR LNG I 2011 OG 2016, US $/tonn



Kilde: DNV mars 2013

2.3 NYE AKTØRER I MARKEDET

Nye aktører vurderer Norge som et interessant marked fordi etterspørselen øker sterkt. Dagens organisering av LNG-markedet i Norge forutsetter imidlertid at nye aktører eller aktører som skal overta eksisterende kunder må bygge egen infrastruktur eller levere med lastebil over store avstander om de skal kunne konkurrere i en annen leverandørs forsyningsområde. Det gir i de fleste tilfeller så store ekstrakostnader at konkurranse om pris i praksis ikke er mulig, med mindre markedet blir organisert på en ny måte.

Vurdert opp mot EUs regelverk om det indre marked, er mulighetene for nye aktører til å slippe til i markedet, en helt vesentlig indikasjon på om et marked fungerer. Slik LNG-

markedet i dag er organisert i Norge, er mulighetene for prisdannelse gjennom økt konkurranse sterkt begrenset.

Et eksempel på utfordringene som møter bedrifter som etablerer seg i det norske markedet er Skangass i Stavanger som startet opp egen LNG-produksjon i 2010. Deres utfordring slik markedet nå er organisert, blir å få adgang til markedet. Det kan de nå bare få ved investere i egen kapitalkrevende infrastruktur – etterspørselen er der. Skangass har etablert egen infrastruktur i Østfold og da fått leveranser i Glommaregionen, men har ikke hatt markedsadgang i Norge ellers utenom i Stavanger. Deres største marked har derfor blitt i Sverige, hvor de også har måttet bygge egen infrastruktur.

NOx-fondet har blitt kontaktet av andre mulige leverandører som for eksempel Jahre LNG og Kosan Gas (eid av UGI Cooperation som er en av verdens ledende LPG-leverandører) som begge har planer å levere LNG i Norge.

Kjøpsavtaler knyttet til LNG er ofte lite fleksible m.h.t. uttak. Siden LNG er «ferskvare» (avdamper raskt), vil det være forbundet med en viss markedsrisiko for distributørene å inngå kjøpskontrakter uten et forutsigbart marked. Muligheter for «swapping», koordinerte innkjøp og samarbeide mellom aktørene, vil bli viktig for å kunne ivareta leveransesikkerheten fremover. Slike avtaler foreligger ikke i dag.

3. DET GLOBALE LNG-MARKED

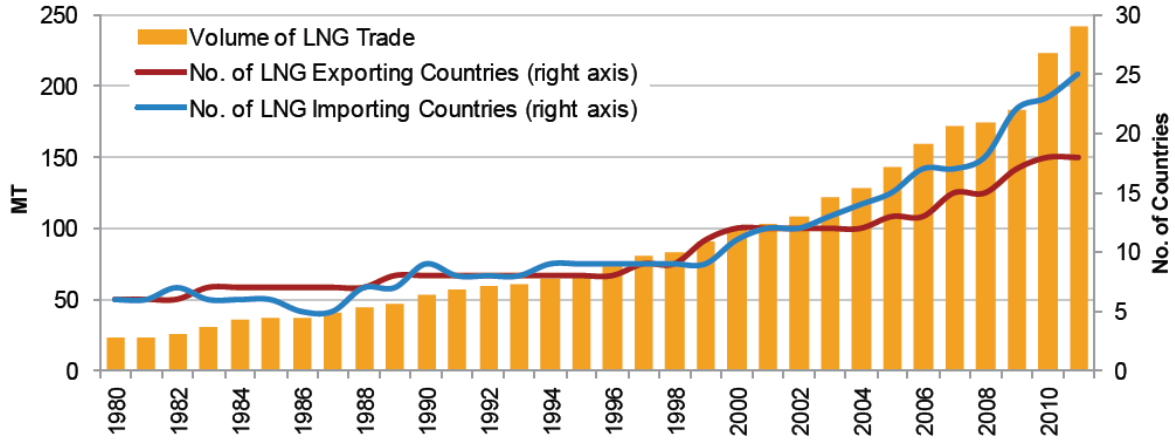
Det globale LNG-markedet øker raskt og nye LNG-produsenter – spesielt fra USA, Canada og Australia, vil prege utviklingen de neste 10 årene. Også utviklingen i det europeiske gassmarkedet med større deler av omsetningen i spotmarkedet, vil påvirke utviklingen. Det kan få betydning for det norske LNG-markedet, siden behovet for import av LNG øker de nærmeste årene.

Utvinning av skifergass i USA har endret markedet vesentlig i løpet av noen få år. Gassprisen er kraftig redusert og import av LNG til USA har omtrent falt bort. Overskuddet på gass i USA har ført til planer om bygging av 21 terminaler for eksport av LNG som er godkjent av myndighetene. Mange ligger på øst - og sørøstkysten med rimelig avstand til det europeiske markedet. Også Canada mister gassmarked i USA og ser på LNG-eksport som en mulighet.

Gasskraft basert på LNG-import har kompensert for bortfall av kjernekraft i Japan som følge av jordskjelvet og tsunamien i 2011. Dette har økt etterspørselen etter LNG på verdensbasis. Den nye regjeringen i Japan som tiltrådte i desember 2012, ønsker å få i gang atomkraftproduksjon igjen, men det vil sikkert ta tid.

Japan har i februar 2013 inngått kjøpsavtale med et amerikansk selskap på 4 MMBtu per år i en 20-års periode. Det spesielle med kontrakten er at prisen knyttes til markedsprisen i USA (Henry Hub), noe som på sikt kan redusere LNG-prisen både i Japan og globalt.

Figur 5. LNG-OMSETNINGSVOLUMER, 1980-2011



Sources: Cedigaz, Waterborne LNG Reports, US Energy Information Agency (EIA), US Department of Energy (DOE), PFC Energy

LNG-importen øker i mange land i Europa; nye terminaler er under utvikling i Nederland, Frankrike, Storbritannia og Litauen. Storbritannia importerer i dag tidvis større mengder LNG enn de gassmengdene de får gjennom rørimport fra Norge og Belgia. Tilgangen på importert LNG vil derfor kunne øke ytterligere fremover mot 2020 bl.a. fra USA og Canada.

Nedstengingen av atomkraftverk i Tyskland vil kunne ha betydning for etterspørselen etter gass og kull, primært i Tyskland, men også i Europa. I februar 2013 er 8 kjernekraftverk i produksjon, mens 7 er stanset.

Utfordringen for Norge som stor leverandør av gass i rør til Europa, vil være prispress nedover som kan komme med de økte mengdene importert LNG inn til Europa. Samtidig gir dette muligheter for leveranser av LNG fra nye kilder for å dekke den økte norske etterspørselen etter LNG.

Under gitte forutsetninger kan det også gi økt konkurranse og dermed bedre vilkår for import av LNG til Norge. Å bli dyktige til å kjøpe inn LNG på de mest fordelaktige vilkår vil derfor bli en ny mulighet og en viktig utfordring fremover. Her kan det være viktig at flere aktører kan konkurrere og at ulike kilder blir tilgjengelig for det norske marked.

4. LNG-PRISER

LNG-priser i de ulike hovedmarkedene i USA, Europa og i Østen fastsettes i prinsippet etter to modeller. Enten ved prisdannelse i åpne markeder basert på tilbud og etterspørsel, eller ved prisdannelse i markeder der gassprisen knyttes til pris på alternative energibærere slik som olje eller oljeprodukter (net-back-prising).

I Amerika – og dels Storbritannia, Belgia og Nederland - er gasspriser i hovedsak basert på tilbud og etterspørsel; kjent som gass-til-gass konkurranse. I de nevnte europeiske landene

er i tillegg pris relatert til rørgassmarkedet for øvrig. Det gir stor forskjell på amerikanske og europeiske gasspriser.

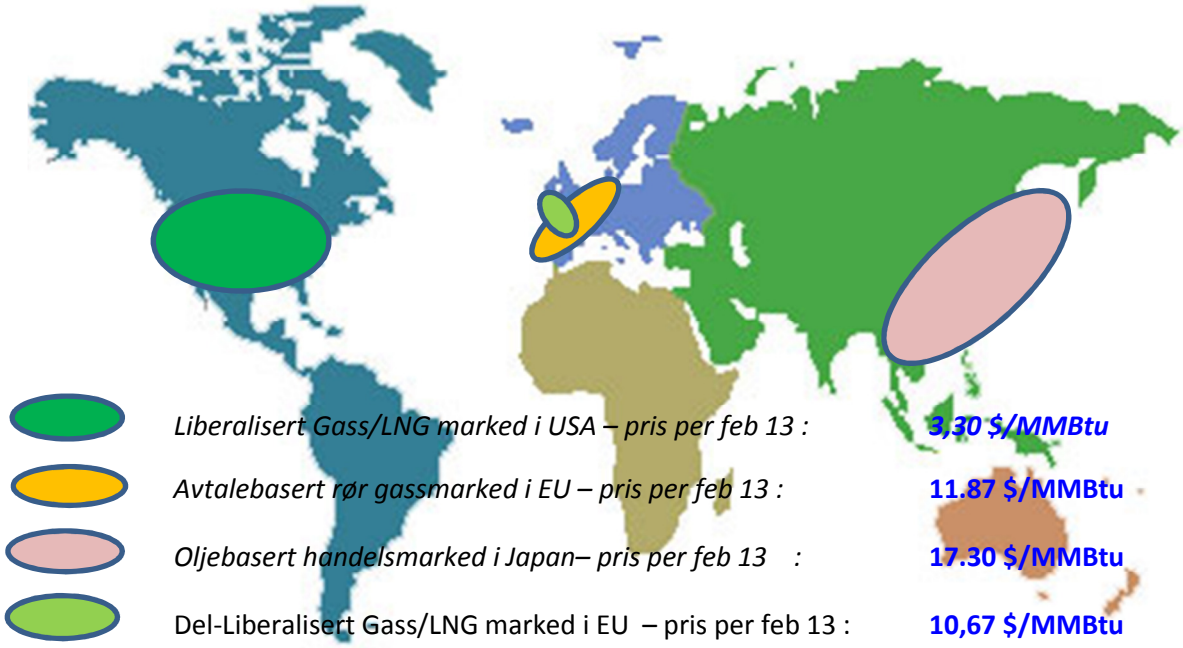
Gassprisen i USA er per 20. februar 2013 ca. 3,30 $/mmbtu basert på referanseprisen "Henry Hub". Det tilsvarer en pris på NOK 890 per tonn LNG. "Henry Hub" er et knutepunkt/nav for rørgass sør i USA. Gass og LNG levert i de ulike statene nordover prises med Henry Hub-pris + transportkostnad til leveringspunktet. Det betyr at Henry Hub (HH) ikke bare er et fysisk knutepunkt, men også en virtuell Hub for prissetting i form av "futures" og derivater.

I Asia selges normalt LNG på kontrakter knyttet til olje. Per februar 2013 var prisen 17,30 $/mmbtu som tilsvarer en pris på NOK 4 690 per tonn LNG.

I Europa finner man en blanding av disse omsetningsformene. Historisk basert på langsiktige "take-or pay kontrakter" som garanterer et minimum uttak av gass, indeksert til oljeprisen.
På den tyske grensen hvor bl.a. Norge leverer store deler Troll-gassen m.m., er prisen per februar 11.87 $/ mmbtu eller en pris på NOK 3170 per tonn LNG.

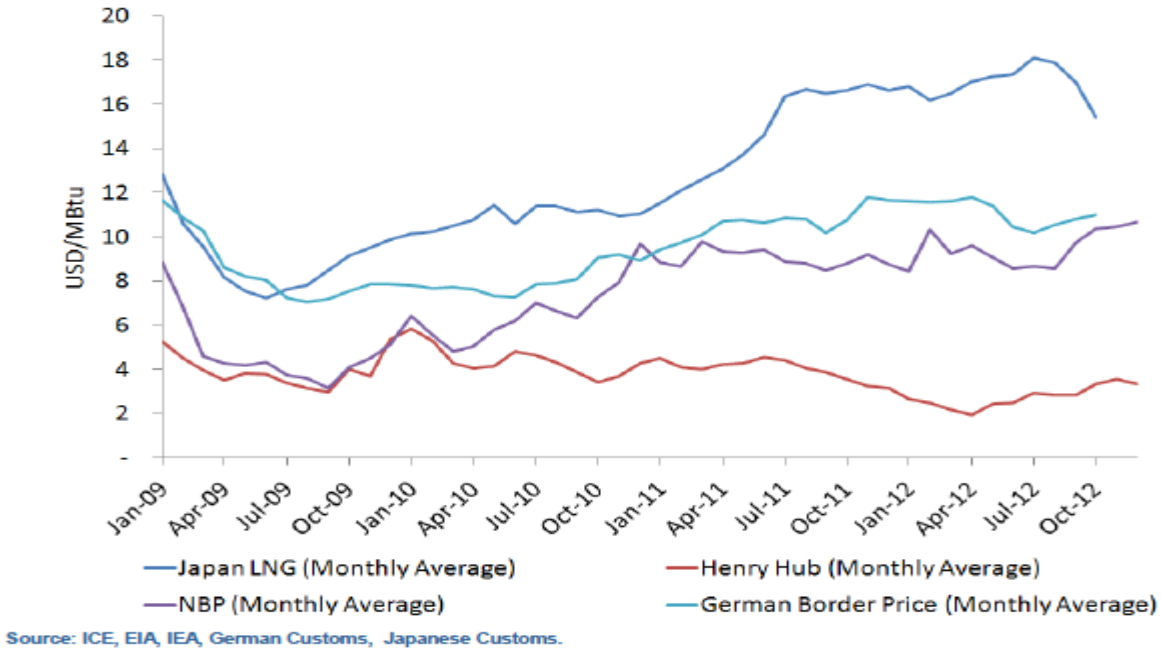
Stadig større mengder LNG blir importert og delvis solgt i spotmarkedet (nå ca. 20 % av importvolumet). Det utvikler et åpnere marked med prisdannelse basert på konkurranse. Den engelske NBP (National Balancing Point) har per februar 2013 en gasspris på 10,67 $/mmbtu som tilsvarer en pris på NOK 2 850 per tonn LNG. Avstanden mellom "German Border price" og prisen fra NBP i UK og "Title Transfer Facility" (TTF) i Nederland er ca. 1,2 $/mmbtu (eller ca. 1 €).

Figur 6. LNG PRIS-MODELLER I ULIKE MARKEDER



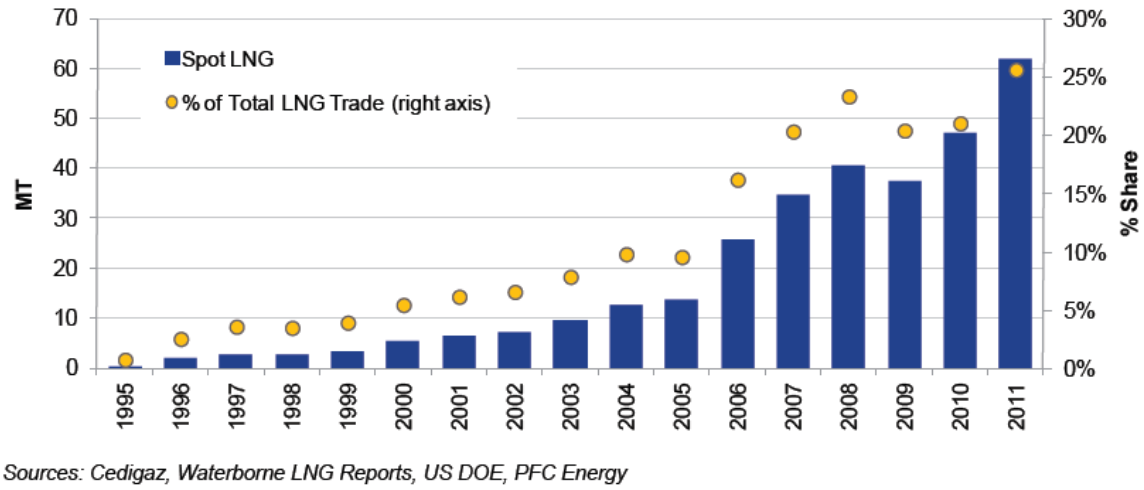
Mye tyder på at Statoils siste salgsavtale for gass med Wintershall; " priced at competitive terms related to German and NW European Hubs" (Statoil 20.november 2012) er preget av dette forholdet. Tilsvarende har det russiske selskapet Gasprom måttet selge deler av sine gassvolumer i Europa knyttet til markedspriser – om enn svært uvillig. Norge og Russland leverer ca. 40 % av all gass til Europa på langsiktige kontrakter med priser som i all hovedsak er knyttet til oljepris.

Figur 7. GASSPRISER VED NASJONALE HUBER OG I ENGROSMARKEDER FRA 2009 TIL 2012



Andelen av LNG salget som selges i spotmarkedet øker fra år til år. Omfanget og vilkårene for re-eksport av LNG fra importhavner i Europa er ikke kjent, men mulighetene for konkurranse fra ulike leverandører åpner for ulike vilkår for LNG-leverandører i Norge og Norden som vil handle i dette markedet.

Figur 8. SPOT LNG-HANDEL VOLUM OG ANDEL AV TOTAL LNG-HANDEL, 1995-2011



Siden det norske LNG-markedet fremover vil bli stadig mer avhengig av LNG-import fra europeiske LNG-terminaler, vil konkurranseevnen til det enkelte gasselskap være avgjørende for innkjøpskostnadene for LNG ved import til Norge. Ved å liberalisere LNG-markedet i Norge skapes grunnlag for prisdannelse basert på økt konkurranse der ulike leverandører kan tilby LNG til andre vilkår enn de som gjelder i dag. Det kan bli vesentlig for videre utvikling av det norske LNG-markedet.

4.1 REFERANSEPRIS

Brukerne av LNG i Norge og selskaper som vurderer å ta LNG i bruk, mangler i dag en prisreferanse for LNG som er kjent og kommunisert med alle som ønsker slik informasjon. Det er viktig som grunnlag for investeringsbeslutninger ved nybygging eller ombygging av fartøy til LNG-drift, eller ved beslutninger om bruk av LNG i industrien. Slik informasjon er grunnleggende for mulighetene til å analysere utviklingen i drivstoffmarkedene på lengre sikt både for kundene og rådgivningsmiljøer.

Det er etablert godt fungerende Hub'er i flere europeiske land hvor prisnoteringer både volumer og priser på kort og noe lenger sikt er tilgjengelig. Økende omsetning på slike markeder gjør dem likvide og dermed også bedre egnet som markedsinformasjon.

Det understreker behovet for konstruktive tiltak fra norsk side for å få mer åpenhet om LNG-vilkårene. Grunnlaget for prisdannelsen i det norske marked og sammenhengen med prisene i det europeiske marked er da viktig. At kontrakter i Norge har koblingen til prisene i slike europeiske markeder er slik sett en fordel.

At prisvilkårene for LNG-leveransene og grunnlaget for disse er konfidensielle mellom kjøper og selger i Norge, gjør sammenligning vanskelig og undergraver dessverre tilliten til LNG som alternativ.

I notatet "Gass HUB i Norge" 2) av Terica as for Gassmaks/Forskningsrådet, er det redegjort for forslag om å etablere en norsk Gass-Hub, administrert av Gassco, Karmøy.

Gassdirektivet stiller krav til åpenhet om gasspriser og forbud mot utilbørlig anvendelse av markedsmakt, såkalt «predatory behaviour».

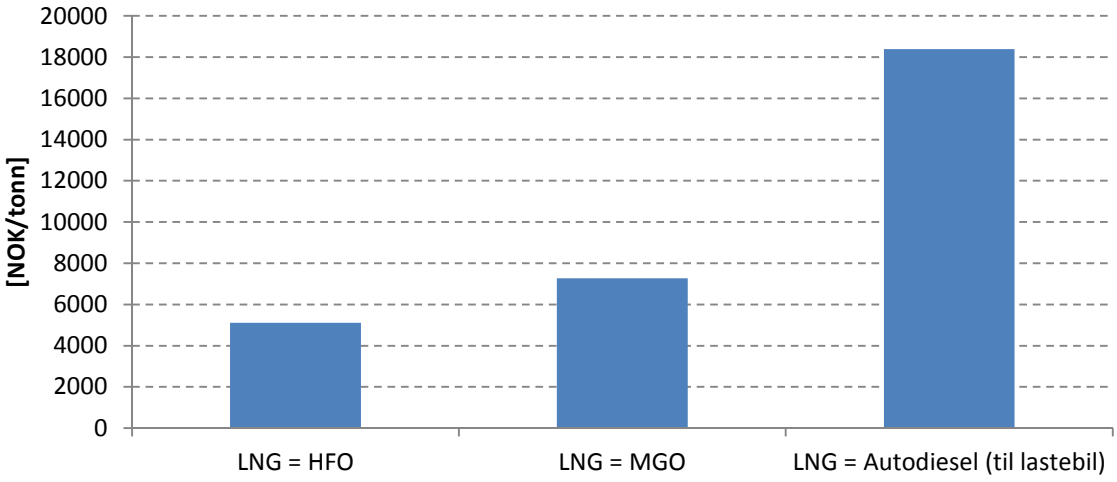
Det er i Norge stort informasjonsbehov om hvilke gasspriser man kan oppnå i kommersielle kontrakter og om hvordan slike kontrakter rent prinsipielt bygges opp. Det er underlig all den stund priser på kraft, olje og karbonkvoter publiseres jevnlig.

4.2 LNG-PRIS OG KUNDENS ALTERNATIVE KOSTNAD

Rapporter og analyser av gassmarkedet i Norge legger til grunn at de fleste norske LNG-kunder har LNG-pris som ligger nær opp til alternative energibærere i sine kontrakter. Det betyr at pris på LNG kan variere avhengig av kundenes alternative energibærer for eksempel

tungolje eller marin diesel, selv om kunden har samme behov for LNG og kjøper i samme område. Forholdet mellom ekvivalent pris på LNG og ulike oljeproduktpriser per januar 2013 er som følger:

Figur 9. LNG-PRIS VED EKVIVALENT ENERGIPRIS



Kilde: DNV februar 2013 HFO = tungolje MGO = marin diesel

En LNG-pris og forholdet til pris på alternativ energibærer kan selvsagt også oppnås om prisene tar utgangspunkt i markedspris for gass i Europa (TTF-prisen med påslag av ulike slag). Det skyldes at slike påslag i dag ikke behøver å være et resultat av faktiske kostnader i verdikjeden for å levere LNG til kundene. Påslagene kan da tilpasses ønsket sluttresultat i forhold til kundens alternative energibærer, så lenge prisdannelsen ikke skjer med basis av konkurranse.

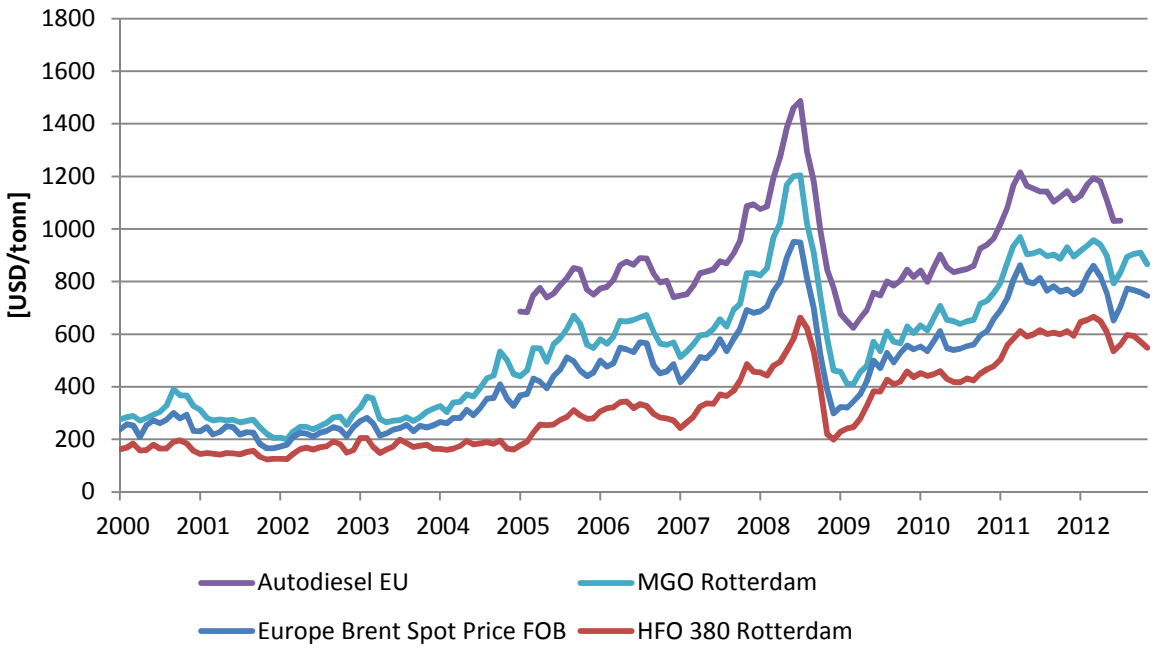
Strengere internasjonale miljøkrav til drivstoff i marin sektor fra 1. januar 2015 i særskilte kontrollområder slik som Nordsjøen (krav om 0,1 svovel i marin diesel), gjør det sannsynlig at prisene på marine destillater vil øke.

Med binding av LNG-pris til lav-svovelholdig diesel (i praksis marin gassolje – MGO) eller med prisdannelse i en situasjon hvor det mangler eller er sterkt begrenset konkurranse, kan de marine kundene risikere at LNG-prisene i Norge øker ut over dagens prisnivå, uten at det har sin bakgrunn i økte kostnader i verdikjeden for LNG eller i markedsprisen på gass i Europa. Særlig ved oppstart av kontrakter eller ved utløp og fornyelse, kan nytt prisnivå for marin diesel etter 1. januar 2015 øke LNG-prisen, uten at kundene i praksis kan motvirke det gjennom alternative leverandører.

DNVs analyse av oljemarkedet gjør det sannsynlig at økningen i pris for marin diesel fra 1. januar 2015 maksimalt kan bli 25 %. Det skyldes at pris på ordinær autodiesel vil gi et øvre pristak også for lav-svovel diesel til marine formål. DNV regner med at *etterspørselen* etter lav-svovel marin diesel vil øke med om lag 50 % med de nye kravene. Leverandørene kan da

lage marin diesel med basis i den vanlige dieselen beregnet på personbil- og lastebilmarkedet som koster 25 % mer enn marin diesel.

Figur 10. HISTORISK SAMMENHENG MELLOM PRIS PÅ RÅOLJE OG DRIVSTOFF



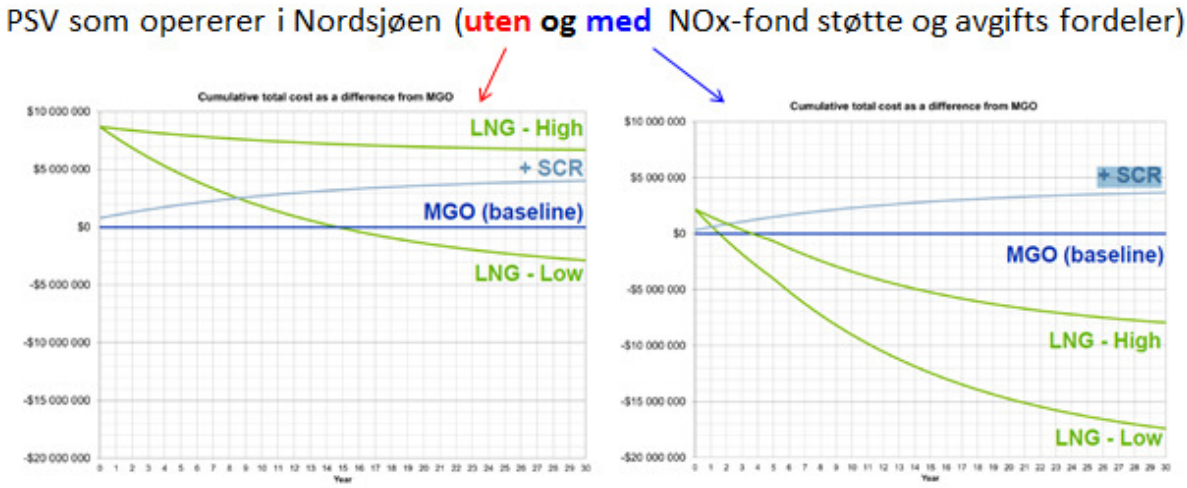
Kilde: DNV, basert på Clarksons Research Services og Eurostat

Innflytelse på LNG-prisen i Norge fra prisnivået på kundens alternative energibærer kan ha historiske grunner. Etter hvert som liberaliseringen i EU og bruk av prisnoteringer fra etablerte børser øker, blir det stadig mindre grunn for å knytte LNG-pris til oljeindeks eller andre relaterte energi-indekser med mindre det er et ønske fra kundenes side.

4.3 EFFEKTEN AV NOx-FONDETS STØTTE

Støtte fra NOx-fondet og andre aktører, blir av DNV hevdet å være helt nødvendig for å gjøre bruk av LNG attraktivt økonomisk sett i Norge i dag, både i industrien og i skipsfarten. En analyse hvor drifts- og investeringskostnader knyttet til en PSV som opererer i Nordsjøen (uten og med NOx-fond støtte og avgiftsfordeler) er beregnet. Se figur 11.

Figur 11. EFFEKTEN AV NOx-FONDETS STØTTE PÅ LØNNSOMHET AV LNG-DRIFT AV PSV



Kilde: DNV 2013

Både LNG-prisene og merkostnadene for å gjøre LNG-bruk mulig i skip må bli lavere dersom videre økning bruk av LNG, både maritimt og industrielt, skal kunne fortsette etter at støttemulighetene fra NOx-fondet opphører i 2017. Fra 2018 utløper Miljøavtalen om NOx iht. EUs regelverk.

4.4 LNG-PRIS I NORGE

Gassmaks/Forskningsrådets rapport «Videreforedling av naturgass i Norge» fra september 2012 se 1) har følgende konklusjon når det gjelder gassprisene i Norge, basert på opplysninger fra Statistisk Sentralbyrå:

«Tørrgassprisen levert kunder i Norge er i dag på nivå med Japan, som i dag har de høyeste importprisene på naturgass (LNG) i verden, og ingen egen produksjon. --- De høye naturgassprisene skyldes hovedsakelig mangel på transparens og konkurranse i et lite marked med få kjøpere og få selgere, samt lite utviklet infrastruktur.»

Tabell 2. Gjennomsnittlige sluttbrukerpriser for gass - Industri og bergverk* 2009-2011

	2009	**2010**	**2011**	**2012**
	Kr/tonn	**Kr/tonn**	**Kr/tonn**	**Kr/tonn**
Flytende naturgass (LNG) (SSB)	3 896	5060	4 963	
Europeisk pris (EUROSTAT)	3 991	3 120	3 455	3 751

* Hjelpeavdelinger samt bedrifter innenfor oljeutvinning er holdt utenfor

Alle priser i NOK per tonn. Kilder: SSB og Eurostat, 2013

Selv om det statistiske grunnlaget fra SSB og Eurostat er forskjellig, virker det som tallene underbygger at gassprisene til industrien i Norge har vært høyere enn det som har vært

vilkårene til tilsvarende industri i EU-landene, slik også rapporten fra Gassmaks/Forskningsrådet har lagt til grunn.

Det er ikke tilsvarende statistiske opplysninger tilgjengelig fra SSB for pris på LNG for leveranser til skipsfarten. NOx-fondet har derfor gjort en rundspørring blant LNG-brukere som har fått støtte fra fondet til tiltak, for å få dokumentert bedre hva brukerne i Norge faktisk betaler og hvordan kontrakter i det norske markedet i dag er bygd opp.

Svar fondet har mottatt, gir konkrete opplysninger om disse forholdene. Fondet kjenner selvsagt til at opplysningene ikke gir noe fullstendig bilde over vilkårene i *alle* LNG-kontrakter i Norge, men noen felles trekk er likevel av almen interesse:

1. Flere av kontraktene har pris på gass knyttet til europeisk markedspris i Nederland (TTF-pris) som noteres i € per mmbtu. Denne prisen er åpent tilgjengelig for alle
2. Til denne prisen legges et påslag regnet i prosent. Omfanget av denne er fortrolig
3. Et tredje ledd oppgis gjerne i € per MWh. Det varierer mellom ulike leveransesteder for eksempel ulike havner. Slike prisledd er også fortrolige
4. Et fjerde ledd kan være knyttet til spesifikke leveransekostnader, slik som leie av lastbil for LNG-leveranser fra terminaler, utstyr til slanger, påslag for fylling om natten osv.

Selv om ulike ledd i avtalene kan knyttes til leveranse- og innkjøpskostnader for gass eller LNG, kan også alle ledd ha større eller mindre fortjenestemarginer. Også noen industrikunder har avtaler som er bygd opp på samme måte, men selvsagt med et fast leveransested. Andre industrikunder har LNG-pris knyttet til pris på alternativ energibærer og prisnoteringer for denne (referanse til for eksempel Platts oljeproduktindeks).

NOx-fondet ser av opplysningene fra bedriftene at der to ledd i LNG-verdikjeden inngår (for eksempel LNG-leverandør og eier av bunkringsanlegg for LNG på oljebase) så kan summen av påslagene bli svært høye.

Ingen av de vilkårene NOx-fondet har fått innsikt i, har mekanismer som senker påslagene på markedsprisene når omsatte volumer av LNG øker. Det tyder på at marginene for LNG-leverandørene i dagens marked øker når omsatt volum LNG øker, selv om kostnadene til distribusjon reduseres per enhet LNG solgt.

DNV og NOx-fondet har med basis i konkrete opplysninger fra LNG-kjøperne modellert hvordan pris på LNG levert i to ulike havner på Vestlandet i Norge ville ha utviklet seg de siste 3 årene, sammenlignet med prisen på marin diesel (inkl. miljøavgifter: CO_2-avgift og avgift på svovel).

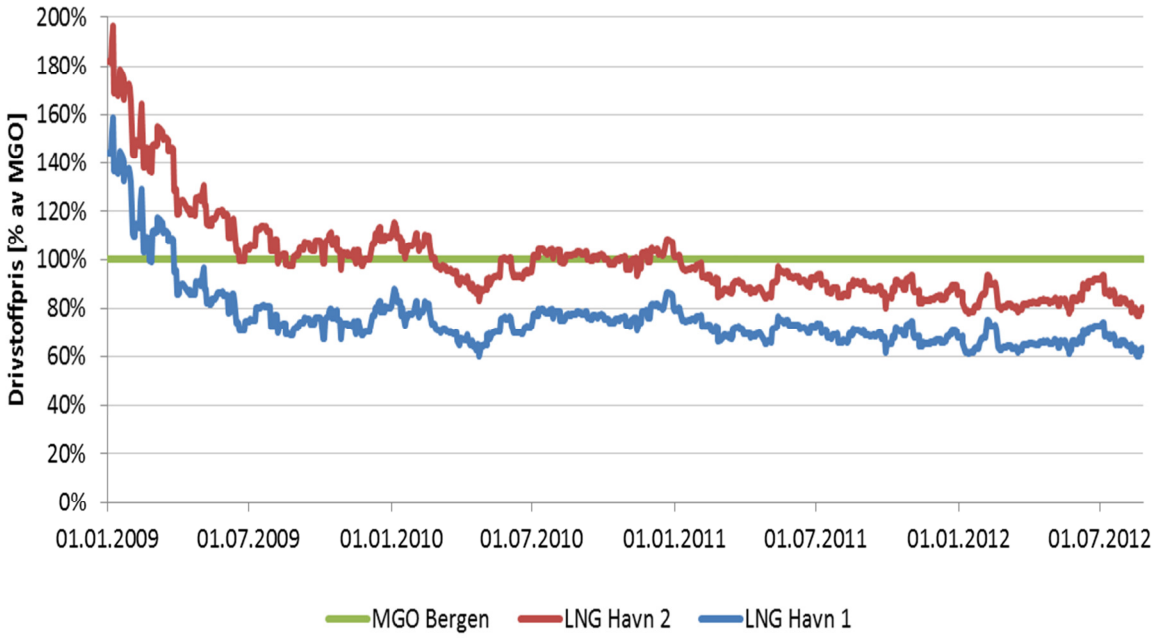
Pris på marin diesel (MGO) er hentet fra prisnoteringer i Rotterdam med et påslag på 5 % for å reflektere kostnadene for å frakte drivstoffet til Vestlandet i Norge (referert til Bergen).

Denne prisen for marin diesel (MGO) er for de siste 4 årene satt til en indeksverdi til 100 for å gi en enkel sammenligning med den beregnede LNG-prisen levert kunden i samme periode.

LNG-prisene til kunden er modellert med utgangspunkt i faktiske markedspriser for gass ved børsen i Nederland (TTF-prisen) og øvrig angitte påslag i LNG-avtalene. De leveransespesifikke kostnader angitt i pkt. 4 inngår ikke, siden fondet ikke har konkrete opplysninger om slike kostnader.

Beregningene kan derfor vise en LNG-pris til kundene som er litt lavere enn der transport med bil *utenom* angitte havner er nødvendig. Påslagene for havneleveransene er også knyttet til havner på Vestlandet. For andre havner kan andre påslag gjelde.

Figur 12. SAMMENLIGNING AV PRIS PÅ MARIN DIESEL (MGO) OG LNG FOR TO HAVNER PÅ VESTLANDET (beregnet)



Kilde: DNV og NOx-fondet, basert på vilkår oppgitt av kjøpere av LNG, februar 2013

Beregningene viser at for den aktuelle 4-årsperioden vil vilkårene for å få levert LNG ligge omlag 20 - 25 % under prisene på MGO (marin diesel) i den havnen med det laveste påslaget. LNG som leveres fra havnen med det høyeste påslaget som er Kristiansund, vil prisene for LNG være litt lavere, lik og i noen perioder også *høyere* enn pris på marin diesel i perioden.

For alle skip som både kan benytte LNG og marin diesel slik som de fleste offshore serviceskip med dual-fuel motorer, så vil LNG ikke bli valgt som drivstoff om ikke

oljeselskapet som leier inn skipet er villig til å dekke merkostnadene for LNG utover pris på marin diesel.

For en reder som har bygget serviceskip med mulighet for LNG-drift og hatt merkostnader i størrelsesorden 40 til 50 mill. kroner for et slikt skip, vil gå glipp av støtte fra NOx-fondet på 30 til 40 mill. kroner om skipet ikke kan benytte LNG i sin drift.

Senere i rapporten vil vi drøfte hvordan en ny organisering av LNG-markedet i Norge kan redusere påslag som kjøperne må betale for å få LNG levert i ulike havner. Det skyldes at påslagene i så fall blir basert på en regulert avkastning på kapitalen som er investert i bunkringsanleggene.

De faktorene som kan påvirke prisdannelsen slik at LNG-markedet i Norge fungerer bedre, er oppsummert:

- Tilrettelegging for prisdannelse basert på konkurranse
- LNG-pris relatert til kjente gasspriser fra åpne og likvide markeder
- Flere selgere og kjøpere av LNG
- Mer utviklet infrastruktur og planmessig utbygging for fremtidige behov
- Mer rasjonell transport av LNG og bedre utnyttelse av infrastrukturen som følge av økte salgsvolumer
- Knytning mellom LNG-pris og pris på brukernes alternative energibærere (tungolje eller marin diesel) må opphøre

5. ØKT LNG-ETTERSPØRSEL

Norge er verdensledende innenfor bruk av LNG/naturgass i skipsfarten. I 1998 ble bilfergen M/F Glutra satt i drift, og dette var det første gassdrevne skipet som noensinne var bygget. Senere ble ytterligere gassdrevne riksveiferger satt i drift. Offshore Serviceskipet Viking Energy ble sjøsatt i 2003 som verdens første gassdrevne forsyningsskip. Innenfor Forsvaret ble kystvaktfartøyet K/V Sortland satt i drift i 2010.

Stadig flere rederier satser på LNG-drift av skip. I dag er ca. 40 % av de skip som har eller er i ferd med å benytte LNG som energibærer, knyttet til offshorevirksomheten. Offentlige krav til gassdrift på ferger og kystvaktskip, bidrar også til at LNG-forbruket øker. I tillegg benyttes LNG i store deler av aluminiumsindustrien og i industrien for øvrig til tørking, damp- og varmeproduksjon.

Forventninger om økt pris på marin drivstoff og støtte fra NOx-fondet, øker interessen for overgang til LNG også fra bedrifter som bruker skip for import av råstoff og eksport av sine varer eller til transport av bedriftens salgsvarer langs kysten av Norge.

Forventet etterspørsel av LNG i Norge i 2016 er ca. 400.000 tonn. Økt import og leveranser fra Melkøya til det norske markedet fremstår som nærliggende tiltak for å møte denne etterspørselen. Det forutsetter imidlertid at det er volumer tilgjengelig for slikt salg til leveranser i Norge fra eierne side og at vilkårene er likeverdig med de som fremkommer ved eksport. Statoil har opplyst at deres volumer allerede er solgt og/eller er linket til langtidskontrakter.

Mulighetene for import fra etablerte og nye LNG-terminaler øker i årene som kommer (Rotterdam, Amsterdam, Zeebrugge og England). Flere fraktefartøy er levert eller under planlegging for å øke kapasiteten for LNG-import og transport langs kysten.

Det bygges også en rekke mottaksterminaler for LNG i Nord-Europa som vil konkurrere om tilgjengelig mengder LNG i markedet. Bare i Østersjøen er det 3 anlegg under planlegging og bygging. I tillegg bygges det i Lysekil og det vurderes anlegg i Gøteborg. EU planlegger å legge til rette for en omfattende overgang til LNG både for lastebilnæringen og sjøfarten i Europa mot 2020. Det kan gi etterspørsel etter LNG fra flere hold.

5.1 FORSYNINGSSIKKERHET FOR LNG

NOx-fondet mener det vil være uheldig om ikke tilgangen totalt sett på LNG blir tilstrekkelig til å dekke behovet i det norske markedet fremover. En mulig konsekvens kan være at fartøy med dual-fuel motorer vil måtte driftes på diesel og ikke LNG. Det kan ramme rederier som trenger støtte fra NOx-fondet til LNG-prosjekter, siden støtten fra fondet er betinget av bruk av LNG i faktisk drift.

Mangel på LNG kan i teorien, medføre at NOx-forpliktelser etter Miljøavtalen om NOx ikke lar seg oppfylle som forutsatt. Miljøavtalens regler for manglende oppfyllelse gjør i så fall at alle tilknyttede bedrifter vil måtte etterbetale fiskal NOx-avgift tilsvarende avviket fra forpliktelsene i avtalen.

Etterspørselen etter LNG i Norge øker nå så raskt at forsyningen av LNG kan bli utfordret. Enkelte LNG-leverandører hevder at tilgangen til terminalene i Europa setter strenge krav til omfanget og langsiktigheten i avtalt LNG-kjøp for å kunne importere. I så fall vil det være færre aktører som kan importere LNG til Norge.

Anlegget på Melkøya er eneste LNG-produsent i Europa i industriell skala. Konsesjonen for anlegget har vilkår om uttak av LNG til det norske markedet. Selskapet Barents Naturgass er gitt adgang til å kjøpe LNG fra Melkøya.

Med egen småskalaproduksjon, økt import og kanskje også visse muligheter for kjøp av LNG fra Melkøya burde leveransesikkerheten være god om rammebetingelsene legges til rette fra myndighetens side for at markedet skal fungere.

Videre utbygging og satsing på bruk av LNG, mener arbeidsgruppen kan gi Norge en komparativ konkurransefordel når det gjelder miljøvennlig og konkurransedyktig drift av skip og fiskefartøyer. Det er viktig både for å sikre at mer gods går sjøveien og ikke landeveien, og for å begrense kostnadene for transport av viktige eksportprodukter frem til kundene.

En viktig fordel for brukerne er at LNG fra Melkøya har en stabil kvalitet, noe som ikke alltid vil være tilfelle med LNG med opphav fra ulike gasskilder i verden for øvrig. Den kapasitet for transport av LNG med skip fra Europa som nå øker, vil selvsagt også kunne utnyttes om Melkøya skulle bli en viktigere kilde for LNG-tilgangen i Norge fremover.

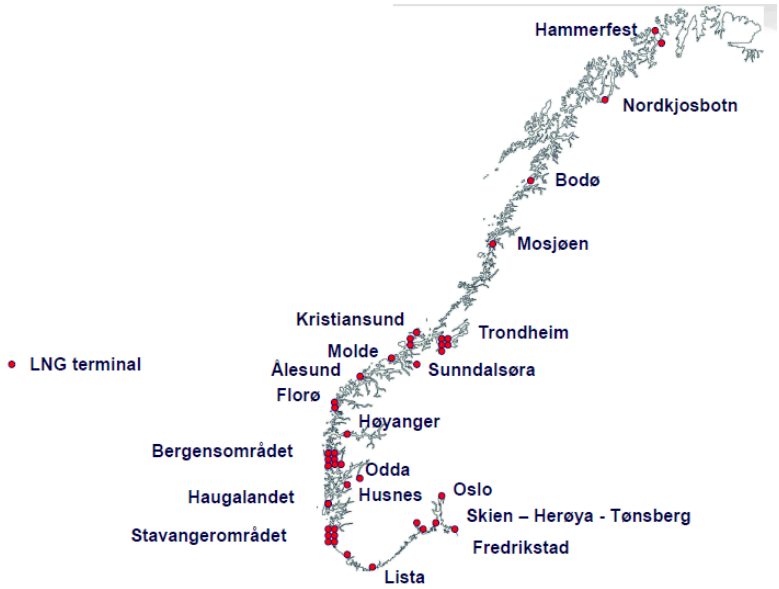
6. UTBYGGING AV LNG-INFRASTRUKTUR

Europeiske land har i all hovedsak et rørnett for transport av gass til forbruker. Norge har svært begrenset rørinfrastruktur. Gass omsettes som LNG fra gasstanker og ved transport med lastebil eller båt.

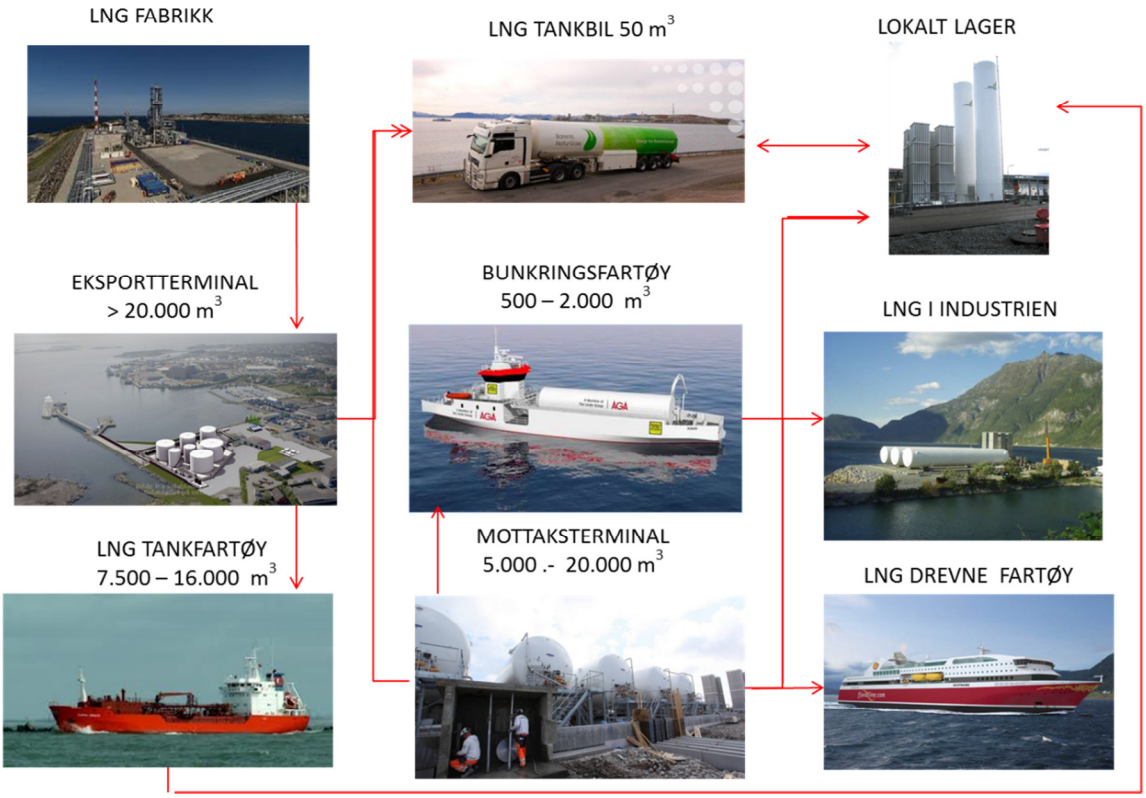
LNG-infrastruktur (lager og bunkringsanlegg) er kostbart å bygge ut. Etablering av bunkringsanlegg skjer ikke uten at gass-selskapene har på plass avtaler om leveranser med kunder eller er svært sikre på at slike vil komme og gi nødvendig lønnsomhet for leveransene. Langsiktige avtaler har til nå vært benyttet for å gi sikkerhet over tid for nødvendige infrastrukturinvesteringer. Lengden på kontraktene varierer imidlertid noe.

Det er etablert omlag 50 lager- og bunkringsanlegg for LNG i Norge til nå:

Figur 13. LAGER OG BUNKRINGSANLEGG FOR LNG I NORGE I 2012



I tillegg forsynes kunder med LNG fra båter og rundt 50 tankbiler over hele landet. NOx-fondet anslår at nedlagt kapital i lageranlegg er omlag 1 000 mill. kroner per februar 2013. Illustrasjonen nedenfor viser ulike deler av omsetningskjeden for LNG i Norge



Olje- og energidepartementet har gjennom ENOVA gitt tilsagn om støtte på tilsammen 150 mill. kroner til LNG-terminaler. Denne støtteordningen opphørte i 2011. ENOVA har satt krav om tilrettelegging for tredjepartsadgang til slike anlegg fra 10. april 2014. Det vil si at flere leverandører skal kunne levere LNG fra samme anlegg til ulike kunder.

« - - det skal være en teknisk tilrettelegging for tredjepartsadgang av anleggene. Det er imidlertid gitt unntak fra dette kravet fra 10. april 2004 og inntil 10 år jf. EØS-vedtak ifm. Gassmarkedsdirektiv II - se vedlagte konkurransegrunnlag ifm. utlysning vi hadde i 2011 «

I naturgassloven er det angitt at denne skal gjennomgås innen 2014 mht. ny vurdering av lovreguleringen på området.

ENOVA i email til NOx-fondet 21.12.2012

Denne tredjepartsadgangen vil imidlertid bare gjelde om det norske gassmarkedet blir åpnet for konkurranse. Uten åpning for konkurranse blir dagens enerett til bruk videreført, uten rettigheter for andre leverandører til å levere gjennom anleggene.

Nylig har NOx-fondet gitt tilsagn om støtte til to anlegg med nær 30 mill. kroner, og fondet kan etter søknad støtte ytterligere anlegg. Muligheten for tredjepartspartsadgang er en forutsetning for NOx-fondets støtte.

Det er per februar 2013 etablert fire faste bunkringsanlegg beregnet på kommersiell skipsfart i Norge (utenom ferjer). Disse er i hovedsak tilknyttet oljeservice- baser.

Den maritime trafikken har sjelden faste anløp. Når f.eks. fiskeflåten kommer til land for å levere fangst, bør bunkring kunne skje raskt, effektivt og i umiddelbar nærhet. For offshore serviceskip vil økt petroleumsaktivitet utenfor Nord-Norge gi økt behov for tilgang til LNG-fyllestasjoner der.

LNG BUNKERS INFRASTRUCTURE

All the technology needed to set up and operate a competent and safe LNG bunkering service is in place today. - - - The introduction of LNG bunkers presents a new opportunity with a wider potential scale of demand. Until now, LNG bunkers have been supplied into small vessels, such as fast ferries or work boats, using the "Norwegian" model. Delivery has been by truck to small tank farms at the bunkering port, or directly from truck into the vessel.

The Genesis og LNG Bunkers (TRI-ZEN Consulting Company)

Å øke tilgangen på bunkringsanlegg som dekker de store havnene og trafikknutepunktene i Norge blir av kjøperne fremholdt som en av de viktigste forutsetningene for ytterligere utvidet bruk av LNG i Norge fremover.

Usikkerhet om tilgang på LNG der rederiene vil ha behov for leveranser, holder tilbake beslutninger om å utruste skip for LNG-drift. Det gjelder både for bygging av nye skip og ombygging av eksisterende skip.

EU har nylig lansert planer om å satse på og forbedre LNG-infrastruktur. EU-Kommisjonen ønsker gjennom TEN-T-programmet å stimulere til økt bruk av LNG i årene som kommer, slik at man forhindrer at aktører holder tilbake investeringer for bruk av LNG grunnet dårlig infrastruktur. Kommisjonen ønsker å pålegge medlemslandene å opprette LNG-fyllestasjoner i alle 139 kyst- og innlandshavner i det såkalte "TEN-T core network", som tilsvarer rundt 10 % av alle EU-havner.

For sjøtransport skal dette gjennomføres innen 2020, og innen 2025 for indre vannveier. Samlet kostnad for utvikling av LNG-fyllestasjoner for bruk på skip er beregnet til 2,1 mrd. euro. Private investeringer og EUs muligheter for del-finansiering skal dekke kostnadene ved LNG-infrastrukturen.

Norge er ikke med i TEN-T-programmet, men norske myndigheter bør vurdere sin deltagelse med den sterke satsingen på LNG som det nå legges opp til. Da vil rederier som har drift mellom norske havner og EU-havner kunne omfattes av støtte til LNG-prosjekter iht. til TEN-T-programmet, slik som store ferjer til Danmark og Tyskland og andre deler av nærsjøfarten.

7. EUs TREDJE GASSDIREKTIV

EU har i mange år arbeidet for et åpnere mer konkurransepreget energimarked. I tre runder har man lagt til rette for dette, nå sist med Gassdirektiv 2009/73/EF, samt med utdypninger i Gassforordningen (EU) No. 715/2009. Formålet beskrives slik:

> *" - - deliver real choice for all consumers of the European Union, be they citizens or businesses, new business opportunities and more cross-border trade, so as to achieve efficiency gains, competitive prices, and higher standards of service, and to contribute to security of supply and sustainability."*

Gassdirektiv 2009/73/EF erstatter tidligere gassdirektiv 2003/55/EF, som igjen erstattet det første gassdirektiv 98/30/EF. Det nye direktivet er ment å videreføre prosessen med å etablere et konkurransebasert, sikkert og miljømessig bærekraftig indre marked for gass. Direktivet stiller blant annet strengere krav til skille mellom monopolbaserte rørledningsaktiviteter og konkurransebaserte produksjons- og salgsaktiviteter («unbundling») enn det som var tilfelle under gassdirektiv 2003/55/EF. Også det nye direktivet har enkelte særskilte bestemmelser med relevans for LNG-omsetningen.

Gassdirektiv 2009/73/EF og gassforordning (EF) No. 715/2009 er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen. Tidligere gassdirektiv og gassforordning er derimot begge gjort til del av EØS-avtalen. Arbeidsgruppen forutsetter at det nye direktivet og forordningen også er EØS-relevante, og vil bli innlemmet i EØS-avtalen og bli bindende for Norge. Da må gass-forordningen gjøres til en del av norsk rett, mens norske myndigheter står friere til å bestemme formen og midlene ved gjennomføring av gassdirektivet iht. EØS-avtalen.

Naturgassforskriften omfatter i tillegg til naturgass og LNG også:
« - - - biogass, gass fra biomasse og andre typer gass så langt slike gasser teknisk og sikkerhetsmessig kan injiseres i og transporteres gjennom et naturgass system.»

EU og Norge besluttet i EØS-komitemøte den 2. desember 2005 at Norge skulle ha status som 'umodent marked ' fra 10. april 2004 i henhold til gassdirektivet. Dette under henvisning til at Norge den gang hadde "kun 40 km med distribusjonsnett for gass på Karmøy som er operativt og et fåtall mottaksstasjoner for LNG".

7.1 GASSDIREKTIVETS INNHOLD

Gassdirektivet er et minimumsdirektiv. Det gir Norge visse frihetsgrader ved implementeringen i norsk rett.

Hovedpunktene i gassdirektivet er:

- effektiv adskillelse mellom nett på den ene siden og kommersielle og regulerte oppgaver på den andre siden (effektiv adskillelse – «Unbundling»)
- absolutte krav til utførelse av regulerte oppgaver
    - nøytralitet
    - kostnadsbaserte priser
    - informasjonsnøytralitet
- at kundene skal kunne velge sin gassleverandør og inngå kontrakt om gassleveranse fra flere aktører
- transparens og ikke-diskriminerende tariffer for adgang til transmisjonsnettet
- at lagersystemoperatører er uavhengige for på den måten å sikre tilgang for tredjepart til lagerfasilitetene
- at distribusjonsoperatørenes aktiviteter overvåkes så de hindres i å utnytte sin vertikale integrasjon til å styrke sin stilling i konkurranse på markedet, spesielt i forhold til privatkunder og små bedriftskunder
- At markedsprisene bør skape det rette incitament for utviklingen av gassdistribusjonsnettet
- at økt konkurranse og lett adgang for forskjellige leverandører er av avgjørende betydning for forbrukernes fulle utnyttelse av et fritt marked

Konklusjon:

- Konkurranse i produksjon og salg
- Begrenset og regulert avkastning på monopoloppgaver

Unbundling/adskillelse skal sikre brukernes rettigheter knyttet til tilgang, lik behandling, «synlig» pris, sammenlignbare kontrakter og muligheter for å skifte leverandør. Dette betyr at:

- Eiere av transmisjon, lager, distribusjon og balansering MÅ tilby like betingelser til alle som ønsker å benytte tjenestene
- Mulighetene for å hevde at det ikke er kapasitet for tredjepart er i praksis begrenset

Vurdert opp mot EUs regelverk om det indre marked, er mulighetene for nye aktører til å slippe til i markedet en helt vesentlig indikasjon på om et marked fungerer. Dagens organisering av LNG-markedet i Norge forutsetter at nye aktører, eller aktører som skal konkurrere om leveranser til kunder i en annen leverandørs forsyningsområde, må enten

bygge egen infrastruktur i form av LNG-lageranlegg i parallell med eksisterende LNG-anlegg eller levere med lastebil over store avstander. Det gir i de fleste tilfeller så store ekstrakostnader at konkurranse om pris i praksis ikke er mulig.

7.2 JURIDISKE VURDERINGER

I vedlegg 2 har Førsteamanuensis Henrik Bjørneby fra Universitetet i Oslo, Nordisk institutt for sjørett, utarbeidet et notat om "ANVENDELSE AV GASSDIREKTIV 2009/73/EF PÅ LNG-MARKEDER".

Her gir han en vurdering av følgende hovedproblemstillinger:

- I hvilken utstrekning gassdirektivet kommer til anvendelse på LNG-markedet
- Om det er adgang til å unnta det norske markedet fra gassdirektivets bestemmelser

Sammendrag:
Rørledningstransport av naturgass er gjenstand for utførlig regulering i gassdirektiv 2009/73/EF og i den nært beslektede gassforordning (EF) No. 715/2009. Med tanke på transportinfrastrukturen for LNG, utgjør dessuten LNG-anlegg («LNG-fasiliteter») og lageranlegg («lagerfasiliteter») deler av transportsystemet som er gjenstand for omfattende regulering i denne EU-lovgivningen. Tatt i betraktning særtrekkene ved småskala LNG-markeder, som det norske, er et sentralt spørsmål i betenkningen om reguleringen omfatter LNG-anlegg og LNG-lageranlegg som ikke er fysisk tilknyttet en gassrørledningsinfrastruktur.
Notatet konkluderer med at en mottaksterminal for LNG som ikke har re-gassifiseringsfunksjon antakeligvis ikke omfattes av gassdirektivets definisjon av LNG-anlegg. Derimot konkluderes det under tvil med at LNG-lageranlegg som ikke er tilknyttet et rørledningssystem likevel vil være omfattet av gassdirektivets regler om tredjepartsadgang mv for lageranlegg i den utstrekning tilgangen til det enkelte anlegg er nødvendig for å yte effektiv systemadgang. Ordlyden i gassdirektivet er uklar på flere punkter, og løsningen på spørsmålene må anses usikre. LNG-transport ved skip og lastebil er ikke gjenstand for særskilt monopolregulering i gassdirektivet og gassforordningen.

I betenkningen er det videre drøftet om det vil være adgang til å videreføre dagens unntak fra sentrale bestemmelser i gassdirektivet som følge av at det norske markedet er regnet som et marked under oppbygning («emergent market») fra 10. april 2004, jf. EØS-komiteens beslutning av 2. desember 2005. Unntaket bortfaller maksimalt 10 år etter at «den første kommersielle forsyning i henhold til dens første langtidskontrakt om naturgassforsyning» anses for å ha funnet sted i Norge, jf. gassdirektivet artikkel 2 nr. 31 sammenholdt med artikkel 49 nr. 2. Dersom EØS-komiteens beslutning må forstås slik at 10. april 2004 var ment som et skjæringstidspunkt for oppstart av kommersielle forsyninger, vil det neppe være adgang til å gi nye unntak utover 10. april 2014. Hvis det likevel skulle være holdepunkter for at starttidspunktet for slike forsyninger er senere enn 2004, kan det argumenteres med at det foreligger grunnlag for tilsvarende forlengelse av unntaksperioden forutsatt at øvrige vilkår er oppfylt. Endelig har EØS-komiteen en begrenset adgang til å foreta endringer eller særskilte tilpasninger ved innlemmelse av nye rettsakter i EØS-avtalen, og i prinsippet kan det ikke helt utelukkes enkelte særløsninger knyttet til unntaksadgang.

7.3 ØKONOMISKE VURDERINGER

I vedlegg 3 har Siviløkonom Jørgen Bjørndalen fra EC Group gitt en fagøkonomisk vurdering av "DEREGULERT LNG-MARKED I NORGE". Vurderingene dreier seg hovedsakelig om forskjellen mellom prisdannelsen i markeder hvor det er naturlige monopoler og vanlige markeder. Monopolmarkeder gir høye priser for kjøperne av en vare, mindre omsatt volum og dermed et samfunnsøkonomisk tap sammenlignet med en situasjon med konkurranse. Bjørndalen drøfter også hvordan markeder med naturlige monopoler kan dereguleres.

7.4 ALTERNATIVER MODELLER FOR DEREGULERING

Dersom myndighetene beslutter å deregulere det norske LNG markedet, kan dette få stor betydning. En slik beslutning krever at en rekke ulike hensyn avveies:

- *Benytter Norge anledningen til å legge til rette for bruk av LNG i Norge med de positive miljømessige virkninger dette vil ha?*

- *Dersom man innfører rammebetingelsene i direktivet, hvordan skal ansvaret for monopoltjenestene organiseres?*

- *Kan andre unntaksregler være aktuelle?*

- *Hva bør vektlegges tyngst;*
    - *hensynet til brukerne av LNG, eller*
    - *hensynet til eksisterende leverandører?*

EUs tredje energidirektiv kan være gjenstand for forskjellige tolkninger. Direktivet har elektrisitets- og rørgassmarkedene i Europa som sitt utgangspunkt og ikke småskala LNG-marked som i Norge. Dette er i detalj drøftet i den juridiske betenkingen.

Vi vil redegjøre for mulige alternative modeller og praktiske konsekvenser for LNG-markedet. I hovedsak handler skillet om hvorvidt småskala LNG-transmisjon og distribusjon slik den er organisert i Norge er omfattet av direktivet, eller ikke.

Dersom norsk LNG-omsetning derimot anses å være omfattet av Gassdirektivet slik flertallet i arbeidsgruppen legger til grunn, vil effektiv adskillelse av overføringsdelen av gassleverandørenes virksomhet være helt sentralt for å få til et fungerende marked.

Dersom EUs tredje gassdirektiv innføres i Norge med relevans for LNG-markedet, vil man måtte organisere virksomheten etter en av tre modeller i direktivet.

De tre modellene er:

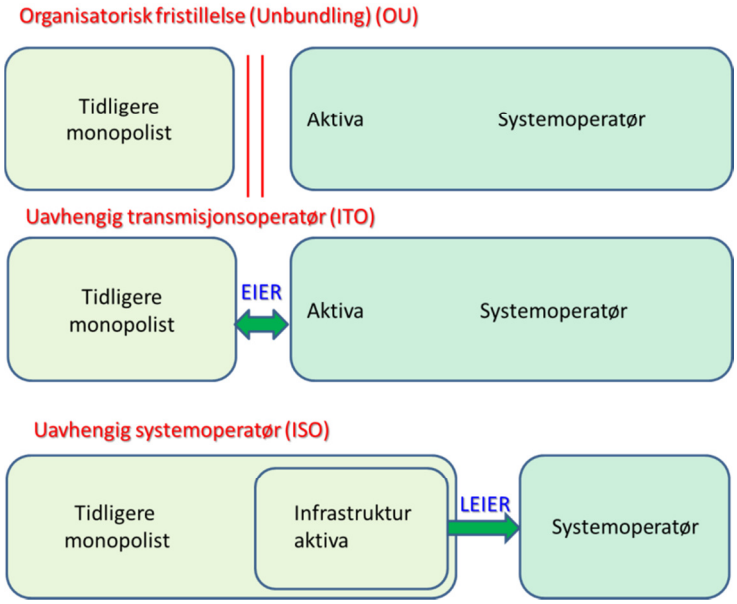
A. Organisatorisk fristillelse (Unbundling) (OU) . Infrastrukturaktiva og operatøransvaret for dette er fullstendig utskilt i eget selvstendig selskap

B. Uavhengig transmisjonsoperatør (ITO). Infrastrukturaktiva og operatøransvaret er utskilt i eget selskap, men eies av gasselskaper(ene).

C. Uavhengig systemoperatør (ISO). Operatøransvaret ivaretas av et uavhengig selskap som leier eller eier infrastrukturaktiva. Gassco AS har en slik rolle i det norske høytrykksgassnettet som leverer gass til Europa hvor Gassco leier anlegg av gasselskapene. Statnett SF har i større grad eierskap til hovednettet for kraft i Norge som de også bygger ut, men leier også noen nettanlegg fra andre.

Disse tre modellene når det gjelder gassomsetningen i et deregulert marked er i stor grad etablert som kompromissløsninger for de store EU-landene som ofte har hatt betydelige statlige eller delstatlige interesser knyttet til energiforsyningen. Den reelle forskjellen er imidlertid liten, fordi strenge rammebetingelser er gjort gjeldende for alle modellene.

Figur 14. ULIKE MULIGHETER FOR ORGANISERING AV MONOPOLFUNKSJONER I LNG-MARKEDET



Ved vurdering av hvilke aktiva som bør inngå i monopolfunksjonene i et deregulert norsk LNG-marked er det viktig at myndighetene legger vekt på den betydning de har for kundenes adgang til markedet og alternative leverandørers adgang til kundene. Derfor må det også vurderes om lokale bunkringsfartøy og tankbiler som benyttes til distribusjon skal omfattes av monopolfunksjonene.

Ved siden av hensynet til gassdirektivet, vil konkurransepolitiske hensyn i seg selv være sentralt når det skal fattes vedtak om fremtidig organisering av LNG-markedet i Norge. Å hindre utnyttelse av markedsmakt er et viktig hensyn som skal ivaretas av dette regelverket.

8. ARBEIDSGRUPPENS VURDERINGER

8.1 TREDJEPARTSADGANG

LNG-omsetningen har mange likhetstrekk med kraftomsetningen i den forstand at omsetningen skjer i det som gjerne omtales som naturlige monopoler. Infrastrukturkostnadene er høye og innen LNG-omsetningen må konkurrerende virksomhet på leverandørsiden bygge egne LNG-tanker for å kunne overta leveransene til en kunde, om det ikke blir gitt adgang til å leie plass i eksisterende anlegg.

Denne adgangen omtales som tredjepartsadgang i gassdirektivet og er innført for å gjøre konkurranse om kundene mulig på tvers av leverandørenes geografiske markedsområder. Uten slik adgang er vilkårene for leveranser til sluttbrukerne lite utsatt for konkurranse.

At det ikke er etablert tredjepartsadgang til LNG-infrastrukturen i Norge slik gassdirektivet legger opp til, er i dag en følge av unntaket i fra gassdirektivet frem til 2014. Situasjonen er helt likeverdig med hva den var i *kraftmarkedet* før konkurranse ble innført gjennom Energiloven av 1990.

Tredjepartsadgang for andre leverandører vil kreve nye tekniske/praktiske løsninger. Balansering av inn-/utgående volumer, avdamping og sikring av ensartet kvalitet på leveransene krever komplekse systemer. Det er vanskelig å se for seg dette uten en kompetent systemoperatør som hovedansvarlig. Både Gassco og Statnett kan være aktuelle for en slik oppgave i LNG-markedet.

8.2 KONKURRANSE I LNG-MARKEDET

Kundene vil gjennomgående ønske at det blir tilrettelagt for konkurranse om LNG-leveransene, slik at prisdannelsen i dette markedet blir som for andre varer og tjenester bedriftene er avhengig av.

En omlegging til konkurranse i LNG-markedet forutsetter imidlertid reformer av regelverk og etableringen av nye spilleregler for omsetningen. Det samme gjelder for gjennomføring av en ny organisering av monopolfunksjoner i verdikjeden for LNG.

Spørsmålet om å innføre konkurranse er en politisk avgjørelse der både økonomiske, miljømessige og juridiske spørsmål må vurderes.

Dersom norske myndigheter velger å opprettholde dagens situasjon, eller beslutter å holde småskala distribusjon av LNG *utenfor* gassdirektivet ved gjennomføringen i Norge, vil dagens regionale monopoler bli videreført med de konsekvenser det gir for prisen på LNG for kundene og lavere omsatte volumer med svakere miljøeffekter i form av reduserte utslipp av CO_2, NOx, SO_2 og partikler. Sannsynligvis vil også utbygging av LNG-infrastruktur bli mer begrenset, som igjen gjør LNG mindre tilgjengelig.

Ved liberalisering er det en målsetning å sikre tilgang til infrastruktur på like vilkår for alle leverandører og kunder. En slik reform har tidligere blitt gjennomført i det norske kraftmarkedet gjennom Energiloven av 1990. Da ble betalingen og organiseringen av

nettfunksjonen skilt ut fra produksjonen av kraft. Kunder kunne deretter fritt velge kraftleverandør over hele landet. Det har vist seg å fungere både for større og mindre kunder. Norge gjennomførte en slik reform lenge før andre europeiske land. Denne reformen tjente som modell for tilsvarende reformer i andre land og for EUs energidirektiv når det gjelder elektrisitet.

Bedre tilgjengelighet til LNG langs kysten vil bidra til økt etterspørsel fordi rederiene vil få større sikkerhet for at LNG faktisk kan leveres. Det vil være mulig for et infrastrukturselskap å planlegge utbygging av LNG-infrastrukturen frem i tid. Det letter planleggingen at byggetiden for skip gjerne er lenger enn byggetiden for LNG-infrastrukturen. Behovet for infrastruktur vil være uavhengig av hvilket selskap som skal levere LNG til kunden.

I distribusjon av oljeprodukter langs kysten har de landsdekkende selskapene seg i mellom avtaler om bytte av solgte volumer for å kunne optimalisere transporten. Dette vil også bli viktig i LNG-markedet for kunne optimalisere og dermed redusere kostnadene ved transport av LNG på skip langs kysten. Et slikt forhold vil imidlertid neppe bli pålagt eller regulert fra myndighetenes side, men være en naturlig del av massebalansesystemet leverandørene vil være avhengig av for å operere LNG-infrastrukturen optimalt.

8.3 AVTALER

En utfordring i dagens LNG-marked, er at mange kunder er knyttet opp med avtaler med varighet fra to til ti år med sin leverandør. Lange kontrakter har i oppbyggingen av markedet vært begrunnet i behov for å sikre dekning av kostnader forbundet med forsyning- og distribusjon av LNG.

EU-direktivet som regulerer gassmarkedet i Europa, pålegger operatørene å effektuere et skifte av leverandør, når skiftet gjøres i hht. kontrakten, innen tre uker. Rettigheter om oppsigelse må derfor også bli del av et norsk lovverk for LNG-markedet.

Dersom prisdannelsen i det norske LNG-markedet blir basert på konkurranse, er det sannsynlig at økte priser på marin diesel vil øke etterspørselen etter LNG både fra nye og eksisterende kunder.

IMOs krav i Nordsjøen og en del andre sjøområder om å oppfylle strenge utslippskrav til NOx for skip som er kjølstrukket etter 1.1.2016 vil ha samme effekt. LNG-drift er et viktig alternativ for å møte disse kravene. NOx-fondet kan bare gi støtte til nye LNG- fartøy som kjølstrekkes *før* 1.1.2016.

Økt etterspørsel vil gi LNG-leverandørene økt salgsvolum og dermed muligheter til å bedre sin økonomi, selv om pris per omsatt enhet skulle synke i en situasjon med konkurranse.

8.4 INNTEKTER

Et selvstendig, ansvarlig statlig selskap som ivaretar monopolfunksjonene i LNG-markedet vil få inntekter både fra leverandører av LNG i Norge og fra kunder som kjøper LNG. Inntektene vil være basert på et tariffsystem som er åpent og kjent for alle aktører. Eierne av

infrastruktur vil da få en regulert, men forutsigbar avkastning på sin investerte kapital i monopolfunksjonene. Avskrivninger og drift vil også dekkes fra nettselskapet.

Økte salgsvolum vil da senke kostnaden per enhet i overføringstariffene for både brukere og leverandører. Samtidig blir leverandørene av LNG avlastet for risikoen ved allerede foretatte investeringer i LNG- infrastruktur siden avkastningen er forutsigbar og sikker i hele systemet.

Inntektsstrømmen for et nettselskap for LNG vil også danne grunnlag for videre planlegging og utbygging av LNG-infrastrukturen i Norge etter en kostpluss-modell, slik EU-direktivet har som forutsetning. Det kan også være naturlig at balanseringstjenester gjøres av et slikt selskap. I LNG-markedet vil det være en tidshorisont på om lag en uke for slike tjenester, mens det i kraftmarkedet skjer øyeblikkelig. Kostnadene ved slike tjenester må dekkes av brukerne av systemet.

8.5 PRISDANNELSE UNDER KONKURRANSE

Med en gitt og kjent infrastrukturkostnad og tilgang for ulike leverandører vil pris på LNG levert med skip til ulike havner i Norge blir gjenstand for konkurranse.

Den leverandør som kan tilby sikker levering til laveste kostnad for kunden vil da bli foretrukket. Alle leverandører vil da enten kjøp LNG i markedet eller selv produsere LNG i Norge. Ulike rederier vil også konkurrere om å frakte LNG til mottagerstedene på den mest rasjonelle og kostnadseffektive måten.

Fortjenesten til leverandørene vil da ligge i det leddet av LNG-prisen som er gjenstand for konkurranse, mens monopoltjenesten har gitte og kjente tariffer både for leverandører og brukere av LNG. Det betyr samtidig at kostnaden for monopoltjenestene vil være likere for alle leveransesteder enn det vi ser i dag, hvor også monopoltjenestene kan ha fortjenesteelementer og også påvirkes av om det er flere aktører som er inne i samme leveransekjede. Samtidig vil en regulert prissetting av monopoltjenestene også kunne bidra til å sikre at LNG kan leveres konkurransedyktig i flere leveransepunkter langs kysten sammenliknet med dagens situasjon.

8.6 BEHOV FOR UNNTAK

Unntak fra Gassdirektivet ble gjort under henvisning til at Norge i 2004 hadde kun 40 km med distribusjonsnett for gass på Karmøy og et fåtall mottaksstasjoner for LNG.

Leverandørene ble beskyttet for konkurranse i en oppstartfase, hvor de gjennomførte investeringer i verdikjeden for LNG fra produksjon til kunde. LNG-leverandørene hadde i 2007 et totalt underskudd på 27 MNOK i regnskapene før skatt og et underskudd på 22 MNOK etter skatt[1]. I 2011 hadde alle, med unntak av Skangass, overskudd som samlet

[1] Basert på tilgjengelige regnskapstall (2007-2011)

utgjorde 117 MNOK før skatt og 85 MNOK etter skatt[2]. Resultat i forhold til omsetning er ca. 7 % etter skatt i 2011.

Utviklingen har med andre ord vært positiv for LNG-selskapene med kraftig økt omsetning. Volumveksten vil fortsette frem til 2016 med tilsvarende styrking av selskapenes økonomi.

I den grad unntaket fra gassdirektivet fra 2004 til 2014 var økonomisk begrunnet, har også forutsetningene for unntaket blitt sterkt endret i løpet av perioden.

Å få bedre tilgang til det norske markedet gjennom mulighet for å konkurrere om kunder vil være viktig både for nye aktører i LNG-markedet og for å øke markedet for eksisterende aktører.

Det kan stilles spørsmål ved om selskaper som p.t. omfattes av unntaks-bestemmelser fra EU's gassdirektiv, og dermed i noen grad beskyttes fra reglene om tredjepartstilgang, på sikt vil kunne operere fritt innen EU dersom konkurranse iht. gassdirektivet ikke blir innført i Norge. Det økende engasjementet norske LNG-leverandører viser i utlandet, tyder på at de er konkurransedyktige, kompetente og at det innenlandske markedet i Norge er modent. Dette viser igjen at unntaket fra Gassdirektivet gjennom ti år har fungert som forutsatt, men ikke bør videreføres.

Økt bruk av LNG i Norge er en viktig bidragsyter til lavere utslipp av NOx og dermed til å oppfylle utslippsforpliktelsene i Miljøavtalen om NOx samt bidra til å oppfylle Norges forpliktelser under Gøteborg-protokollen. Å få en prisdannelse for LNG i Norge fremover som er basert på konkurranse, lagt til rette for av norske myndigheter, vil både styrke de berørte bedrifters konkurranseevne og bidra til mindre miljømessig fotavtrykk, ikke minst for skipsfarten.

[2] Basert på tilgjengelige regnskapstall (2007-2011)

9. SAMMENLIGNING AV LØSNINGER FOR LNG-MARKEDET

	I DAG OG VED VIDEREFØRING AV UNNTAK	DEREGULERT I.H.T. EUs GASSDIREKTIV
KONKURRANSE	PÅ SELGERS PREMISSER	PÅ KJØPERS PREMISSER
TREDJEPARTS-ADGANG	INGEN	ÅPEN
INFRASTRUKTUR-KOSTNADER	BÆRES AV LEVERANDØR, FORTJENESTE INKLUDERES I GASSPRIS TIL KUNDENE, INGEN SIKRET REDUKSJON VED ØKT SALG AV LNG	INKLUDERT OG REGULERT I TRANSPORT/LAGER TARIFFEN, UTGIFTER PER SOLGT ENHET SYNKER MED ØKENDE LNG-SALG
PRISDANNELSE	TILBUD FRA LEVERANDØR(ER)	BASERT PÅ KONKURRANSE
TILGJENGELIGHET	KUN ETTER AVTALE MED LEVERANDØR	LEVERANSEPLIKT KAN LEGGES PÅ SYSTEMOPERATØR
REFERANSEPRIS	IKKE OFFENTLIG KJENT	OFFENTLIG TILGJENGELIG
MARKEDS-ORGANISERING	REGIONALE MONOPOL	REGULERT KONKURRANSE
UTBYGGING AV INFRASTRUKTUR	BASERT PÅ LEVERANDØRENS PRIORITERINGER	LANGTIDSPLANER BASERT PÅ FORVENTET OG REGISTRERT BEHOV
FORSYNING-SIKKERHET	BASERT PÅ LEVERANDØRENS PRIORITERINGER	SYSTEMOPERATØRENS ANSVAR

KILDER:

1. Gassmaks: Videreforedling av norsk gass i Norge, Sund Energi/Gassmaks/Forsknings-rådet http://www.forskningsradet.no/prognett-gassmaks/Nyheter/Kan_vi_tiltrekke_oss_mer_gassbasert_industri_til_Norge/1253980337305/p1228296770636

2. "Gass HUB i Norge", Terje Martin Halmø/Gassmaks/Forskningsrådet www.forskningsradet.no/gassmaks

3. "North European LNG Infrastructure Project" (Nov. 2011) http://www.dma.dk/themes/LNGinfrastructureproject/Documents/Final%20Report/LNG_Full_report_Mgg_2012_04_02_1.pdf

4. "World LNG Report 2011" International Gas Union http://www.igu.org/igu-publications/LNG%20Report%202011.pdf

5. EØS-avtalen og norsk energipolitikk, Energimeldingen, Rapport 8 http://www.europautredningen.no/wp-content/uploads/2011/04/Rap8-energi2.pdf

6. BP Statistical Review of World Energy 2012 (British Petroleum) http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

7. The Genesis og LNG Bunkers (TRI-ZEN Consulting Company) http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Air%20pollution/LNG%20Bunker%20Perspectives%20Feb%202012.pdf

8. Fremtidsbilder for norsk naturgassdistribusjon 2015 – 2025 (ENOVA SF – MARINTEK) http://www2.enova.no/publikasjonsoversikt/publicationdetails.aspx?publicationID=268

9. Økt bruk av gass innenlands: Norge som del av et europeisk gassmarked (Bjørndalen/Nese – SNF) http://www.forskningsradet.no/

10. Developments in LNG Trade and Pricing (Energy Charter Secretariat 2009) http://www.jai-energy.com/pubs/LNG_2009_ENG.pdf

11. Bringing Gas to the Market http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Publications/Gas_Tariffs_2012_ENG.pdf

12. LNG FÖR FARTYGSDRIFT I SVERIGE http://www.sweship.se/Files/091214%20Slutrapport%20LNG.pdf

Vedlegg 1: Utfyllende bakgrunnsnotat

Vedlegg 2: Juridisk betenkning: Anvendelse av gassdirektiv 2009/73/EF på LNG-markedet

Vedlegg 3: Fagøkonomiske betraktninger: Deregulert LNG-marked i Norge?

VEDLEGG TIL HOVEDDOKUMENTET OM ET BEDRE FUNGERENDE LNG-MARKED

NÆRINGSLIVETS NOx-FOND

April 19, 2013

VEDLEGG 1 TIL

"ET BEDRE FUNGERENDE LNG-MARKED" HOVEDRAPPORTEN

Innhold

1. LNG ØKER GLOBALT 2
   1.1 GLOBAL VEKST I LNG-PRODUKSJON OG HANDEL 2
   1.2 USA FRA IMPORT TIL EKSPORT AV LNG 4
   1.3 LNG I UTVIKLING I AUSTRALIA 5
   1.6 SPOTMARKEDSUTVIKLINGEN 6
2. LNG-MARKEDET I NORGE 7
   2.1 PRODUKSJON 7
   2.2 GASSELSKAPER 7
   2.3 DISTRIBUSJON OG – LAGERSYSTEM 9
3. PRISMODELLER OG -UTVIKLING 10
   3.1 PRISER PÅ MARINE DRIVSTOFF 12
      3.1.1 UTVIKLINGEN AV PRIS PÅ RÅOLJE 12
      3.1.2 DISTRIBUSJONSKOSTNADER 16
      3.1.3 NORSKE AVGIFTER PÅ MARINE DRIVSTOFF 19
      3.1.4 TOTALE DRIVSTOFFKOSTNADER 20
   3.2 KONKLUSJON MARINE DRIVSTOFF 22
4. EUs TREDJE ENERGIDIREKTIV 23
5. NORGE ET UMODENT MARKED I 2004 25
6. ORGANISERINGEN AV GASSMARKEDET I EUROPA 27
7. EKSEMPEL: LIBERALISERING AV GASSMARKEDET 29
   7.1 REGULATORROLLEN 29
   7.2 TRANSMISJONSOPERATØR 29
   7.3 DISTRIBUSJONSSELSKAPENE 29
8. MILJØKRAV GIR ØKT LNG-FORBRUK 30
9. NATURGASS OG LNG – DEFINISJONER 33

KILDER 37

1. LNG ØKER GLOBALT

"Gass er det eneste fossile brenselet som kommer til å vokse på verdensmarkedet fram til 2035. Det hevder det internasjonale energibyrået IEA. Både tilbud og etterspørsel peker mot «en gyllen framtid» for naturgass, skriver byrået i World Energy Outlook 2011. «Ukonvensjonell» gass utgjør halvparten av verdens samlede gassressurser, og kommer ifølge byrået til å stå for en femdel av den totale gassproduksjonen i 2035. De «ukonvensjonelle» gassforekomstene ligger mer spredt enn vanlig gass. Det er etter IEAs oppfatning bra for forsyningssikkerheten." Oljedirektoratet januar 2012

BP anslår i sin 'World Review' at LNG vil vokse med 4.5 % frem mot 2030. BP antar at LNG vil øke fra 19 % av det totale markedet i 1990 – 2010, til 25 % i perioden 2010 -2030.

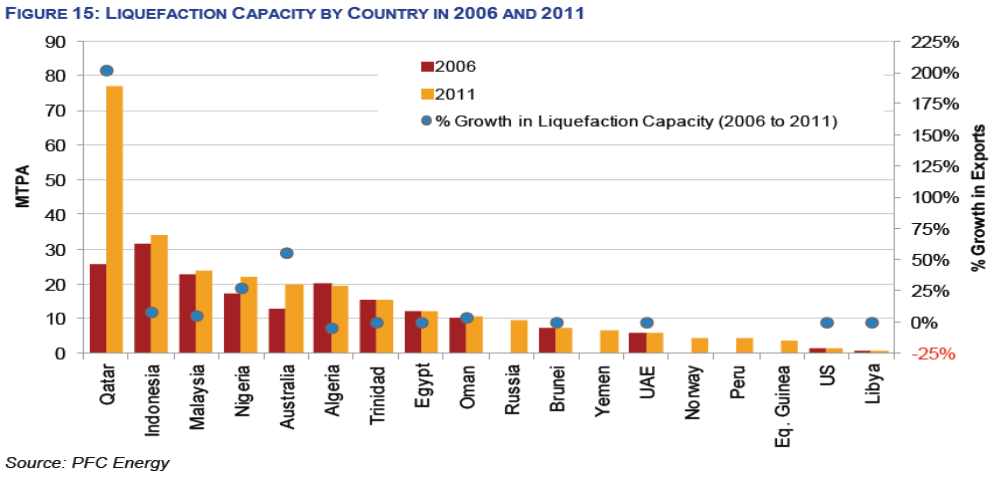
Chinese Vice-Minister of the State Development and Reform Commission, Zhang Guobao;

- *said that on a recent tour in the provinces, he found that the word **LNG** had now joined the word **karaoke** as one of the few foreign expressions known to most people in remote Chinese villages.*

1.1 GLOBAL VEKST I LNG-PRODUKSJON OG HANDEL

Etterspørsel etter naturgass og LNG har økt raskt og er fremdeles i rask utvikling. Dette på grunn av økt etterspørsel etter LNG og endret energipolitikk – med bortfall av atomkraft og nye energikilder som skifergass. Qatar har bidratt til rask økning i LNG-produksjonen. Sammen med Malaysia og Indonesia produserer disse tre landene 50 % av verdens LNG. 18 land eksporterer nå LNG.

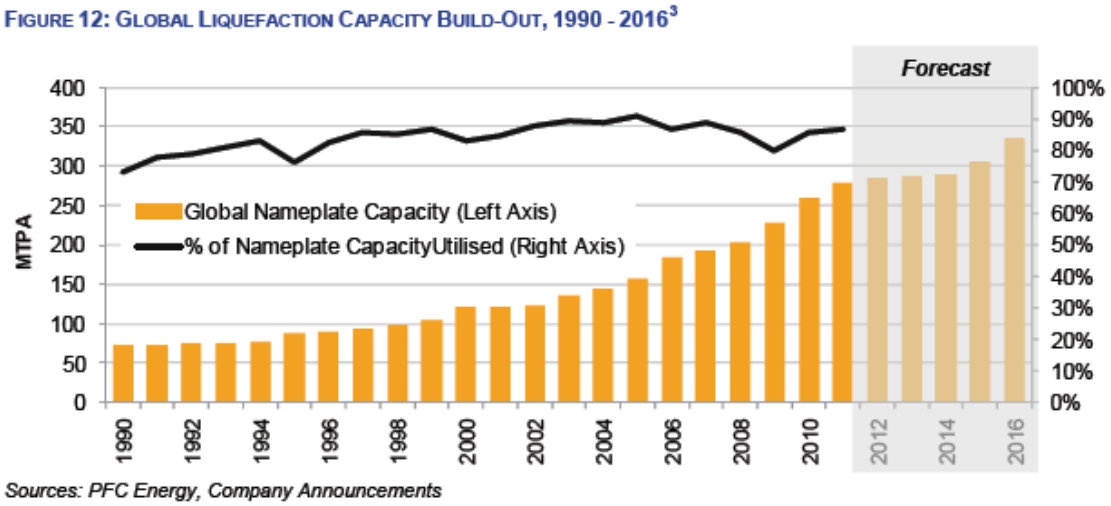
Figur 1. FORDELINGEN AV LNG-PRODUKSJON PER LAND 2006 OG 2011



Kilde: World LNG Report 2011, International Gas Union

Fra 2006 til 2011 økte LNG-handelen med 52 %. Utnyttelsen av eksisterende LNG-kapasitet var ca. 90 %. Ny kapasitet vil ventelig holde tritt med økende etterspørsel.

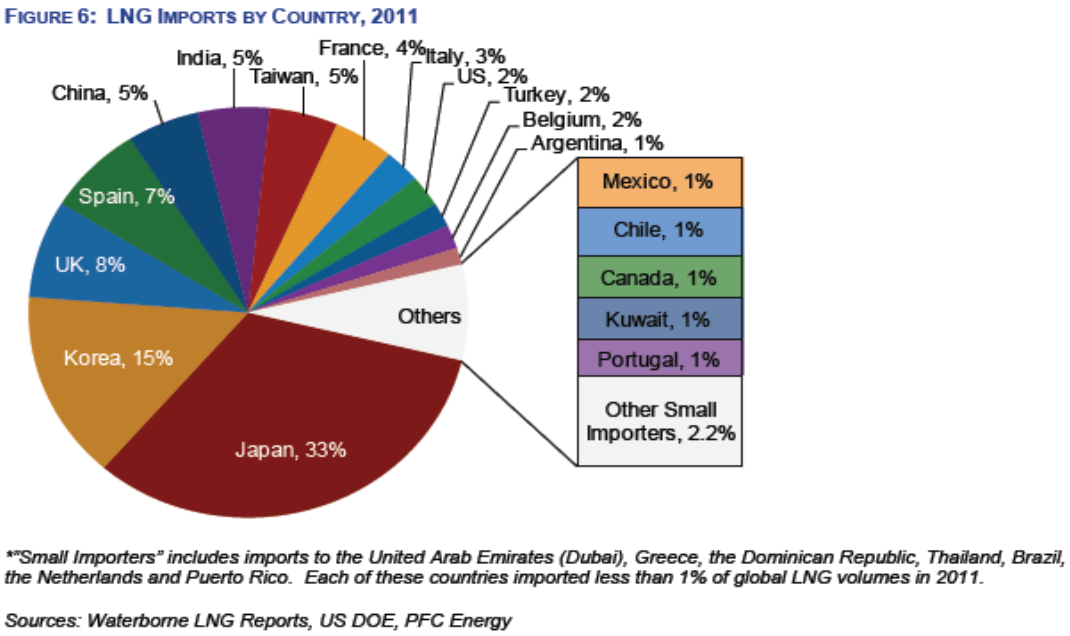
Figur 2. KAPASITET OG UTNYTTELSESGRAD FOR LNG-PRODUKSJON 1990 - 2016



Kilde: World LNG Report 2011, International Gas Union

De største importlandene er Japan, Sør-Korea, UK og Spania som står for over 60 % av verdens LNG-forbruk med en etterspørsel i sterk vekst. Blant importlandene er det med unntak av USA få land som etterspør mindre volumer enn tidligere. Lavkonjunktur i Europa har ført til noe redusert import. I Europa utgjør importen av LNG 17 % av totalt gassforbruk. 80 % av LNG-importen er bundet til langsiktige leveranseavtaler.

Figur 3. FORDELINGEN AV LNG IMPORT PÅ LAND I 2011

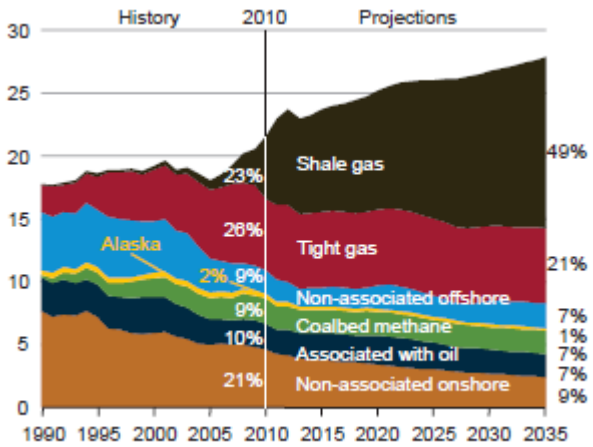


Kilde: World LNG Report 2011, International Gas Union

1.2 USA FRA IMPORT TIL EKSPORT AV LNG

Økt produksjon av ukonvensjonell gass (såkalt skifergass) i USA har ført til betydelige endringer i verdens LNG-marked i løpet av de siste årene. Tidligere forventet man at USA i 2010 skulle være den nest største LNG-importøren i verden, etter Japan, med en import på ca. 23 % av det totale globale LNG-markedet. I perioden 2002 til 2010 syvdoblet derfor USA mottakskapasiteten for LNG. Statoil investerte kraftig i Cove Point Terminalen som er det største importanlegget på Østkysten. Cove Point planlegger nå en framtid som LNG-eksportterminal med oppstart i mars 2017.

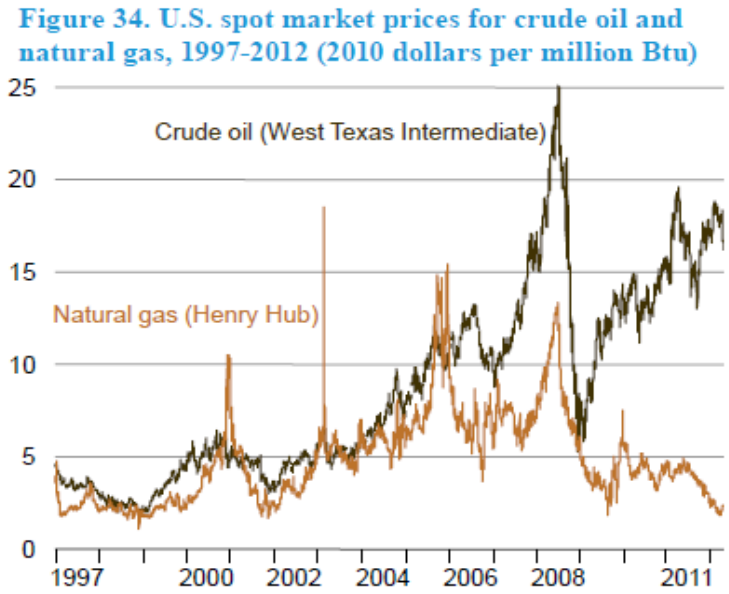
Figur 4. UTVIKLINGEN AV USAs GASSBRUK PÅ ULIKE KILDER 1990 - 2035



Kilde: US Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2012

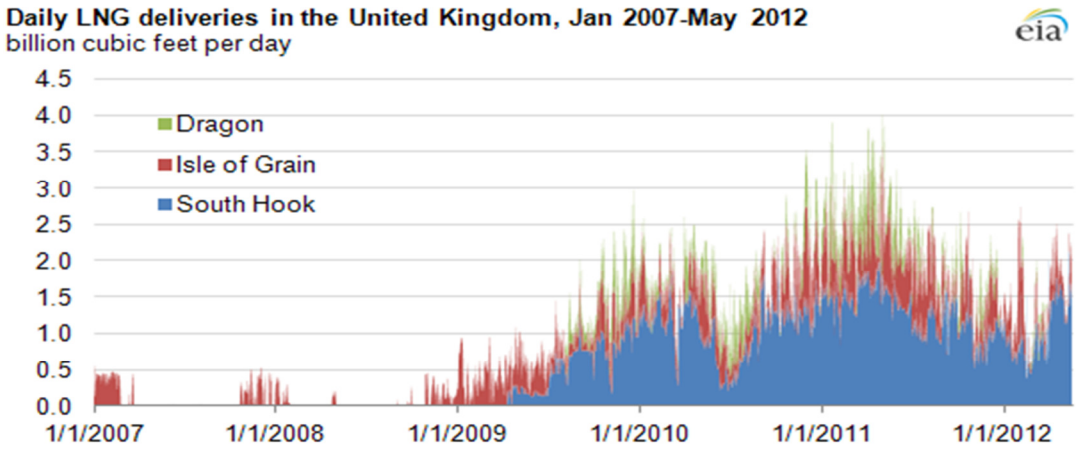
Overskudd av skifergass har snudd situasjonen i USA på hodet. Prognosene i 2012 indikerer at USA kan bli eksportør av LNG i 2016 og netto-eksportør i 2030 (IAEA). Dette har i stor grad påvirket prisen på LNG og naturgass i forhold til olje i USA.

Figur 5. SPOTMARKEDSPRISER I USA FOR GASS OG OLJE 1997 - 2012



Det amerikanske selskapet Cheniere Energy har i løpet av 2012 tegnet kontrakter med British Gas, spanske Gas Natural Fenosa og indiske Gail. Kontraktene omfatter 12,5 mtpa med leveranser fra 2015 som kommer fra den første av de p.t. 21 LNG-terminalene i USA som er under planlegging eller bygging. Et nytt viktig skritt er tatt ved at Tokyo Electric Power Co., (TEPCO) i 2013 har inngått en 20-års kontrakt om kjøp av LNG fra USA med pris knyttet til Henry HUB.

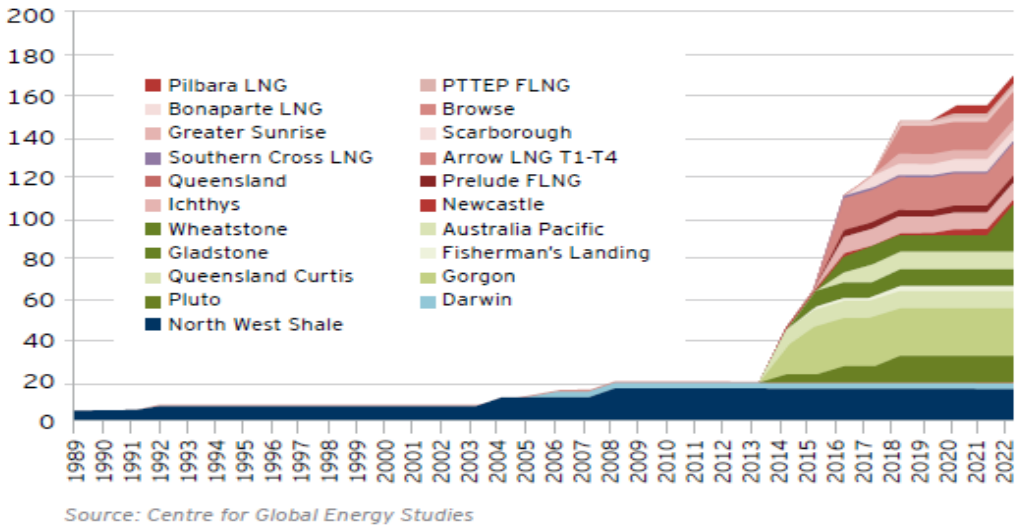
Figur 6. IMPORT AV LNG TIL STORBRITANNIA 2007 TIL 2012



1.3 LNG I UTVIKLING I AUSTRALIA

Australia er i dag (2012) den 4. største LNG-eksportøren I verden. Målet er å utvikle seg til den nest største (etter Qatar) innen 2020, med en antatt årlig produksjon på 60 – 90,5 Mtpa.

Figur 7. FORVENTET LNG-PRODUKSJON I AUSTRALIA



2000	2005	2011	2020
6.9 mill. tonn	10.5 mill. tonn	19,2 mill. tonn	60–91,5 mill. t.

Andre interessante utviklingstrekk er bygging av det første produksjonsskipet for LNG (FLNG) i Australia med en kapasitet (3,6 mtpa) som tilsvarer 80 % av Snøhvit-anlegget (4,3 mtpa). Planlagte anlegg (35,6 mtpa) vil imidlertid kunne produsere 8 ganger så mye – eller 15 % av det nåværende totale LNG-marked på verdensbasis.

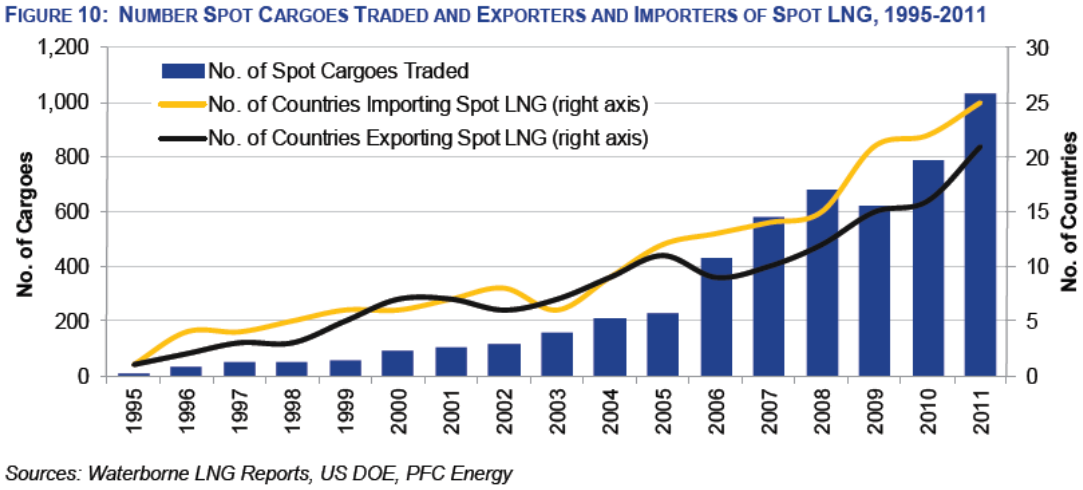
Etterspørselen etter LNG i Asia er antatt å øke fra ca. 120 mtpa til 240 mtpa i 2020. Det gir interesse for utbygging av LNG-anlegg for å forsyne dette markedet fra land med ledige ressurser for LNG-eksport.

Utviklingen i de internasjonale LNG-markedene vil få betydning også for det norske LNG-markedet gjennom mulighetene for reeksport av LNG fra Europa. Dessuten vil konkurransen for eksport av LNG fra Melkøya øke fra land som ligger nærmere viktige kjøperland i Asia. Dette kan bety at markedet i Norge eller Nord-Europa blir av økt interesse, selv om også interesse for å kjøpe norsk LNG fra Melkøya er tilstede i nye markeder som i Malaysia eller Sør-Amerika.

1.6 SPOTMARKEDSUTVIKLINGEN

Spotmarkedet er i utvikling. I 2006 utgjorde spotmarkedet ca. 10 % av den totale omsetningen. I dag er dette steget til 17 %. Den siste gassalgskontrakten Statoil inngikk med Wintershall i november 2012, er basert på spotmarkedspriser og ikke knyttet til olje eller andre energibærere som tidligere kontrakter.

Figur 8. UTVIKLINGEN AV SPOTMARKEDET FOR LNG PÅ GLOBAL BASIS



LNG som skal importeres til Norge vil kunne oppnå priser som kan sammenlignes med den vi finner på kontinentet, enten det er på langsiktige kontrakter eller fra spotmarkeder.

I det antatte forsyningsbildet frem mot 2020 med øket LNG-etterspørsel og tilbud, er det grunn til å anta at norsk LNG for eksport får kraftigere konkurranse fra nye leverandører. I

tillegg ser vi en gradvis overgang til omsetning i spotmarkeder som igjen vil kunne bidra til mer konkurransebasert omsetning, men også større prisvariasjoner avhengig av tilbud og etterspørsel.

2. LNG-MARKEDET I NORGE

2.1 PRODUKSJON

LNG-produksjonsanlegg er lokalisert som følger:

Navn :	Eier	Produksjonskapasitet /år
Snurrevarden (Karmøy)	Gasnor	20.000 tonn/år
Kollsnes	Gasnor	120.000 tonn/år
Stavanger	Skangass	300.000 tonn/år
Hammerfest	*Statoil m.fl.*	*4.200 000 tonn/år*
TOTAL NORSK LNG PRODUKSJONSKAPASITET		*4.640 000 tonn/år*

Den norske LNG-produksjonen på 4.6 mtpa er liten i forhold til den samlede LNG-produksjonen på 278,7 mtpa i 2011 på verdensbasis. Norge er rangert som nummer 14 av totalt 18 produksjonsland.

2.2 GASSELSKAPER

Norske gassproduksjons- og distribusjonsselskaper som hadde leveranser i 2012 er:

Gasnor AS	Dekker i hovedsak Vestlandet fra Kristiansand til Nordland, med enkeltkunder på Østlandet. Leveransene lokalt på Haugalandet skjer via lavtrykksrørnett. For øvrig som LNG til lageranlegg for viderefordeling med bil, båt eller direkte til kunde.
Skangass	Distribuerer LNG i Stavanger og til industrien i Østfold. Har solgt 200.000 tonn/år til Preem i Lysekil, Sverige og inngått flere avtaler med skip som kan fylle LNG i Risavika.
Skagerak Naturgass AS	Distribuerer naturgass i hovedsak i Telemark og Vestfold med enkeltkunder i Buskerud og Aust-Agder. Importerer LNG fra utlandet og kjøper også LNG fra norske produsenter.
Barents NaturGass AS	Tar ut LNG fra Snøhvit, Melkøya som del av konsesjonsvilkårene for drift av dette anlegget. Leverer til hele Nord-Norge.
Naturgass Møre	Leverer gass til kunder i Møre og Romsdal
Sunnhordaland KL	Leverer gass til kunder på Stord

Helgeland Gass AS Jobber for at gass skal bli tilgjengelig for etablert og ny industri i Nordland og Västerbotten via et ilandføringsanlegg for naturgass på Langsetvågen i Nesna.

Gassleverandørene har ambisjoner som går ut over det norske markedet.

- "Vårt mål er å bli markedsledende på LNG i Nord Europa" (Skangass 2011)
- "Det er et stort vekstpotensial for småskala-LNG i Europa" (Gasnor 2012)
- Skangass bygger LNG-mottaksanlegg og lager for LNG i Lysekil og har søkt om få bygge LNG-terminal i Gävle
- Gasnor planlegger et LNG-tankanlegg i Brunsbüttel, Tyskland
- Høgh LNG har fått i oppdrag å bygge et flytende LNG-lagerfartøy (FSRU) for Litauen, (Klaipeda LNG Terminal)
- Jahre LNG planlegger å bygge flere kombinerte lager- og fraktefartøy for LNG. Selskapet har ambisjoner om å levere LNG både til distribusjonsselskaper og sluttkunder i Norge og Sverige
- AGA har stort LNG-lageranlegg ved Stockholm. LNG leveres i Sverige til flåter av lastebiler og busser som også kan bruke biogass. Søsterbedriften i Norge har fått kontrakt for leveranse av biogass i Oslo-området og har leveranser i Trøndelag.
- Kosan Gas er leverandør av propan i Norge og de øvrige nordiske land. Selskapet vurderer også å begynne med LNG-leveranser om LNG-markedet i Norge blir åpent opp for konkurranse gjennom tredjepartsadgang til lageranlegg.

2.3 DISTRIBUSJON OG – LAGERSYSTEM

Det er etablert flere lager- og bunkringsanlegg for LNG, særlig i Sør-Norge:

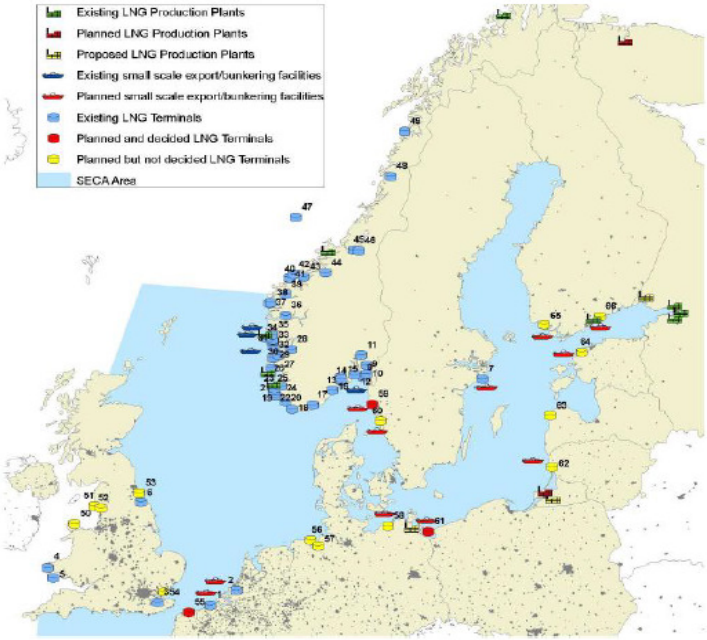
De største anleggene (> 250 m3) er:

Tabell 1. LAGER OG BUNKRINGSANLEGG FOR LNG I NORGE

Navn :	Eier	Lagerkapasitet	Støtte fra Enova
Øra (Enovastøtte)	Skangass	6 500 m3	45.0 Mill NOK
Oslo	Hafslund	500 m3	
Herøya (Enovastøtte)	Skagerak Energi	1 250 m3	10.8 Mill NOK
Porsgrunn	Skagerak Energi	850 m3	38.5 Mill NOK
Vennesla	Skagerak Energi	250 m3	
Lista (Enovastøtte)	Gasnor	1 250 m3	12.0 Mill NOK
Sokndal	Gasnor	257 m3	
Risavika	Skangass	30 000 m3	
Avaldsnes	Gasnor	564 m3	
Husnes	Gasnor	250 m3	
Odda	Gasnor	250 m3	
Halhjem	Gasnor	1 257 m3	
CCB - Ågotnes	CCB	500 m3	
Florø (Enovastøtte)	Saga Fjordbase	500 m3	6.2 Miill NOK
Høyanger (Enovastøtte)	Gasnor	480 m3	5.9 Mill NOK
Bingsa/Ålesund (Enovastøtte)	Naturgass Møre	1 400 m3	9.7 Mill NOK
Vestbase/Kristiansund	Statoil		
Sunndalsøra	Naturgass Møre	1 350 m3	
Mosjøen (Enovastøtte)	Gasnor	1 366 m3	19.6 Mill NOK
Bodø	*Barents Naturgass*	127 m3	
Moskenes	*Barents Naturgass*		
Lødingen	*Barents Naturgass*		
Hammerfest (Enovastøtte)	*Barents Naturgass*	*180 GWh*	4.25 Mill NOK

Som det fremgår av oversikten har Enova på oppdrag fra Olje- og energidepartementet støttet etableringen av LNG-anlegg med totalt 152.2 mill. fordelt på 9 anlegg. Den totale investeringen for disse anleggene har vært 566.5 mill. Dette innebærer statsstøtten i gjennomsnitt har vært 27 %. Støtteordningen ble avviklet i 2011.

Figur 9. LNG INFRASTRUKTUR I NORD-EUROPA



Kilde: “North European LNG Infrastructure Project” (Nov. 2011)

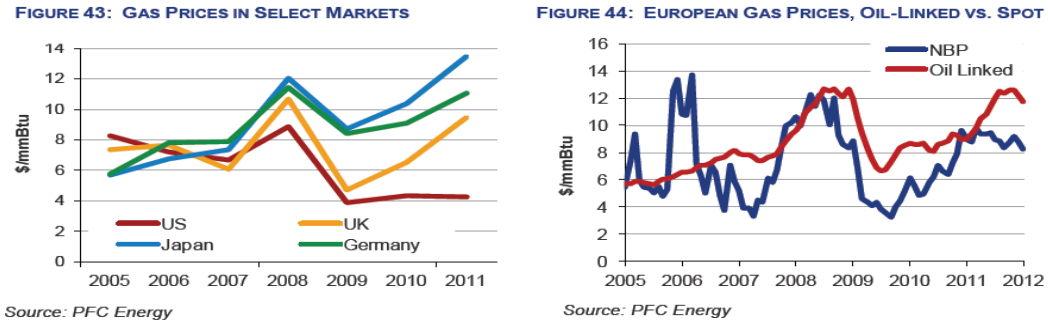
I tillegg forsynes kundene med LNG fra båter og mindre 'stand alone' tanker (ca. 50 anlegg) som er tilpasset enkeltkunders behov. I tillegg er ca. 50 tankbiler involvert i distribusjonen av LNG og naturgass til kundene over hele landet.

Det er imidlertid per dato kun etablert 4 faste bunkringsanlegg beregnet for skipsfarten. 3 av disse er knyttet til olje-service baser.

3. PRISMODELLER OG -UTVIKLING

Energirelaterte priser (i hovedsak knyttet til olje) er den vanligste referanserammen for gass omsatt i Europa, hovedsakelig under langsiktige leveransekontrakter. Denne prissettingen er også hensiktsmessig i umodne markeder hvor store investeringer er nødvendig for å få utvikling av tilbudssiden i markedet i en startfase. Dette gir investorene større trygghet for at de vil få en avkastning på investeringen. Hvis ikke dette hadde vært tilfelle, kunne det tenkes at investeringene ikke ble gjennomført. Kundene får sikkerhet for at gass/LNG blir rimeligere enn deres alternative oljeprodukt og får da grunnlag for egne investeringer og drift.

Figur 10. GASSPRISUTVIKLINGEN 2005 TIL 2013



Når markedet er modent får en gass-til-gass priskonkurranse. Tilbud og etterspørsel vil da på kort sikt i større grad påvirke prisene. Selv om det er en internasjonal trend i retning av liberalisering av gassmarkedene, er det nok fremdeles langt igjen til et balansert marked hvor prisene varier med tilbud og etterspørsel.

Prisen for eksportgass er i dag avhengig av om gassen selges på langsiktige "take-or-pay" kontrakter eller i spotmarkedet. De forskjellige prismodellene er utviklet over tid og er et resultat av forskjellige drivkrefter.

Indeksering mot oljepris i langsiktige gasskontrakter er vanlig i oppbyggingen av gassmarkedet og har til hensikt å:

- Sikre tilgang (få selgere/importører/produsenter)
- Sikre salg (volumrisiko bæres av importør)
- Finansiere omfattende infrastrukturutbygging (produksjon/rørledninger/ lager)
- Sikre konkurransedyktighet i forhold til konkurrerende energikilder slik som olje, hvor oljeselskapene har en betydelig større nåverdi

Et slikt <u>umodent marked</u> vil ha liten priskonkurranse. Videre ser man gjerne:

- Prisen knyttes til kundens alternativ (naturgass i forhold til tungolje el. diesel)
- Lange avtaler - gjensidige forpliktelser (bindingstid og leveranseforpliktelsen)
- Ulike priser for ulike kunder (industri vs. forbruk som drivstoff på skip)

Et økonomisk velfungerende marked karakteriseres ved at kjøperne har muligheten til å velge blant flere leverandører. Dette gir gjerne lavere og mer konkurransemessig fordelaktige priser i et spotmarked uten indeksering mot oljeprisen, men:

- Prisene avhenger av tilbud og etterspørsel
  - Avtaleperioden kan bli kortere, prisen mer uforutsigbar
  - Kostnaden ved å selge gass i dag avhenger av prisen i fremtiden
  - Priser til kunde avhenger av transportkostnader fra lager eller stedet hvor gassprisen fastsettes (Hub'er)
  - Sesongvariasjon som reflekterer variasjon i etterspørselen og tilgangen på gass

Det europeiske markedet importerer ca. 80 % av LNG-mengdene på langsiktige kontrakter knyttet til landterminal som er indeksert til oljeprisene. Disse mengdene landes i hovedsak i Sør-Europa; Italia, Frankrike, Spania og Portugal.

Bare 15 – 20 % leveres som prisfleksibel gass (spotmarkedet) og da til land i Nord-vest Europa; Storbritannia, Belgia og Nederland. Denne andelen synes å øke bla. som følge av stadig større mengder LNG på markedet, økende behov for import av LNG til Storbritannia og en utvikling mot åpnere markeder.

3.1 PRISER PÅ MARINE DRIVSTOFF

Gass må være konkurransedyktig sammenliknet med alternative energikilder når det gjelder tilgjengelighet og pris levert kunden for å være attraktivt. Hovedmotivasjonen for å velge LNG som drivstoff i skip er forventningen om tilgang til et rimeligere drivstoff som tilfredsstiller dagens og fremtidige miljøkrav. Dette fordi merkostnadene på investeringssiden for LNG-drevne skip er signifikante sammenliknet med dieseldrevne skip; i dag typisk 10-20 % høyere for et nybygg. Dagens prisnivå på LNG i Norge og merkostnadene på investeringssiden for LNG-drevne skip gjør at LNG som drivstoff fortsatt er uinteressant økonomisk sett, uten støtte fra NOx-fondet. Både merkostnadene når det gjelder investeringer og LNG-prisene når det gjelder driften må bli lavere dersom utviklingen mot stadig flere LNG-drevne skip i Norge skal fortsette også etter at støttemulighetene fra NOx-fondet opphører i 2017.

Forventet vekst i LNG-forbruket i Norge frem til 2017 kan ikke dekkes av dagens småskala LNG produksjon i Norge. Nye kilder er enten import fra Europa eller økte uttak fra Melkøya. Det vil også gi endringer i det underliggende kostnadsbildet for LNG levert til sluttbruker i Norge. Prisene på marine drivstoff påvirkes både av råoljeprisen og nye miljøkrav.

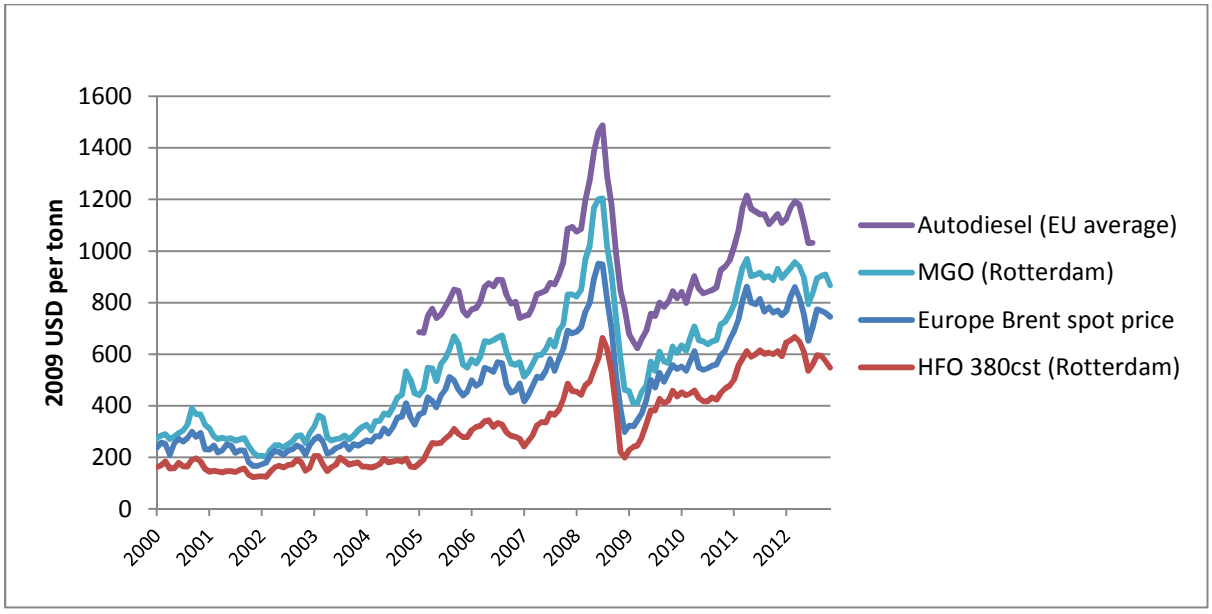
3.1.1 UTVIKLINGEN AV PRIS PÅ RÅOLJE

Informasjonen som ligger til grunn for dette kapittelet er hentet fra internasjonalt anerkjente organer som leverer informasjon, analyse og data fra verdens energimarkeder. Energiprisprognoser spriker mye, er ofte er usikre og kun ment å illustrere trender.

Historisk sammenheng mellom priser på råolje og drivstoff

Råolje er råvaren for å produsere marint drivstoff. Prisutviklingen er derfor nært knyttet til prisen på råolje. Dette fremgår tydelig fra historiske data for råolje og marint drivstoff (tungolje – HFO og marin gassolje – MGO) som vist i Figur 11. Figuren viser også pris på autodiesel i Europa for landtransport. Når skipsfarten i Nordsjøen, Østersjøen eller i Nord-Amerika får strengere grenser til svovelinnhold i drivstoff, må skipene gå over på mer kostbart drivstoff (destillater som marin diesel) som ligger nærmere autodiesel enn tungolje i pris.

Figur 11. SAMMENHENG MELLOM PRIS PÅ RÅOLJE OG DRIVSTOFF 2000 - 2012



Kilder: Clarksons Research Service, Eurostat, EIA

Prognoser for fremtidig oljepris og pris på marine oljebaserte drivstoff

Det er vanskelig å forutsi hvordan energiprisene vil utvikle seg. USAs Energy Information Administration[1] (EIA) og International Energy Agency[2] (IEA) gir prisprognoser frem mot 2030. Figur 12 viser deres siste prognoser. Variasjonen mellom prognosene illustrerer usikkerheten og ulikheter i forutsetningene for prisprognosene.

Begge organisasjonene har tre viktige drivere for utviklingen av energiprisene: reguleringer i energimarkedet, tilgjengelighet eller tilbud av energi og global økonomisk vekst som vises i tabell 2. Reguleringer i energimarkedet er avgifter eller fritak for avgifter som gir forbrukere incentiver for energibruk med lavere utslipp, for eksempel fornybar energi når det gjelder utslipp av klimagasser. Det vil kunne gi lavere vekst i etterspørselen etter oljeprodukter og eventuelt også fall i oljeprisen. Videre kan lavere eller høyere tilbud påvirke prisene henholdsvis opp eller ned. Høy økonomisk vekst vil øke etterspørselen og drive prisene opp, mens lav økonomisk vekst vil kunne gi lavere pris.

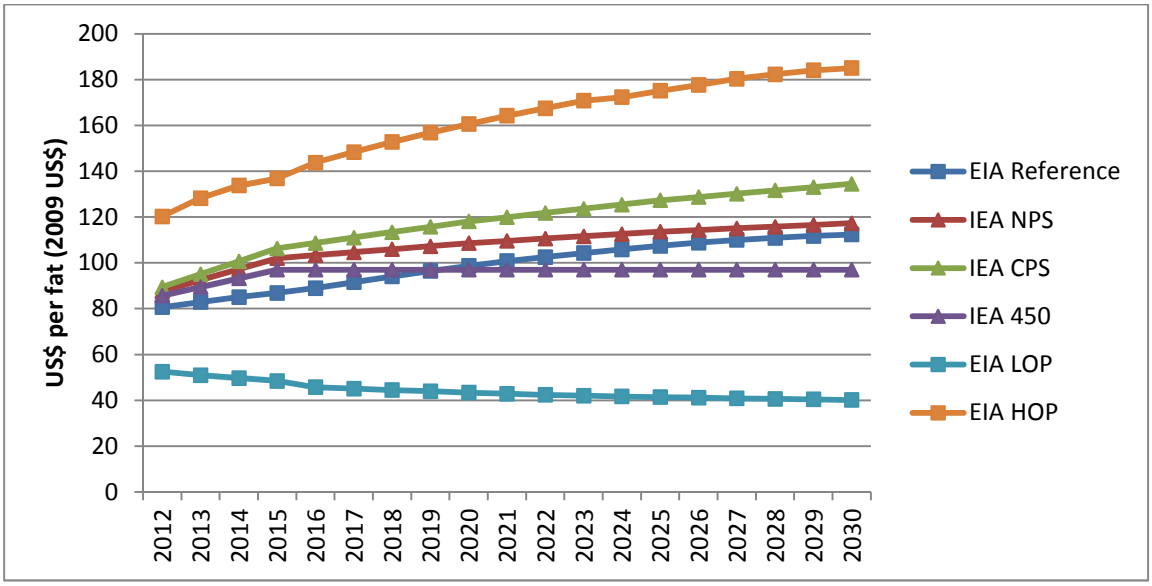
[1] EIA er finansiert av USAs kongress og samler, analyserer og sprer informasjon om verdens energimarkeder for å kunne sikre et godt informasjonsgrunnlag for politiske beslutninger og for å gi innsikt i hvordan verdens energimarkeder fungerer.

[2] IEA er en autonom organisasjon opprettet av 28 medlemsland for å promotere sikker tilgang av energi og å drive forskning og utvikling som understøtter sikker tilgang på energi.

Tabell 2. HOVEDDRIVERE FOR UTVIKLINGEN AV ENERGIPRISENE

	Energy Information Agency (EIA), USA	International Energy Agency (IEA), Paris
Reguleringer	Holdes konstant over scenariene, på dagens nivå.	Varieres over scenariene. • New Policies Scenario (IEA NPS) - gjennomføring av de minst ambisiøse foreslåtte endringene i verdens energi- og klimapolitikk. • Current Policies Scenario (IEA CPS) - energi- og klimapolitikk på 2012 nivå • 450 Scenario (IEA 450) - streng energi- og klimapolitikk.
Økonomisk vekst	Varieres over scenariene. • High Scenario (EIA HOP) - høy økonomisk vekst • Reference Scenario (EIA reference) - moderat økonomisk vekst • Low Scenario (EIA LOP) - lav økonomisk vekst	Holdes konstant over scenariene på 3,5 % globalt.
Tilbud og etterspørsel	Etterspørselen forventes å stige/falle med den økonomiske veksten. Lav tilgjengelighet eller tilbud vil ha en positiv effekt på energipriser, god tilgjengelighet vil ha en negativ effekt på energipriser.	Tilbud/etterspørsel er drevet av reguleringer, der strengere reguleringer forventes å drive oljeprisen ned og skape en større relativ prisforskjell mellom fornybar og ikke fornybar energi.

Figur 12. PROGNOSER FOR RÅOLJEPRIS FRA IEA OG EIA



Begge prognoser har scenarier hvor oljeprisene ligger vesentlig under 100 dollar per fat. I EIAs scenario skyldes dette lav økonomisk vekst og i IEAs scenario skyldes det strenge reguleringer. For øyeblikket ligger oljeprisen i Europa på 105 US$ per fat (målt i 2009-US$).

De fleste scenariene legger til grunn at tiden med lave råoljepriser er forbi og at fremtidens priser vil ligge rundt dagens nivå, og på lang sikt enda høyere. En liknende utvikling vil da kunne forventes for marine drivstoff, inkludert marin diesel (MGO). I tillegg kan økt etterspørsel etter MGO som følge av IMOs svovelkrav (maksimalt 0,1 % svovel) øke prisen på denne type drivstoff.

Økt etterspørsel etter marin diesel med lavt svovelinnhold vil kunne dekkes gjennom:

- Mer råolje til raffinering (økt volum som raffineres gir også mer marin diesel)
- Oppgradering av anlegg for økt destillatproduksjon (her er det imidlertid svært lite å hente når det gjelder mellomdestillatene, som marin diesel er en del av)
- Konvertering av autodiesel til landtransport til marin diesel (krever noe bearbeiding for marin bruk gjennom innblanding av andre kvaliteter – dette gjøres allerede til en viss grad)

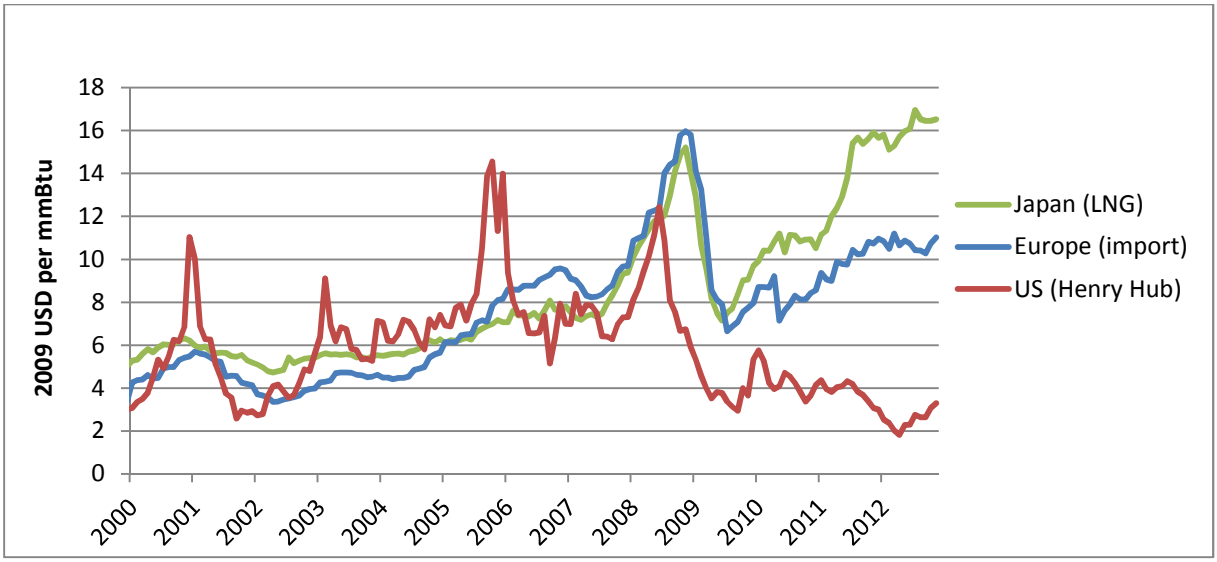
Kostbare oppgraderinger av raffinerier med mer avanserte raffineringsprosesser vil ikke gi særlig økt produksjon av mellomdestillater (inkl. MGO). Økt etterspørsel av MGO vil derimot kunne dekkes gjennom bruk av andre mellomdestillater (inkl. autodiesel). Markedet for autodiesel er svært mye større enn markedet for marin diesel, og det er sannsynlig at en vesentlig økning i etterspørsel til marint bruk vil kunne dekkes med dagens tilgang og produksjonskapasitet. Økt innblanding av slike dyrere destillatkvaliteter og fordyrende bearbeiding for marin bruk, vil bidra til å øke prisen på marin diesel, utover hva råoljeprisen skulle tilsi. I tillegg vil det på kort sikt kunne forventes en prisøkning som følge av ubalanse mellom tilbud og økt etterspørsel for marin diesel, i første omgang fra 1. januar 2015.

Selv om det er usikkert hvor mye prisene på MGO vil øke, vil sannsynligvis prisen på autodiesel representere et tak på denne prisen. Eksempelvis lå prisen på autodiesel i 2012 i snitt 25 % eller 225 US$ per tonn over prisen på MGO målt i 2009 US$.

HISTORISKE PRISER PÅ NATURGASS/LNG

I dag finnes det ikke et globalt marked for naturgass på samme måte som det gjør for råolje, men tre viktige geografiske gassmarkeder som ofte nevnes er USA, Europa og Asia. Av figur 13 på neste side fremgår det at gassprisene I USA, Europa og Asia har variert en god del i forhold til hverandre. I perioden etter finanskrisen i de vestlige økonomier har prisene i de tre områdene skilt lag.

Figur 13. UTVIKLINGEN I GASSPRISER (Europa: Rørgass importpris EU, USA: Henry Hub, Japan: LNG-importpris).



Kilde: Verdensbanken

Overgangen til et marked med korttidskontrakter og priskonkurranse i stedet for prisindeksering vil gi kjøperne en lavere gasspris om tilgangen på gass er god. Dette ble utfallet da USA, Canada og Storbritannia liberaliserte sine markeder. Da ble gassprisen mindre avhengig av oljepris. I senere tid har analyser vist at i tider hvor det er dårlig tilgjengelighet på naturgass, vil likevel gassprisen avhenge noe av oljeprisen. Dette fordi tungolje blir et alternativ for deler av markedet når gassprisen ligger i nærheten av denne prisen (Energy Charter Secretariat, 2009).

3.1.2 DISTRIBUSJONSKOSTNADER

Distribusjonskostnader varier signifikant mellom de ulike marine drivstofftypene. LNG har i dag høyere distribusjonskostnad enn andre marine drivstoff, da det kreves mer avansert og kostbart utstyr og særskilt kompetanse.

DISTRIBUSJONSKOSTNAD FOR MARINE DESTILLATER OG TUNGOLJER

For marine destillater og tungolje er det antatt et påslag på 5 % i distribusjonskostnad til Vestlandet i Norge sammenliknet med prisen i Rotterdam. Dette tilsvarer et påslag på 30 – 50 US$ per tonn drivstoff levert i Norge.

DISTRIBUSJONSKOSTNADER FOR LNG

Distribusjonskostnadene for LNG er svært avhengig av hvordan LNG transporteres frem til sluttbrukerne fra stedet LNG produseres eller leveres fra i Norge. DNV har derfor estimert kostnader for tre ulike hoveddistribusjonsmåter i tabell 3 på neste side. Relevante kombinasjoner er også vurdert.

Tabell 3. EVALUERTE DISTRIBUSJONSMÅTER FOR LNG I NORGE

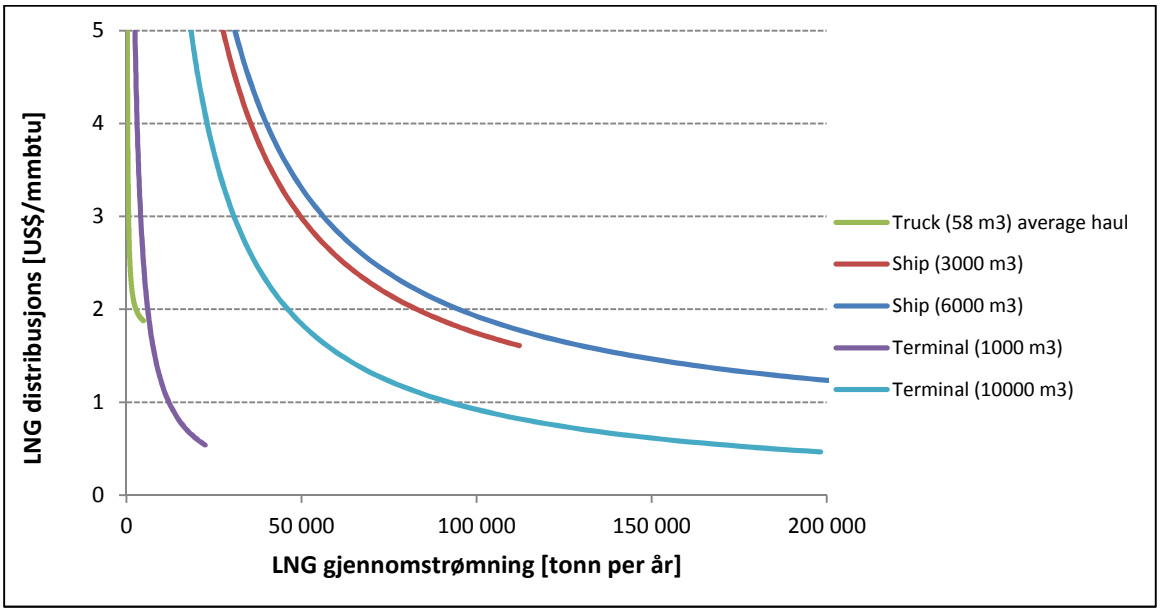
Distribusjonsmåte	**LNG-kapasitet**	**Anslått årlig makskapasitet**	**Kilder for beregning av enhetskostnader**
Skip • Lite • Stort	 3 000 m3 6 000 m3	 100 000 tonn/år 200 000 tonn/år	 Charterrater i dagens marked + drivstoffkostnader
Tankbil	58 m3	12 000 tonn/år	Investeringskostnader + operasjonskostnader
Bunkringsterminal • Liten • Stor	 1 000 m3 10 000 m3	 20 000 tonn/år 200 000 tonn/år	 Investeringskostnader + operasjonskostnader

Kilde: DNV

Maksimal kapasitet er estimert ved å se på operasjonsmønster for skip og tankbil med antagelser om tid mellom hver bunkring/overføring, seilings-/kjøredistanse og operasjonstid.

Basert på dette er distribusjonskostnad per enhet levert LNG beregnet for hver distribusjonsmåte som funksjon av gjennomstrømningsvolumet. Eksempler på slike kostnader er vist i figur 14.

Figur 14. DISTRIBUSJONSKOSTNAD I $/mmbtu FOR ULIKE DISTRIBUSJONSMÅTER OG VOLUM



Kilde: DNV 2013

Å bunkre direkte fra en stor terminal (produksjons- eller importsted) er den minst kostbare metoden å forsyne skip med LNG på. Dette er imidlertid ikke særlig hensiktsmessig for de fleste skip. Bunkring direkte fra skip virker, ikke overraskende, også som en kostnadseffektiv løsning. Distribusjon og bunkring direkte fra tankbil kan også være en relativt effektiv løsning for mindre leveransevolumer der dette er relevant. Det er vesentlig enklere å oppnå god

utnyttelse av en tankbil enn et skip. Distribusjon med tankbil eller skip kombinert med en bunkringsterminal er også en meget aktuell løsning. Distribusjonskostnader for både skip og tankbil er i figur 14 vist for en middels transportdistanse. Både enhetsdistribusjonskostnad og maksimal kapasitet vil være avhengig av transportdistansen.

Kostnadene for LNG-distribusjon varierer vesentlig både med utforming og utnyttelse av logistikk-kjeden. For å kartlegge potensialet for reduksjon i distribusjonskostnader i Norge har DNV i tillegg sett på:

- Estimert utnyttelse/effektivitet med valgt distribusjonsmåte
- Estimert andel LNG levert med valgt distribusjonsmåte

Dette er gjort for situasjonen slik den var i 2011, for forventet situasjon i 2016 og ved maksimal utnyttelse innen de respektive distribusjonsmåtene. På denne måten gis en indikasjon på potensialet for reduksjon i distribusjonskostnader for LNG i Norge når omsatt volum øker.

DNV har gjort en skjønnsmessig vurdering av hvor høy utnyttelsen er av de ulike distribusjonsmåtene i 2011 og estimert hvordan dette vil utvikle seg frem til 2016.

For å estimere andel LNG levert på ulike måter, er det gjort en vurdering av dagens og fremtidig etterspørsel etter LNG og tilgjengelig/forventet infrastruktur for distribusjon. Forventet andel LNG levert gjennom ulike distribusjonsløsninger samt forventet utnyttelse av disse er sammenfattet i tabell 4 nedenfor, men disse fremtidige forholdene er usikre. Resultatene er likevel gjengitt for å gi en indikasjon på dagens distribusjonskostnader, og størrelsesorden for mulig reduksjon når volumet solgt LNG øker.

Tabell 4. ANDEL LNG LEVERT I ULIKE DISTRIBUSJONSLØSNINGER OG FORVENTET UTNYTTELSE

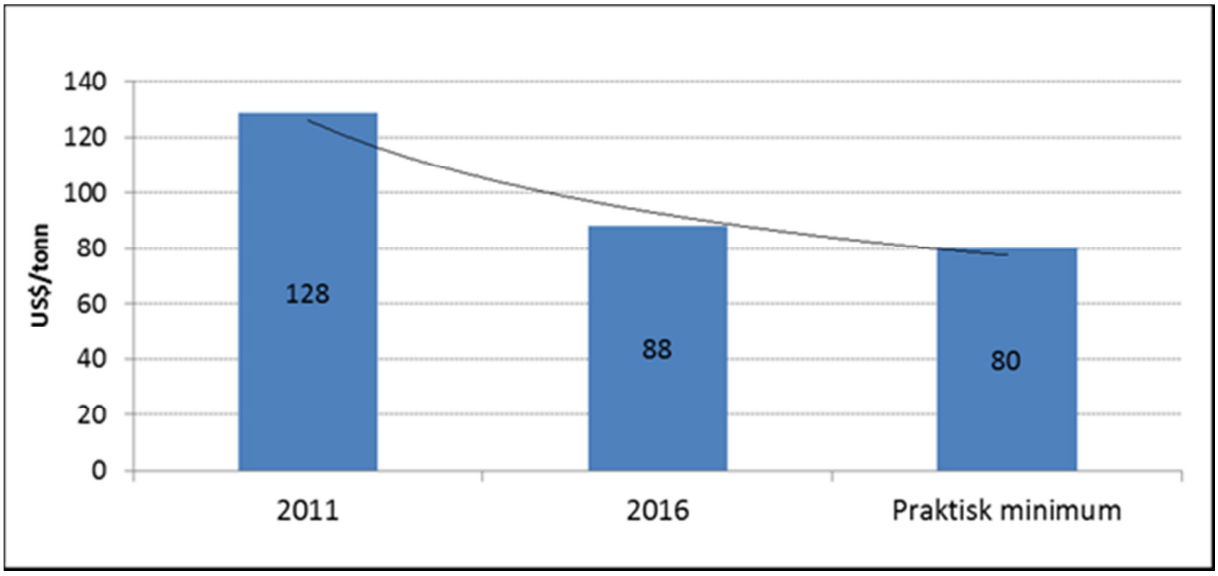
	Ship		Terminal		Truck		Combinations	
	Amount distributed	Utilization	Amount distributed	Utilization	Amount distributed	Utilization	Ship + terminal	Truck + terminal
2011	0 %	**60 %**	5 %	**40 %**	44 %	**67 %**	34 %	17 %
2016	5 %	**80 %**	10 %	**70 %**	30 %	**90 %**	45 %	10 %
Optimal	30 %	**100 %**	10 %	**100 %**	15 %	**100 %**	40 %	5 %

Kilde: DNV 2013

Ved å se på fordeling og utnyttelse kombinert med distribusjonskostnadene for hver distribusjonsmåte, har DNV estimert en gjennomsnittlig distribusjonskostnad på LNG i 2011 og i 2016 og ved maksimal utnyttelse, se figur 15 på neste side. Gjennomsnittskostnaden for distribusjon i Norge er estimert til å ha vært i overkant av 128 US$/tonn i 2011. Faktisk kostnad for distribusjon til den enkelte sluttbruker kan avvike vesentlig fra dette, avhengig av avstand og transportmåte. Med økte volumer solgt til 2016 kan kostnaden per enhet

synke med omlag 30 %. Det er et potensiale for ytterligere reduksjon i de gjennomsnittlige distribusjonskostnadene for LNG i Norge til et praktisk minimum, men i henhold til DNVs beregninger er dette potensialet moderat. Dette skyldes i stor grad antagelsen om at kostnadene for LNG-infrastrukturen er lineært proporsjonal med tankkapasiteten, noe som stemmer relativt godt for tanktypen som er i bruk i dag.

Figur 15. GJENNOMSNITTLIGE DISTRIBUSJONKOSTNADER FOR LNG I NORGE



Kilde: DNV 2013

3.1.3 NORSKE AVGIFTER PÅ MARINE DRIVSTOFF

Det finnes hovedsakelig fire avgifter på marine drivstoff i Norge. Tre av disse beregnes direkte basert på mengden brukt drivstoff: grunnavgift, CO_2-avgift og svovelavgift – samlet omtalt som mineraloljeavgiften. Svovelavgiften avhenger av vektandelen svovel i drivstoffet. Den siste avgiften, NOx-avgiften, avhenger av utslipp målt i kilo. Det er valgfritt om man vil betale fiskal NOx-avgift til staten eller om man vil bli tilknyttet Miljøavtalen om NOx og dermed betale en lavere sats per kg NOx til NOx-fondet. Tabell 5 viser ulike avgiftssatser og gyldighet avhengig av hva slags type drift skipet har. Skip i utenriksfart samt fiske og fangst i fjerne farvann er fritatt for disse avgiftene. Ingen av fartøyene betaler grunnavgift på mineralolje.

Tabell 5. NORSKE AVGIFTER PÅ OLJEBASERTE DRIVSTOFF TIL SKIP 1.1.2013

Type aktivitet/skip	Mineraloljeavgiften (kr per liter)			Betaling for NOx-utslipp (kr per kg NOx)	
	CO_2 avgift mineralolje	Svovelavgift(for hver påbegynte 0,25 % vektandel)	Grunn-avgift	NOx fondet innbetaling	Staten fiskal avgift
Gods og passasjertransport i innenriks sjøfart	0,61	0,078	0	4,00	17,01
Offshorefartøy	0,61	0,078	0	4,00	17,01
Fiske og fangst i nære farvann	0,13	0,078	0	4,00	17,01

Kilde: Statsbudsjettet 2013

LNG som drivstoff til skip er per i dag gitt fritak for alle deler av mineraloljeavgiften. Muligheten for NOx avgiftsfritak for tilslutning til Miljøavtalen om NOx opphører 31.12.2017 dersom Miljøavtalen om NOx ikke skulle bli videreført. Da vil også muligheten for å betale en redusert sats per kg NOx til NOx-fondet falle bort.

Det er EUs regelverk for fritak for miljøavgift på maksimalt 10 år som ligger til grunn for fritaket ved tilslutning til Miljøavtalen om NOx fra 2008 til utløp av 2017. Det er rimelig å legge til grunn at den statlige NOx-avgiftssatsen vil bli gjort gjeldende om avtalen da opphører.

3.1.4 TOTALE DRIVSTOFFKOSTNADER

Prisen som sluttbruker betaler for drivstoff påvirkes av råoljeprisen, distribusjonskostnaden, fortjeneste samt relevante avgifter. Som tidligere nevnt er det stor usikkerhet om hvordan råoljeprisen vil endre seg i årene fremover.

Med nye aktuelle kilder til LNG og nye distribusjonskjeder er det interessant å se på potensialet for endring i LNG pris fra dagens situasjon.

I det følgende gis tre eksempler som illustrerer et mulig nedre prisnivå gitt dagens markedssituasjon for gass i Europa og resten av verden. Alle disse betraktningene er basert på kostnader ved leveransene og inkluderer i de fleste leddene ikke fortjeneste til leverandørene. Hvordan prisen faktisk vil utvikle seg vil blant annet avhenge av hvordan de ulike leverandørene og distributørene velger å prise produktene og tjenestene sine.

De tre eksemplene er beskrevet i punktene under, samt illustrert i figur 16:

1. **TTF + transport**. Dette eksemplet forutsetter kjøp og uttak av LNG ved gitt import-terminaler for LNG i Europa. TTF er en hub (knutepunkt/børs) og en prismarkør for kjøp og salg av gass i Nederland, og prisen her har det siste året vært omtrent US$ 10 per mmbtu. Estimatet for distribusjonskostnad som er indikert i figur 16, inkluderer anslått kostnad for uttak av LNG på terminal i Europa (såkalt slot-kostnad), transport med skip til Norge og videre distribusjon til sluttbruker der.

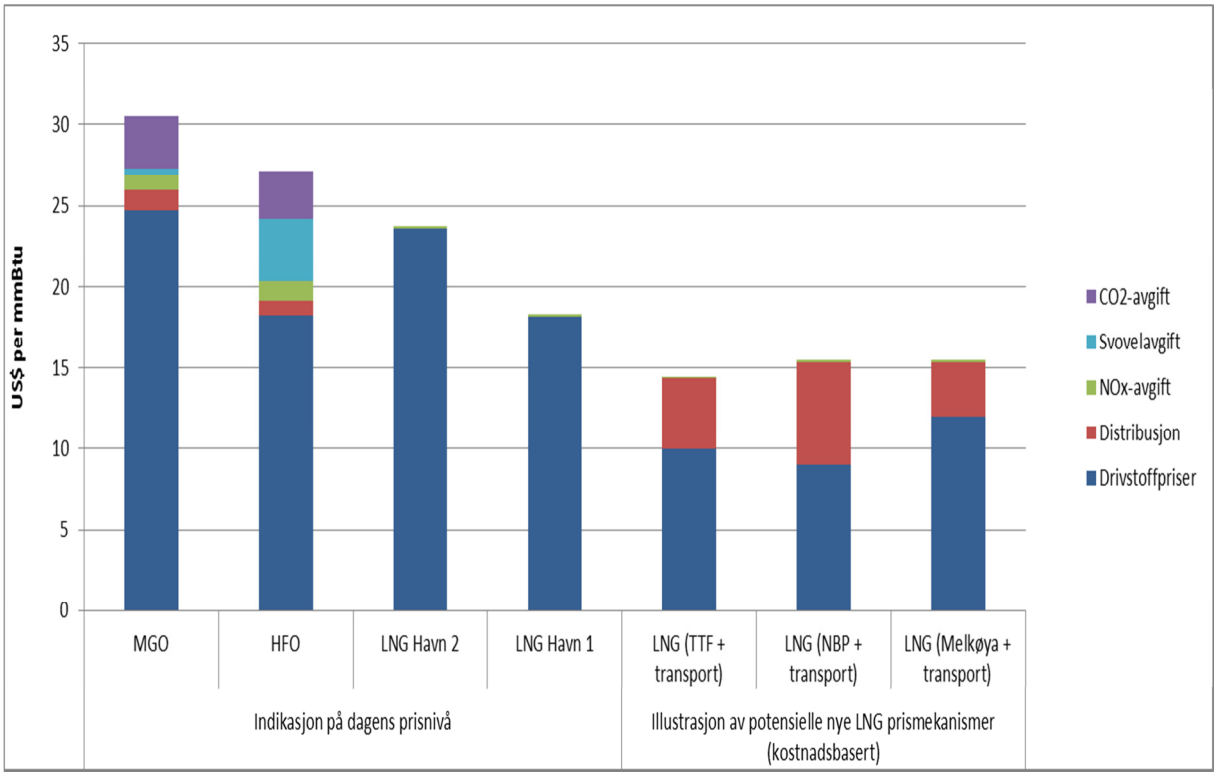
2. **NBP + transport**. Dette eksempelet er basert på at norske LNG-leverandører får mulighet til å kjøpe gass til priser som er konkurransedyktige med prisnivået ved hubene i Europa, slik det er foreslått i rapporten «Gass HUB i Norge» (se under kilder). NBP er en hub og en børs for kjøp og salg av gass i UK. Prisen her har det siste året vært omtrent US$ 10 per mmbtu. Estimatet for LNG-drivstoffprisen er her basert på forutsetningen om at norske småskalaprodusenter av LNG kjøper gass til NBP pris minus tariffen for distribusjon av gass i rør fra Norge til UK, og ellers produserer og distribuerer LNG som i dag.

3. **Melkøya + transport**. Dette eksemplet er basert på muligheten for at leveranser av LNG fra Melkøya til det norske marked utvides, og at LNG gjøres tilgjengelig for småskalaleveranser i det norske marked til en pris som tilsvarer den samme verdien referert Melkøya som selger ellers kan oppnå i høyeste betalende LNG-markeder på verdensbasis. Verdien av LNG tatt ut på Melkøya er da lik den høyeste prisen selger kan få i markedet minus transportkostnaden dit (netback-verdien av LNGen).

   I dagens marked vil Japan være et godt eksempel på dette, med et prisnivå rundt US$ 18 per mmbtu det siste året. Transportkostnadene til Japan bør i dag forventes å ligge på rundt US$ 5 per mmbtu. Det gir en netback-pris (verdi) på LNG fra Melkøya på omtrendt US$ 13 per mmbtu.

   Estimatet for distribusjonskostnad fra Melkøya til sluttbruker i Norge er antatt i gjennomsnitt å være noe høyere enn det som er beregnet for norsk LNG-distribusjon i dag. Det skyldes at de fleste mulige LNG-kundene er lokalisert lenger unna Melkøya.

Figur 16. PRIS PÅ ULIKE OLJEPRODUKTER OG BEREGNET PRIS PÅ LNG LEVERT I NORGE I 2013 OG KOSTNAD FOR LNG LEVERT FRA ULIKE KILDER



Kilde: DNV 2013

3.2 KONKLUSJON MARINE DRIVSTOFF

- Den generelle oppfatningen og de fleste scenariene tilsier at tiden med lave oljepriser er forbi og at fremtidens priser vil ligge rundt dagens nivå, og på lang sikt kanskje enda høyere. IMOs svovelkrav som trer i kraft 1. januar 2015 forventes å gi en økning i MGO-pris, utover nivået på råoljeprisen. Økt etterspørselen til maritimt bruk, vil delvis dekkes gjennom bruk av bearbeidede mellomdestillater (inkl. autodiesel), men prisen på MGO forventes ikke å kunne overstige prisen på autodiesel over noe tid.

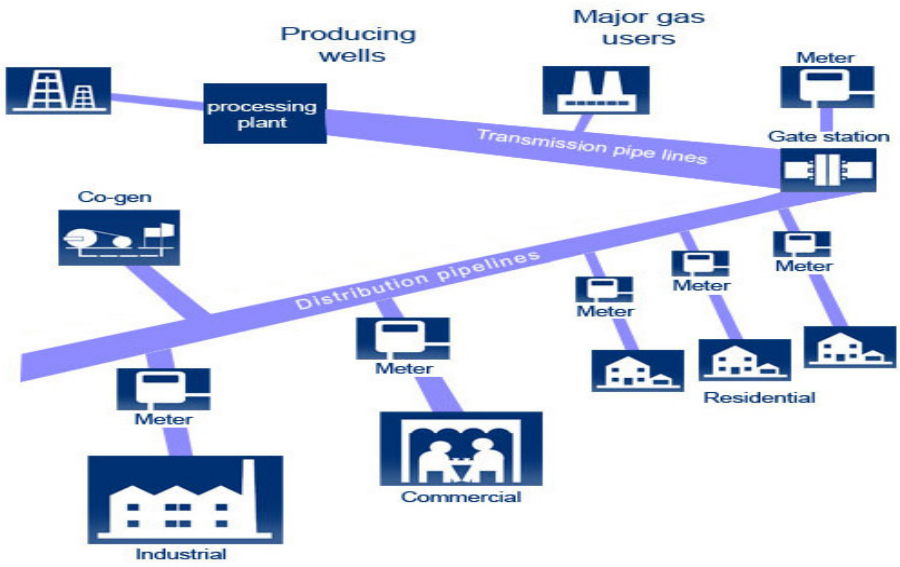
- Avgifter på oljebaserte marine drivstoff utgjør en ikke uvesentlig del av sluttbrukers drivstoff-kostnad. LNG har avgiftsfritak, men også lave NOx-utslipp som virker gunstig i forhold til sluttkostnad for LNG i forhold til marin diesel og tung fyringsolje

- Distribusjonskostnader for LNG utgjør en høyere andel av prisen til sluttbruker sammenlignet med marin diesel (MGO). Potensialet for nedgang i distribusjonskostnader for LNG er imidlertid til stede med økt salg av LNG i Norge i årene som kommer. Oversikten viser også viktigheten av muligheten for tilgang av LNG fra nye kilder og av at markedet åpnes for konkurranse som kan gi mulighet for etablering av nye prismodeller.

4. EUs TREDJE ENERGIDIREKTIV

New Zealand innførte i 2003 et regulert (Unbundled) energimarked. Dette var et resultat av høye energipriser og store uoverensstemmelser om ansvar og fordeling av kostnader ved infrastrukturutbygging.

Figur 17. EKSEMPEL PÅ DISTRIBUSJONSSYSTEM (New Zealand)



Alle monopolfunksjoner i transmisjons- og distribusjon er i dag del av et felles system og holdt utenfor all konkurranse, organisert i egne selskap. Alt annet er overlatt til selskapene som operer i markedet basert på konkurranse.

Både fra New Zealand, USA, Canada og UK er erfaringene fra liberaliseringen av gass- og LNG-markedet at:

- Det må være tilbudskonkurranse i gassmarkedet
- Kundene må kunne fritt velge leverandør
- Åpne transmisjonssystem må ha full tredjepartsadgang

EUs Tredje Energidirektiv skal stimulere til åpen konkurranse for å sikre forbrukernes rettigheter, priser og transparente avtaler. Dette er det tredje initiativet og kommer som et resultat av sendrektig liberalisering i det europeiske gassmarkedet. Dominansen fra store nasjonale selskap var på midten av forrige tiår fremdeles sterk. Rettssaker I Tyskland mot de dominerende selskapene E.ON Ruhrgas og RWE samt 55 mindre gasselskaper satte press på disse til å etterkomme kravene om konkurranse i et åpent marked. Det Tredje Energidirektivet ble vedtatt i 2009 og åpnet for å organisere gassinfrastrukturselskap som "Uavhengig Transmisjonsoperatør" (ITO). Imidlertid er regnskapsreglene for denne konstruksjonen så strenge, at det ikke har vært noe alternativ for de fleste selskaper.

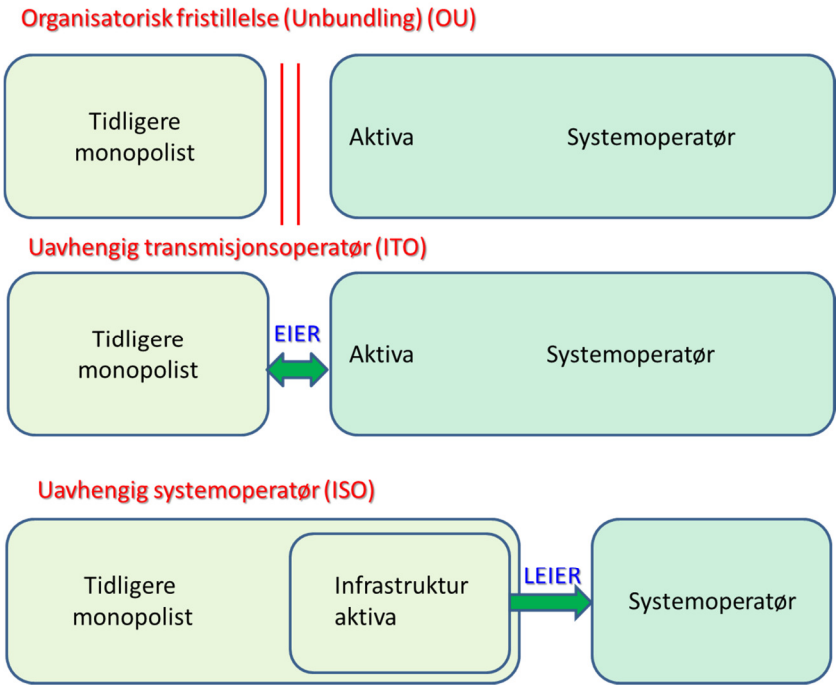
De tre modellene for "unbundling" akseptert av EU er :

(i) eierskapsmessig skille ("ownership unbundling - OU"),

(ii) uavhengig systemoperatør ("Independent System Operator - ISO")

(iii) uavhengig transmisjonsoperatør ("Independent Transmission Operator" - ITO).

Figur 18. ORGANISASJONSMODELLER I EUs GASSDIREKTIV



Eierskapsmessig skille (OU)

Denne muligheten vil skille produksjon og salg fra transmisjonen. Hensikten er å motvirke "vertikal" integrasjon, dvs. at et konsern eller morselskap etablerer en transmisjonsorganisasjon som i hovedsak arbeider for konsernets eller morselskapet, men er separert og adskilt fra disse.

Uavhengig transmisjonsoperatør (ITO)

Østerrike, Bulgaria, Frankrike Tyskland, Hellas, Luxembourg, Latvia and Slovakia foreslo i 2008 en tredje modell; ITO hvor energiselskapene beholder eierskap til overføringsnettet, men overfører dette og operatøroppgavene til et selvstendig (juridisk adskilt) aksjeselskap som opererer under eget merkenavn, egen ledelse og regulatorisk kontroll. Investeringsbeslutninger tas i fellesskap av morselskapet og regulator (myndighetene).

Uavhengig systemoperatør (ISO)

Direktivet åpner for muligheten for å organisere transmisjonsnettverk som selskap hvor drift og kontroll av dag til dag-driften ivaretas som en uavhengig systemoperatør. Den uavhengige systemoperatøren eier normalt ikke infrastrukturen som leies inn fra selskapene (Gassco/Gassled-modellen).

Den modellen som praktiseres i Norge og Norden for øvrig – ISO, er den som griper minst inn i etablerte eierstrukturer. Denne modellen utjevner forskjellene mellom selskap og åpner for nye aktører på tilbudssiden.

I Europa, med mange store (halv-) statlige gasselskap, har man sett at selvstendige transmisjonsoperatørselskap er foretrukket. Eierandelene i infrastrukturen overføres et eget selvstendig selskap som opererer fritt fra energiselskapet, men styres i stor grad av myndighetene ved Regulatoren. I Norge hvor selskapene er ikke er eid av staten, vil en modell hvor staten kjøper ut infrastrukturen kunne bli en lang og sannsynligvis vanskelig prosess. Da er leie av anlegg med regulert avkastning mer nærliggende.

5. NORGE ET UMODENT MARKED I 2004

Et viktig spørsmål knyttet til gassmarkedsdirektivet er om de som selger gass har behov for å skjermes for konkurranse i en oppstartfase fordi LNG-leverandørene har behov for beskyttelse. Dette kan gi store fortjenestemarginer per solgt mengde LNG når omsatte volumer av LNG er små.

EU og Norge besluttet i et felles EØS-komitemøte den 2. desember 2005 om gassdirektivet, at Norge skulle ha status som 'umodent marked '. Dette under henvisning til at Norge i 2004 hadde kun 40 km med distribusjonsnett for gass og et fåtall mottaksstasjoner for LNG.

Olje- og energidepartementet viser til denne beslutning i en rekke sammenhenger. I forbindelse med høring om endringer i "Gassforskriften" (2008) sies følgende:

"***2. Forholdet til norsk rett. Gjennomføring***

Gassmarkedsdirektiv II er utformet med tanke på å regulere et modent gassmarked med etablert infrastruktur. Gjennomføringen av direktivet i Norge må ta hensyn til at det norske gassmarkedet nedstrøms er å regne som under oppbygging. I EØS-komitevedtaket av 2. desember 2005 ble det slått fast at Norge er å anse som et gassmarked under oppbygging i henhold til direktivet artikkel 28 (2). Status som marked under oppbygging, gir blant annet mulighet til unntak i en 10-års periode regnet fra 2004 (vår uthevning) fra

- *reglene om tredjepartsadgang,*
- *reglene om utpeking av operatør for overføring og distribusjon av naturgass*

- *reglene om krav til selskapsmessig og funksjonelt skille for vertikale naturgass-foretak."*

Dette utdypes i 'Europaportalen informasjon om Norges forhold til EU' som følger:

"Det innenlandske gassmarkedet er lite utviklet i forhold til det europeiske. Mens man i Europa har ønsket å ***redusere monopoldannelser*** *(og dermed priser) og generelt* ***bedre effektiviteten*** *i et eksisterende marked, er markedet i Norge lite utviklet.*

Gassmarkedsdirektiv II er utformet hovedsakelig med tanke på å regulere et modent marked med etablert infrastruktur. Gjennomføring av gassmarkedsdirektiv II i Norge tar dermed hensyn til at det er et lite utviklet gassmarked i Norge, og at en full implementering av direktivet ville kunne skapt problemer for utviklingen av et norsk gassmarked".

Unntaksbestemmelsen gir mulighet for unntak fra konkurranse i det norske LNG-markedet på 10 år. Denne perioden går ut 10. april 2014 i følge Olje- og energidepartementet.

I det tredje Energidirektiv (2009/73/EU), artikkel 49 beskrives unntaksbestemmelser fra direktivet; "Marked under oppbygging og isolerte markeder". Unntaksbestemmelsene gir rett til unntak i følgende tilfeller:

- Hvor det kun er en enkelt ekstern hovedleverandør (>75 % av markedet)
- Hvor gjennomføringen av direktivet vil skape vesentlige problemer
- Hvor gjennomføringen av direktivet vil skape vesentlige problemer i et begrenset geografisk område
- Hvis det ikke finnes gassinfrastruktur eller denne har eksistert i mindre enn 10 år
- Hvis distribusjonsinfrastrukturen er mindre enn 20 år regnet fra første gassleveranse

En del land er nevnt i artikkel 49 med unntak; Kypros fordi det er et isolert marked. Finland, Estland, Latvia og Litauen så lenge de ikke er direkte tilknyttet sammenkoblede system i andre EU-land. Ingen av disse unntaksbestemmelsene synes aktuelle for Norge.

Norske LNG-leverandører gir uttrykk for at mer konkurranse er velkomment ("Gassmaks: Videreforedling av naturgass i Norge" Sept. 2012):

Skangass AS:

"- når EU-direktivet blir innført i Norge i 2014, blir det også tredjepartsadgang til terminalene i Norge."

Barents Naturgass AS:

"Den viktigste rammebetingelsen selskapet håper vil bedres, er tredjepartsadgang"

Tilsvarende uttalelser kom til uttrykk i paneldebatten på NOx-fondets seminar 3. oktober 2012 hos Marintek om økt konkurranse i det norske LNG-marked i lys av EUs

gassmarkedsdirektiv. Der var kundene representert ved Fjord1 og leverandørene ved Gasnor og Skangass.

Tredjepartsadgang er en viktig forutsetning for økt konkurranse. Spørsmål om adgang til nett, adgang til lagring, kjente tariffer for bruk av systemet, evne til samvirke mellom systemer og de forskjellige gradene av markeds-åpning er sentrale områder som EU-Kommisjonen overvåker. For at konkurransen skal virke på en tilfredsstillende måte, må adgang til nett gis uten forskjellsbehandling, på en åpen måte og med en kostnadsbasert tariff for netttjenestene.

6. ORGANISERINGEN AV GASSMARKEDET I EUROPA

'EU Directive 2009/73/EC' tar sikte på å etablere felles regler for transmisjon, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass, LNG og biogass.

Direktivet erstatter tilsvarende direktiv fra 2003 som skulle gi forbrukerne informasjon om gassleverandørene og frihet til å kunne velge. Dette har ikke skjedd i tilstrekkelig grad og EU videreutvikler gassdirektivet med nye krav og tiltak for å sikre og garantere lik konkurranse, forbrukerbeskyttelse og leveransesikkerhet.

Regulatorrollen er i det nye Gassdirektivet vektlagt betydelig mer enn tidligere. Den er organisert og knyttet sammen i en overordnet struktur.

ACER (The Agency for the Cooperation of Energy Regulators) er etablert av EU, basert på reglene i den tredje energipakken. Denne organisasjonen overvåker gjennomføringen av den tredje energipakken, spiller en sentral rolle i integrasjonen av det indre marked for naturgass og elektrisitet ved å håndheve EUs rammeverk vs. de nasjonale regulatorene samt etablere samarbeide og klarhet i forståelsen av det åpne gassmarkedet.

CEER (Council of European Energy Regulators) organiserer regulatorene. I Norge er NVE medlem. Som følge av krav om nøytralitet og uavhengighet i forhold til myndighetene, har NVE allerede startet arbeidet med å etablere en egen regulatororganisasjon og vil på sikt frigjøre denne helt fra NVE både operativt og fysisk.

CEER er mottaker av de langtidsplanene hvert EU-medlem er pliktig til å levere, som beskriver det fremtidige behovet for infrastruktur og hvordan dette knyttes sammen med det indre markedet. NVE leverer p.t. ingen slik rapport for gass, bare for elektrisitet.

CEER arbeider og har organisert arbeidsgrupper på to områder:

- *Gas Storage (GST) Task Force will carry out a status review of the implementation of the GGPSSO for capacity allocation mechanisms and congestion management procedures for storage and will review the application of Article 19 (on transparency) in Regulation (EC) 715/2009.*
- *Liquefied Natural Gas (LNG) Task Force will continue its work on access to LNG terminals by carrying out a status review of the evaluation of access regimes at LNG terminals, developing efficiency indicators and assessing actual market functioning.*

Ny regulator i Norge
Den "nye" regulatoren i Norge vil måtte møte EUs krav til nøytralitet og operere i tråd med de regler som er nedfelt i 2009/73/EU.

Dette innebærer bl.a. full uavhengighet fra andre offentlige og private interesser.
Regulatoren skal ha en sentral rolle i utviklingen av et transparent, markedsbasert system for omsetning av LNG og naturgass for øvrig.

De skal ha en aktiv rolle for å sikre tariffer for balanseringsytelser og ikke-diskriminerende tariffer som skal reflektere kostnadene ved drift og avskrivning av infrastrukturen.

Regulatoren skal fremme effektiv konkurranse som er en forutsetning for et velfungerende marked.

For den videre utviklingen av bruk av LNG som energikilde er planlegging av infrastrukturen en viktig oppgave. Dette er også del av direktivet og gjøres i dag årlig på El-siden til ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) hvor NVE er medlem. Det samme plandokument forlanges fra gasselskapene i ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) hvor Gassco er assosiert medlem.

ENTSOG skal sikre transitt gjennom land, sikre en optimal ledelse, koordinere driften og sikre en bærekraftig og fremtidsrettet utvikling av det europeiske gassmarkedet. ENTSOG har som mål å arbeide for utviklingen av ett europeisk gassmarked. Gassco har status som observatør i ENTSOG.

De fleste land i EU har eller er i ferd med gjennomføringen av bestemmelsene i EUs Tredje Energidirektiv.

7. EKSEMPEL: LIBERALISERING AV GASSMARKEDET

DANMARK	SVERIGE	NORGE (HØYTRYKK)	NORGE (LAVTRYKK)	EU
ENERGI-TILSYNET	ENERGI-MARKNADS-INSPEKSJONEN	NVE	NVE	ACER CEER
ENERGINET.DK	SVENSKA KRAFTNET.SV	GASSCO AS	GASSCO ?	ENTSOG
100 % STATLIG	100 % STATLIG	100 % STATLIG	?	100 % EU

7.1 REGULATORROLLEN

I Norge er det Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som ivaretar regulatorrollen i dag. Regulatoren antar vi skal ha ansvar for markedene for elektrisitet, naturgass/LNG, biogass og fjernvarme.

For naturgass og LNG vil reguleringen rette seg mot LNG-produsentene og distributørene som er underlagt konsesjonsbetingelser. Regulatoren vil overvåke tariffene for transmisjon og distribusjon. Videre vil Regulator ha i oppgave å følge opp markedet sett fra kjøpernes side.

7.2 TRANSMISJONSOPERATØR

Operatøren skal tilby transport og balanseservice i tillegg til å overvåke forsyningssikkerheten. De skal videre fastsette infrastrukturtariffer på ulike nivåer i leveransekjeden, sikre rett kvalitet og sikre sluttbruker tilgang til LNG/naturgass i fri konkurranse. Videre skal operatøren ivareta langsiktig infrastrukturplanlegging og utbygging under hensyntagen til fremtidig behov og etterspørsel. Dette selskapet vil dels leie og dels eie anleggene.

Distribusjonsselskapene vil måtte inngå avtale med distribusjonsoperatøren og innordne seg de informasjonskrav som stilles m.h.t. åpen og forpliktende markedsinformasjon. Distribusjonsselskapene blir da transportkunder i transmisjonssystemet og kjøper transportrettigheter av LNG for videresalg til kundene.

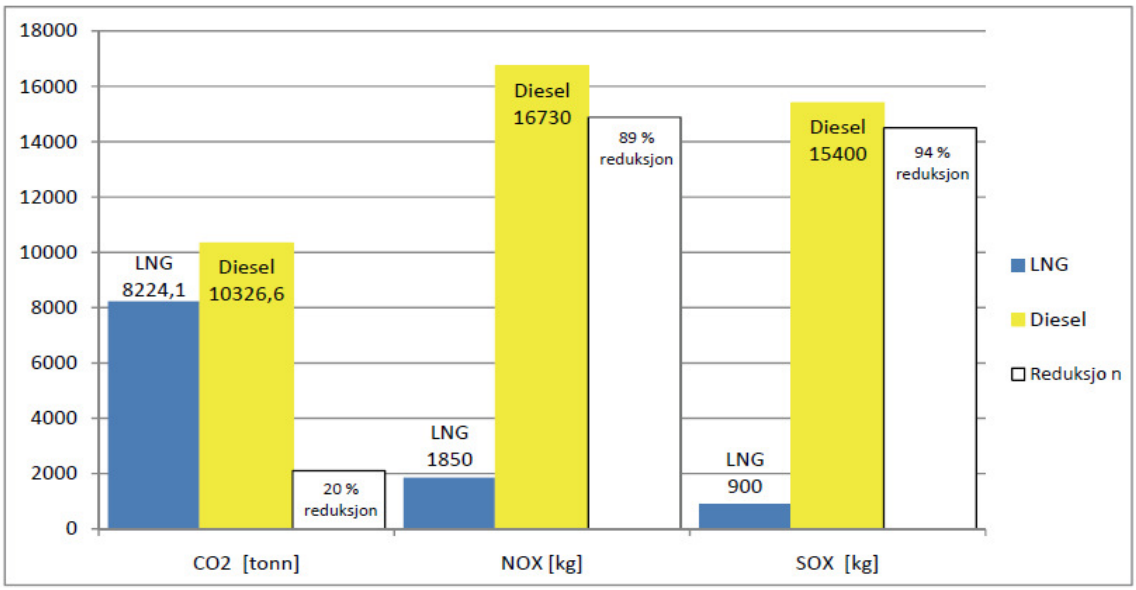
7.3 DISTRIBUSJONSSELSKAPENE vil være de etablerte distribusjonsselskapene som Gasnor, Skangass, Skagarak Naturgass, Møre Naturgass, Barents Naturgass samt nykommere. Disse skal i prinsippet levere LNG fysisk inn til transmisjonsoperatørens lager- og bunkringsanlegg som leverer LNG/naturgass til distribusjonsselskapenes kunder.

8. MILJØKRAV GIR ØKT LNG-FORBRUK

Næringslivets NOx-fond har fokusert på bruk av LNG som energibærer som viktig tiltak for å kunne oppfylle forpliktelsene i Miljøavtalen om NOx fra 2011 - 2017. Bakgrunnen er en NOx-reduksjon på 90 % ved overgang til LNG som drivstoff. Samlet NOx-reduksjon for disse tiltakene er per dato beregnet til å bli opp mot 6 000 tonn NOx per år innen utløp av 2017.

Effekten av overgang til LNG som energibærer er vist i figuren nedenfor.

Figur 18. MILJØEFFEKTER AV OVERGANG TIL LNG SOM DRIVSTOFF

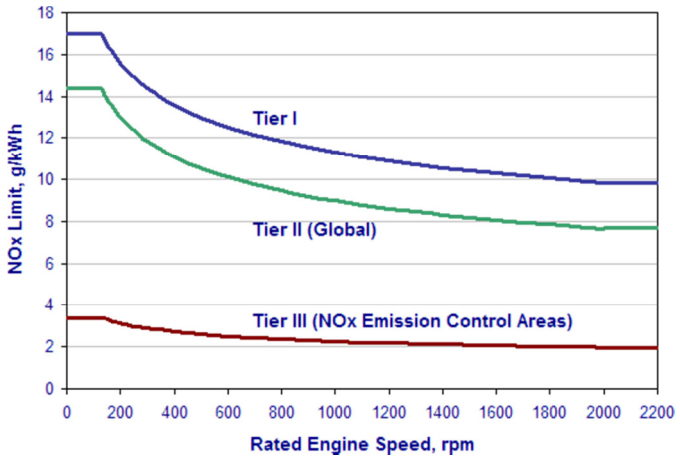


FN's sjøfartsorganisasjon IMO (International Maritime Organization), samt EU har vedtatt strenge utslippskrav for maritim virksomhet i flere trinn:

NOx

For NOx har de strengeste globale utslippskravene (Tier II = 15 % lavere enn Tier I) vært gjeldende for nybygde skip og motorinstallasjoner siden 1.1.2011. I tillegg innføres enda strengere krav (Tier III = 80 % lavere enn Tier I) til nybygg og installasjoner fra 1.1.2016 for skip som skal operere innenfor såkalte Emission Control Areas (ECA). Kravene er fremstilt i figur 19.

Figur 19. IMO – UTSLIPPSKRAV TIL NOx



Foreløpig er ECA for NOx kun opprettet i farvann rundt Nord-Amerika/USA, men IMO vil i nær fremtid også ta stilling til slik status for områdene Nordsjøen og Østersjøen. All grunnlagsdokumentasjon peker i retning av at disse områdene kvalifiserer for slik status og en kan for alle praktiske formål regne Nordsjøen og Østersjøen som NOx-ECA i fremtiden. En oversikt over dagens ECA og mulige kommende ECA er gitt i figur 20 nedenfor.

Bruk av LNG oppfyller Tier III kravene, men også rensning av eksos ved bruk av katalysatorer (Selective Catalytic Reactors – SCR) samt øvrig teknologi under utvikling (Exhaust Gas Recirculation - EGR) vil kunne møte disse kravene. De to sistnevnte teknologiene reduserer imidlertid ikke utslipp av SOx og partikler, i motsetning til LNG som nesten eliminerer SOx og partikler.

SOx

For SOx er IMO-kravene utformet som fastsatte maksimumsgrenser for svovelinnhold i drivstoff for alle skip, både nye og eksisterende. Renseteknologier (for eksempel «exhaust gas scrubbers») som reduserer SOx-utslipp tilsvarende disse nivåene, er akseptert som alternativ til å benytte lavsvovel drivstoff. Kravene er strengere innenfor Emission Control Areas (ECA) for SOx, som omfatter Nordsjøen og Østersjøen i tillegg til farvann rundt Nord-Amerika/USA. De strengeste kravene på 0,10 % svovel skal være implementert fra 1. januar 2015 (se oversikt i tabell 6 nedenfor).

Drivstoff med svovelnivå på 0,1 % eller lavere, tilsvarer i praksis den reneste destillatkvaliteten for diesel på skip i våre farvann i dag, det vil si marin gassolje (MGO). I EU (inkl. under EØS) er det krav til maksimalt 0,1 % svovelinnhold i all MGO som selges og brukes. Det er videre et nasjonalt krav i Norge at riksvegfergene benytter MGO.'

Tabell 6. SVOVELKRAV (i vektprosent) FRA IMO INNENFOR OG UTENFOR ECA (Emission Control Areas, inkludert Nordsjøen/Østersjøen).

Utenfor ECA	Innenfor ECA
4.50 % før 1. Januar 2012	1.50 % før 1. juli 2010
3.50 % fra og med 1. januar 2012	1.00 % fra og med 1. juli 2010
0.50 % fra og med 1. januar 2020*	0.10 % fra og med 2015

*Avhengig av resultatene fra undersøkelser (planlagt konkludert i 2018) om tilgjengeligheten av påkrevet drivstoff, vil dette tidspunktet kunne bli utsatt til 1. januar 2025.

Emission Control Areas (ECA) er områdene som er definert av IMO med særlige utslippsrestriksjoner. Figur 20 viser de Europeiske Emission Control Areas (ECA) for SOx som omfatter Østersjøen, Nordsjøen (sør for 62 breddegrad) og den engelske kanal).

Figur 20. "EMISSION CONTROL AREAS" (ECA) iht. IMO EUROPA (SOx OG FORVENTET NOx)

I tillegg til utslippskravene under IMO, har EU vedtatt egne krav til svovel i drivstoff i EU/EØS-områder:

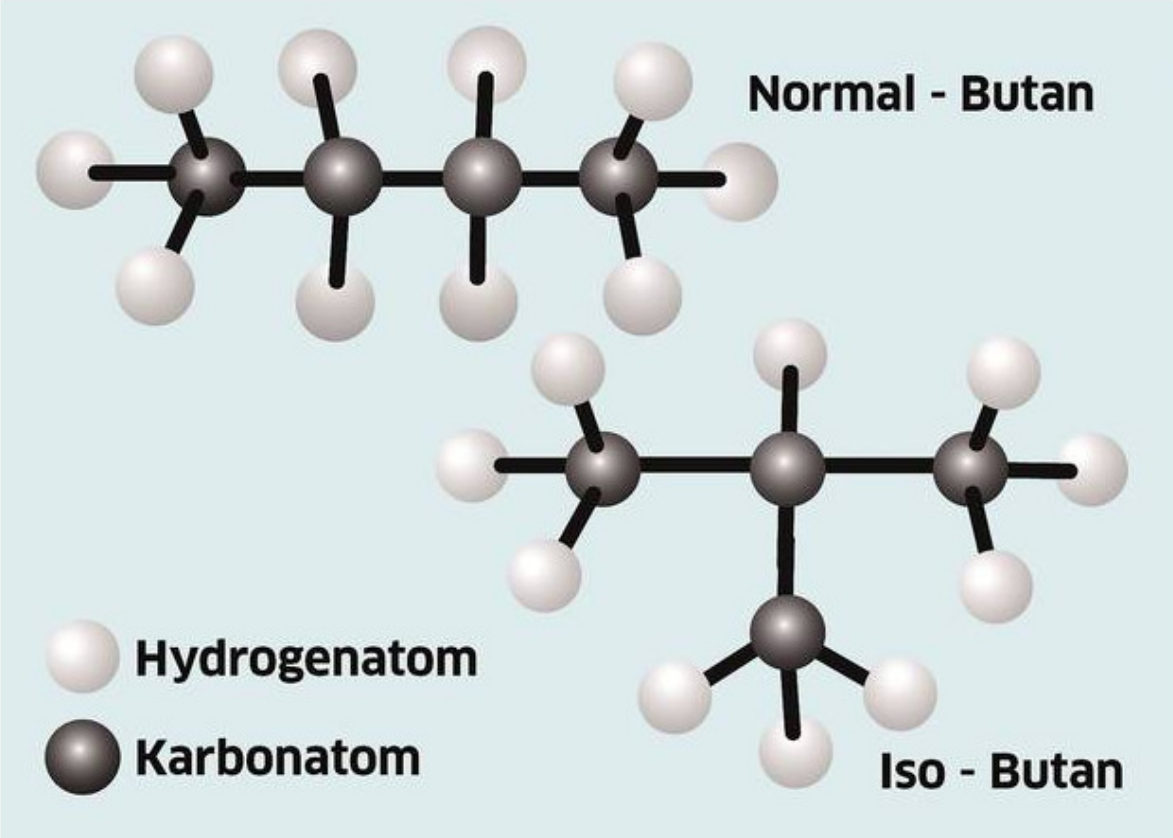
- Et forbud mot bruk av alt marint drivstoff med et svovelinnhold > 0,1 % fra 1.1.2010, som benyttes av skip mens de ligger til kai i havner innenfor EU-området, samt på innenlandske vannveier

- Et forbud mot bruk av marint drivstoff med svovelinnhold > 1,5 % frem til 1. januar 2020 for passasjerskip i rutefart som anløper europeiske havner utenfor ECA
- Et krav til 0,5 % svovel utenfor ECA fra 1. januar 2020 uten opsjon for utsettelse til 2025 (slik som IMO åpner for, se merknad til tabell 6).

Man forventer at miljøkravene vil øke interessen for overgang til LNG-drevne skip, siden LNG reduserer effektivt både NOx og SOx. I tillegg reduserer LNG svært effektivt partikkel-forurensning, som ennå ikke er direkte regulert for skipsfart (annet enn gjennom kravene til svovelinnhold i drivstoff), men som er høyt på agendaen i IMOs arbeid med tanke på mulig fremtidig virkemiddelbruk der både helse- og klimahensyn er viktige.

9. NATURGASS OG LNG – DEFINISJONER

Figur 21. BUTANATOMET



Slik er normal butan og iso butan bygd opp. Hydrogenatomene er hvite, karbonatomene grå. Øverst vises normal butan, og iso butan nederst. Foto: Trainor

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 CH4. Naturgassen fra Nordsjøen inneholder i gjennomsnitt om lag 80 % metan. Resten består for det meste av etan (C2H6), propan (C3H8), butan (C4H10), karbondioksid (CO_2), nitrogen (N2) 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.

Tabell 7. FYSIKALSKE DATA FOR BRENNGASSER

	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)

Rikgass

Blanding av våte og tørre gasskomponenter (metan, etan, propan, butaner, etc.) som sendes samlet i en strøm gjennom en rørledning. Både Statpipe-rørledningen mellom Statfjord-feltene og Kårstø-anleggene og Åsgard Transport er rørledninger for rikgass.

Våtgass

Er et samlebegrep for flere flytende petroleumskvaliteter i det vesentlige av etan, propan og butan og nafta. Gassen er delvis flytende ved atmosfærisk trykk og må transporteres med spesialskip. Propan og butan går også under betegnelsen **LPG** (Liquified Petroleum Gas), og forekommer også som komponenter i råolje.

Tørrgass

Er 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;

- komprimert form (**CNG**, Compressed Natural Gas)
- nedkjølt til -163°C til flytende form (**LNG**, Liquified Natural Gas).

LNG (Liqiuefied Natural Gas) kjøles ned til –163°C og flytende form for lagring og transport. Foto: Istockphoto

LNG

Nedkjølt naturgass (eng. Liqiuefied Natural Gas), flytende metangass, som er omdannet til flytende form ved nedkjøling til –163°C. Transporteres i spesialskip, LNG-tankere. Ett tonn LNG tilsvarer om lag 1400 kubikkmeter naturgass i gassform under normale forhold, definert som 1 atmosfære trykk (1,01325 bar) og 15 °C. Volummessig er forholdet mellom gass i gassform og LNG som 1:625. Brennverdi, eller energiinnhold, er i størrelsesorden 38-40 MJ/Sm3.

LPG

Flytende petroleumsgasser (eng. Liquiefied Petroleum Gases) består av propan og butan som er omdannet til væskeform ved trykk på rundt 7-8 bar, eller ved noe nedkjøling. I Norge er LPG ensbetydende med propan (95 prosent propan og 5 prosent butan), fordi propan har

temperaturegenskaper som gjør den godt egnet til bruk i våre områder. Transporteres om bord i spesialskip, såkalte LPG-tankere. Brennverdi, energiinnhold, er ca. 100 MJ/Sm3.

NGL

NGL er et engelsk begrep og står for natural gas liquids, eller flytende gasskomponenter som blir produsert både fra olje- og gassfelt på norsk sokkel. Gass blir til væske ved relativt små økninger i trykk eller reduksjoner i temperatur. I gassvirksomheten benyttes det som et samlebegrep for petroleumskvalitetene etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta. NGL-produktene ekstraheres ved flere av de norske gassbehandlingsanleggene. Eksporten av norskprodusert NGL var i 2008 på drøye 4,8 millioner tonn, eller nærmere 9 millioner kubikkmeter. Brennverdi, eller energiinnhold, er i størrelsesorden 90-100 MJ/Sm3.

Kondensat, nafta og naturbensin

Betegnelse på de tyngste delene av naturgassen (komponenter med 5 eller flere karbon-atomer, også omtalt som C5+). Disse stoffene opptrer normalt i flytende form, men en liten andel følger ofte med tørrgass og rikgass i gassfase.

Brukere (skipere)

Brukere (skipere) er de som eier gassen som skal transporteres.

Sm3

Sm3 er forkortelsen som ofte brukes for standard kubikkmeter, eller en kubikkmeter gass under normale forhold, definert som 1 atmosfære trykk (1,01325 bar) og 15 °C. Dette begrepet brukes når man angir volumet av gassen.

Normalkubikkmeter (Nm3) vs. standardkubikkmeter (Sm3):

I noen internasjonale gassoversikter opereres det med normalkubikkmeter (Nm3), mens andre oversikter benytter standardkubikkmeter (Sm3). Enkelt forklart inneholder en normalkubikkmeter mer gass enn en standardkubikkmeter. Mens 1 Nm3 inneholder 1,055 standardkubikkmeter (Sm3), inneholder 1 Sm3 0,948 normalkubikkmeter (Nm3).

Oppstrøm

Samlebegrep for aktiviteter som skjer før råolje forlater (eksport-) terminalen og gass forlater gassbehandlingsanlegget. Leting etter olje og gass og produksjon fra felt er eksempler på oppstrømsaktiviteter.

Nedstrøm

Det norske begrepet nedstrøm er avledet av det engelske uttrykket "downstream," og er en samlebetegnelse på all olje- og gassvirksomhet som er knyttet til raffinering, distribusjon og salg av produktene. Eller de aktivitetene som foregår etter at oljen og gassen har forlatt (eksport-)terminalen og blir behandlet, raffinert, transportert og solgt til forbrukeren.

Mmbtu

MMBTU – One million British Thermal Units or BTUs. Naturgass blir normalt kjøpt og I MMBTUs I UK og USA. Future priser blir normalt referert som sammenligningsgrunnlag.

KILDER

1. Gassmaks: Videreforedling av norsk gass i Norge, Sund Energi /Gassmaks/ Forskningsrådet http://www.forskningsradet.no/prognett-gassmaks/Nyheter/Kan_vi_tiltrekke_oss_mer_gassbasert_industri_til_Norge/1253980337305/p1228296770636

2. "Gass HUB i Norge", Terje Martin Halmø/Gassmaks/Forskningsrådet *www.forskningsradet.no/**gass**maks*

3. "North European LNG Infrastructure Project" (Nov. 2011) http://www.dma.dk/themes/LNGinfrastructureproject/Documents/Final%20Report/LNG_Full_report_Mgg_2012_04_02_1.pdf

4. "World LNG Report 2011" International Gas Union http://www.igu.org/igu-publications/LNG%20Report%202011.pdf

5. EØS-avtalen og norsk energipolitikk, Energimeldingen, Rapport 8 http://www.europautredningen.no/wp-content/uploads/2011/04/Rap8-energi2.pdf

6. BP Statistical Review of World Energy 2012 (British Petroleum) http://www.bp.com/assets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf

7. The Genesis og LNG Bunkers (TRI-ZEN Consulting Company) http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Documents/Air%20pollution/LNG%20Bunker%20Perspectives%20Feb%202012.pdf

8. Fremtidsbilder for norsk naturgassdistribusjon 2015 – 2025 (ENOVA SF – MARINTEK) http://www2.enova.no/publikasjonsoversikt/publicationdetails.aspx?publicationID=268

9. Økt bruk av gass innenlands: Norge som del av et europeisk gassmarked (Bjørndalen/Nese – SNF) http://www.forskningsradet.no/

10. Developments in LNG Trade and Pricing (Energy Charter Secretariat 2009) http://www.jai-energy.com/pubs/LNG_2009_ENG.pdf .

11. Bringing Gas to the Market
http://www.encharter.org/fileadmin/user_upload/Publications/Gas_Tariffs_2012_ENG.pdf

12. LNG FÖR FARTYGSDRIFT I SVERIGE
http://www.sweship.se/Files/091214%20Slutrapport%20LNG.pdf

Notat

Fra: **Henrik Bjørnebye**

Til: **Næringslivets NOx-fond**

v/Helge Hoel og Geir Høibye

Dato: **10. april 2013**

ANVENDELSE AV GASSDIREKTIV 2009/73/EF PÅ LNG-MARKEDER

1 Sammendrag

I denne betenkningen vurderer jeg to juridiske spørsmål av betydning for anvendelsen av EUs gassdirektiv 2009/73/EF på det norske markedet for LNG (Liquified Natural Gas), forutsatt at direktivet blir innlemmet i EØS-avtalen. Det første spørsmålet er i hvilken utstrekning gassdirektivet kommer til anvendelse på LNG-markeder. Det andre spørsmålet er hvorvidt det vil være adgang til å unnta det norske markedet fra gassdirektivets bestemmelser i den utstrekning direktivet kommer til anvendelse.

I hvilken utstrekning kommer gassdirektivet til anvendelse på LNG-markeder?

Det er presisert i en rekke av bestemmelsene i gassdirektivet at LNG som produkt er omfattet av direktivets anvendelsesområde, jf for eksempel direktivet artikkel 1 nr. 2 og definisjonen av *«forsyning»* i artikkel 2 nr. 7. Flere av de generelle bestemmelsene i direktivet kan dermed tenkes å få betydning for LNG-markedet.

Rørledningstransport av naturgass er gjenstand for utførlig regulering i gassdirektivet og i den nært beslektede gassforordning (EF) No. 715/2009. Med tanke på transportinfrastrukturen for LNG, er dessuten LNG-anlegg *(«LNG-faciliteter»)* og lageranlegg (*«lagerfaciliteter»*) gjenstand for omfattende regulering som deler av gasstransportsystemet i denne EU-lovgivningen. Tatt i betraktning særtrekkene ved småskala LNG-markeder, som det norske, er et sentralt spørsmål i dette notatet om reguleringen omfatter LNG-anlegg og LNG-lageranlegg som ikke er fysisk tilknyttet en gassrørledningsinfrastruktur.

Gassdirektivet stiller krav om regulert tredjepartsadgang til *LNG-anlegg*, jf direktivet artikkel 32. Definisjonen av LNG-anlegg i gassdirektivet artikkel 2 nr. 11 omfatter både anlegg for nedkjøling av LNG til naturgass og anlegg for mottak av LNG. For de sistnevnte mottaksterminalene forstår jeg definisjonen slik at den bare omfatter anlegg for import,

lossing *og* regassifisering. Ut i fra en slik tolkning vil LNG-anlegg uten regassifisering, hvor gassen losses ut for videre transport i form av LNG, ikke være omfattet av definisjonen, og dermed heller ikke være omfattet av direktivets krav til regulert tredjepartsadgang. Direktivets ordlyd åpner for tolkningstvil, og løsningen er ikke helt sikker.

Et neste spørsmål er om frittstående anlegg for lagring av LNG utgjør et *lageranlegg* i gassdirektivets forstand, og dermed kan være omfattet direktivet. Etter mitt syn er det mest naturlig å forstå gassdirektivets definisjon av lageranlegg slik at det omfatter anlegg for lagring av LNG så vel som naturgass i gassform. Et viktig spørsmål er dermed om et LNG-lageranlegg som ikke er tilknyttet rørledningsinfrastruktur kan være omfattet av gassdirektivets regulering av tredjepartsadgang.

Gassdirektivet artikkel 33 stiller krav om regulert eller forhandlet tredjepartsadgang til lageranlegg *«Hvis det er teknisk og/eller økonomisk nødvendigt for at yde effektiv systemadgang med henblik på forsyning af kunderne samt for tilrettelæggelse af adgang til hjælpefunktioner»*. Vilkåret om at adgang må være nødvendig for å yte systemadgang sammenholdt med direktivets definisjon av *«system»* gir ikke noe entydig svar på om rørledningstilknytning er et vilkår for at bestemmelsene om tredjepartsadgang mv skal komme til anvendelse for lageranlegg. Ordlyden i direktivet åpner for tolkningstvil på flere punkter, og løsningen på spørsmålet er etter mitt syn usikker. Selv om løsningen ikke er klar, mener jeg det er mest nærliggende å forstå direktivet slik at det ikke oppstiller noe vilkår om at lageranlegg må være fysisk tilknyttet en rørledningsinfrastruktur for at anleggene skal være omfattet av direktivets bestemmelser. I praksis må det dermed foretas en konkret vurdering av hvert enkelt anlegg, hvor det kan tenkes at enkelte lageranlegg anses nødvendig for å sikre systemadgang og dermed skal være gjenstand for tredjepartsadgang, mens andre anlegg ikke gjøres til gjenstand for tredjepartsadgang.

LNG-transport ved skip og lastebil, eller eventuell annen transport som ikke er rørbundet, er så vidt jeg kan se ikke gjenstand for særskilt regulering i gassdirektivet og gassforordningen utover de generelle kravene som kan komme til anvendelse for LNG-markedet som sådan.

Er det adgang til å unnta det norske markedet fra gassdirektivets bestemmelser?

Det norske gassmarkedet har i dag unntak fra en rekke av bestemmelsene i gassdirektiv 2003/55/EF som et marked under oppbygning (*«emergent market»*), jf direktivet artikkel 28 nr. 2. Det følger av EØS-komiteens beslutning 2. desember 2005 om innlemmelse av direktivet i EØS-avtalen at Norge skal regnes som et marked under oppbygning fra 10. april 2004. I flere av de norske offentlige dokumentene hvor unntaket er omtalt synes det å være lagt til grunn at unntaket maksimalt kan gjelde i 10 år; det vil si fram til 10. april 2014.

Gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 49 nr. 2 åpner for unntak for markeder under oppbygning tilsvarende unntaksadgangen i gassdirektiv 2003/55/EF artikkel 28 nr. 2. Definisjonen av *«marked under oppbygning»* i direktiv 2003/55/EF er videreført uendret i direktiv 2009/73/EF artikkel 2 nr. 31.

Så lenge vilkårene for å gi unntak fortsatt er oppfylt, antar jeg at det ikke er noe i veien for at dagens unntak besluttes videreført ved implementering av nytt gassdirektiv for tiden frem til 10. april 2014. Hvorvidt det er adgang til å videreføre det norske unntaket for marked under oppbygning i tiden *etter* 10. april 2014 vil bero på når «*den første kommercielle forsyning i henhold til dens første langtidskontrakt om naturgasforsyning*» anses for å ha funnet sted i Norge, jf definisjonen i direktivet artikkel 2 nr. 31. Det følger av direktivet artikkel 49 nr. 2 lest i sammenheng med artikkel 2 nr. 31 at unntaket automatisk bortfaller maksimalt 10 år etter dette tidspunktet.

Dersom EØS-komiteens beslutning av 2. desember 2005 må forstås slik at 10. april 2004 var ment som et skjæringstidspunkt for oppstart av kommersielle forsyninger, vil det etter mitt syn neppe være adgang til å gi nye unntak utover 10. april 2014. Hvis det likevel skulle være holdepunkter for at starttidspunktet i medhold av definisjonen i artikkel 2 nr. 31 er senere enn 2004, kan det argumenteres med at det foreligger grunnlag for tilsvarende forlengelse av unntaksperioden forutsatt at øvrige vilkår er oppfylt. Endelig har EØS-komiteen en begrenset adgang til å foreta endringer eller særskilte tilpasninger ved innlemmelse av nye rettsakter i EØS-avtalen, og i prinsippet kan det ikke helt utelukkes enkelte særløsninger knyttet til unntaksadgang.

Gassdirektiv 2009/73/EF åpner også for unntak for isolerte markeder (artikkel 40 nr. 1), for midlertidig unntak for særskilt geografiske regioner (artikkel 49 nr. 4 og 5) samt for unntak fra tredjepartsadgang ved nyinvesteringer (artikkel 36). Disse unntaksmulighetene behandles ikke i detalj i dette notatet.

2 Innledning

Næringslivets NOx-fond har bedt meg om å vurdere to juridiske spørsmål knyttet til anvendelsen av EUs gassdirektiv 2009/73/EF på det norske markedet for flytende, nedkjølt naturgass, i det følgende omtalt som LNG (Liquified Natural Gas).

Det første spørsmålet gjelder gassdirektivets anvendelsesområde; i hvilken utstrekning kommer gassdirektivet til anvendelse på LNG-markeder?

Det andre spørsmålet gjelder Norges adgang til å gjøre unntak fra reglene i gassdirektivet. I anledning innlemmelsen av EUs gassdirektiv 2003/55/EF i EØS-avtalen ble det fastsatt at Norge skulle regnes som et marked under oppbygning (*«emergent market»*) fra 10. april 2004.[1] I praksis innebærer dette at det norske innenlandsmarkedet for naturgass er unntatt fra en rekke av direktivets sentrale bestemmelser. Spørsmålet er om det vil være adgang til å videreføre dette unntaket ved innlemmelse av EUs nye gassdirektiv 2009/73/EF i EØS-avtalen.

I forbindelse med utarbeidelsen av dette notatet har jeg mottatt et arbeidsutkast til rapporten *«Et bedre fungerende LNG-marked»* utarbeidet av Næringslivets NOx-fond.[2] Utover det som fremgår av denne rapporten har jeg begrenset kjennskap til det norske LNG-markedet. Jeg har ikke til hensikt, og har heller ikke forutsetninger for, å foreta egne faktiske vurderinger av LNG-markedet. I det følgende vil jeg derfor redegjøre for mitt syn på de generelle juridiske tolkningsspørsmålene direktivet reiser uten å ta konkret stilling til anvendelsen på det norske markedet etter dagens markedsforhold.

I det følgende vil jeg først gi en kortfattet oversikt over gassdirektiv 2009/73/EF og den beslektede gassforordning (EF) No. 715/2009 nedenfor i punkt 3. Deretter vil jeg behandle de to spørsmålene jeg er bedt om å vurdere i punkt 4 og 5.

3 Kort om gassdirektivet og gassforordningen

Gassdirektiv 2009/73/EF ble vedtatt i EU den 13. juli 2009. EUs medlemsstater hadde frist til 3. mars 2011 med å implementere direktivet i nasjonal lovgivning.[3] Direktivet utgjør en del av EUs tredje energimarkedspakke, som foruten gassdirektivet består av fire andre lovgivningstiltak; gassforordning (EF) No. 715/2009, eldirektiv 2009/72/EF, elforordning (EF) No. 714/2009 og ACER-forordning (EF) No. 713/2009. Gassdirektivet og gassforordningen er mest sentrale for spørsmålene i dette notatet.

---

[1] EØS-komiteens beslutning nr. 146/2005 av 2. desember 2005 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi), artikkel 1 nr. 2 (nytt punkt 23, bokstav (g)).

[2] Utkast til rapport datert 28. januar 2013 med vedlegg datert 9. januar 2013.

[3] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 1 (hvor det også er angitt at direktivets artikkel 11 skal gjelde i nasjonal lovgivning fra 3. mars 2013).

Gassdirektiv 2009/73/EF erstatter tidligere gassdirektiv 2003/55/EF, som igjen erstattet første gassdirektiv 98/30/EF. Det nye direktivet er ment å videreføre prosessen med å etablere et konkurransebasert, sikkert og miljømessig bærekraftig indre marked for gass innen EU.[4] Med henblikk på å fremme utviklingen av et indre gassmarked stiller direktivet blant annet strengere krav til aktørskille mellom monopolbaserte rørledningsaktiviteter og konkurransebaserte produksjons- og salgsaktiviteter (*«unbundling»*) enn det som var tilfelle under gassdirektiv 2003/55/EF. I likhet med gassdirektiv 2003/55/EF, har også det nye direktivet enkelte særskilte bestemmelser som regulerer LNG-anlegg og lageranlegg. Verken gassdirektiv 2003/55/EF eller gassdirektiv 2009/73/EF er totalharmoniseringsdirektiver. Det innebærer at norske myndigheter i utgangspunktet står fritt til å innføre regler som går lenger enn det direktivene krever, for eksempel ved å åpne for tredjepartsadgang utover direktivenes minstekrav.

Det nye gassdirektivet må leses i sammenheng med gassforordning (EF) No. 715/2009. Gassforordningen ble gjort bindende for EUs medlemsstater fra 3. september 2009.[5] Den nye forordningen erstatter tidligere gassforordning (EF) No. 1775/2005, som ble opphevet i EU-landene av den nye forordningen med virkning fra 3. mars 2011.[6] Hovedformålene med forordningen fremgår av artikkel 1. Når det gjelder LNG-markedet fremgår det at forordningen har til formål å fastsette ikke-diskriminerende adgangsvilkår til LNG-anlegg og lageranlegg tatt i betraktning de særskilte karakteristika ved nasjonale og regionale markeder.[7]

Gassdirektiv 2009/73/EF og gassforordning (EF) No. 715/2009 er foreløpig ikke innlemmet i EØS-avtalen. Tidligere gassdirektiv 2003/55/EF og tidligere gassforordning (EF) No. 1775/2005 er derimot begge gjort til del av EØS-avtalen. I det følgende legger jeg til grunn at nytt direktiv og forordning også er EØS-relevante, og at de derfor vil bli innlemmet i EØS-avtalen og dermed bli bindende for Norge på et senere tidspunkt.[8] Ved slik innlemmelse må gassforordningen gjøres til en del av norsk rett som sådan, mens norske myndigheter står friere til å bestemme formen og midlene ved gjennomføring av direktivet, jf EØS-avtalen artikkel 7.

For ordens skyld peker jeg på at gassmarkedet, herunder markedet for LNG, også kan være gjenstand for annen regulering enn den som behandles i denne betenkningen. Eksempelvis kan både nasjonale og EU/EØS-konkurranseregler, regler om statsstøtte samt annen nasjonal og overnasjonal markedsregulering tenkes å få betydning for organisering av og atferden på slike markeder. Jeg behandler ikke slik annen regulering i dette notatet. I og med at temaet for

---

[4] Se blant annet direktiv 2009/73/EF, fortalens premiss 1 samt artikkel 3 nr. 1.

[5] Se gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 32.

[6] Se gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 31.

[7] Gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 1 første avsnitt bokstav (b).

[8] Se i denne sammenheng blant annet EØS-notatet om gasstrasmisjonsforordning (justering), opprettet 22.11.2007 og sist endret 26.04.2010, hvor det legges til grunn at forordningen er EØS-relevant, se http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos/eos-notatbasen/notatene/2007/nov/gasstransmisjonsforordning-justering.html?id=522815 (sist besøkt 11. januar 2013).

denne betenkningen er hvilke rammer *gassdirektivet* oppstiller for nasjonal regulering, vil jeg heller ikke gå nærmere inn på hvordan reglene rent faktisk er implementert i norsk rett ved naturgassloven med tilhørende forskrift.

4 Gassdirektivets anvendelsesområde for LNG

4.1 Innledning

Det generelle anvendelsesområdet til gassdirektiv 2009/73/EF er beskrevet på følgende måte i artikkel 1 nr. 1:

> *«I dette direktiv fastsættes fælles regler for transmission, distribution, forsyning og oplagring af naturgas. Det fastlægger regler for, hvordan sektoren for naturgas skal organiseres og fungere, hvordan der opnås adgang til markedet, samt hvilke kriterier og procedurer der skal anvendes ved udstedelse af godkendelser til transmission, distribution, forsyning og oplagring af naturgas, samt hvorledes systemerne skal drives.»*

Det følger av bestemmelsen at direktivet omfatter alle ledd i ressurskjeden fra gasstransmisjon til forsyning.[9] I likhet med direktivets tittel, omtaler bestemmelsen uttrykkelig *«naturgas»*. Begrepet er ikke nærmere definert i direktivet. Ut i fra en alminnelig språklig forståelse kan det argumenteres for at naturgass bare omfatter hydrokarboner i gassform, og at LNG derfor ikke er omfattet.[10] I praksis finnes nok eksempler både på definisjoner hvor LNG er omfattet og hvor det ikke er omfattet av naturgassdefinisjonen.[11]

Det er imidlertid presisert i en rekke av bestemmelsene i gassdirektivet at LNG er omfattet av direktivets anvendelsesområde. Eksempelvis følger det av artikkel 1 nr. 2 at *«De regler, der fastsættes i dette direktiv om naturgas, <u>som også omfatter LNG</u>, gælder ligeledes»* for enkelte andre typer gass (min understrekning). Likeledes er begrepet *«forsyning»* definert som *«salg,*

---

[9] Strengt tatt har direktivet et enda videre anvendelsesområde enn det som uttrykkelig fremgår av artikkel 1, ved at direktivet også inneholder en bestemmelse om adgangen til oppstrøms gassrørledningsnett i artikkel 34. Samtidig fokuserer direktivet særlig på regulering av transmisjon, distribusjon og lagring av naturgass. I og med at gassrørledningsnettet på norsk kontinentalsokkel anses som et oppstrøms gassrørledningsnett, vil i praksis mange av direktivets bestemmelser derfor være av størst interesse for det norske innenlandsmarkedet for naturgass. Tilsvarende vil gassforordningen særlig ha betydning for innenlandsmarkedet for naturgass. En nærmere behandling av reguleringen av oppstrøms gassrørledningsnett faller utenfor rammene for dette notatet. Derimot er produksjon av naturgass som sådan ikke regulert av direktivet, men enkelte sider av utvinnings- og produksjonsaktivitetene for hydrokarboner er regulert i direktiv 94/22/EF.

[10] Se for eksempel Oljedirektoratets oljeordliste, hvor det i første delen av definisjonen av naturgass presiseres at den omfatter hydrokarboner i gassform, mens definisjonen av kondensert naturgass (LNG) viser til naturgass som er kondensert til væske ved senkning av temperatur, se http://www.npd.no/om-od/informasjonstjenester/oljeordliste/ (sist besøkt 31. januar 2013).

[11] Et eksempel på at LNG omfattes av naturgassdefinisjonen følger av den svenske naturgaslagen kapittel 1, 2 § annet avsnitt, som fremsetter at *«Med naturgas avses även flytande (kondenserad) naturgas»*.

herunder videresalg, af naturgas, herunder af LNG, til kunder».[12] I og med at salg av LNG er omfattet av direktivet, kan flere av de generelle bestemmelsene i direktivet, som for eksempel kravene til nasjonale energiregulatorer i direktivets kapittel VIII, tenkes å få betydning også for LNG-markedet.[13]

Gassdirektivet stiller omfattende krav til organiseringen og driften av gasstransportsystemet av hensyn til å realisere målsetningen om et velfungerende indre marked for naturgass. Et viktig spørsmål er derfor hvilke deler av *transportinfrastrukturen* for LNG som er gjenstand for slik særskilt regulering i direktivet. I denne sammenhengen er blant annet LNG-anlegg og lageranlegg gjenstand for utførlig regulering. Nedenfor i punkt 4.2 behandler jeg først noen generelle utgangspunkter for gassdirektivet og gassforordningens anvendelse for LNG-anlegg og lageranlegg. Med tanke på småskala LNG-markeder, slik som det norske markedet, oppstår det dessuten enkelte særlige spørsmål ved vurderingen av sekundærlovgivningens anvendelsesområde, som behandles nærmere nedenfor i punkt 4.3 og 4.4. Avslutningsvis i punkt 4.5 behandles spørsmålet om sekundærlovgivningen kommer til anvendelse på LNG-transport ved lastebil og skip.

4.2 Gassdirektivets anvendelse for LNG-anlegg og lageranlegg

Gassdirektivet fastsetter blant annet regler om *«hvorledes systemerne skal drives»*.[14] Begrepet «system» er i direktivet definert som

> *«alle transmissionsnet, distributionsnet, LNG-faciliteter og/eller lagerfaciliteter, som ejes og/eller drives af en naturgasvirksomhed, herunder linepack og virksomhedens eller tilknyttede virksomheders tilknyttede faciliteter, som leverer hjælpefunktioner, der er nødvendige for at give adgang til transmission, distribution og LNG»*[15]

Definisjonen omfatter i hvert fall to former for infrastruktur av betydning for transport og salg av LNG; LNG-faciliteter (LNG-anlegg) og lagerfaciliteter (lageranlegg). Gassdirektivet og gassforordningen fremsetter en rekke krav til regulering av slike anlegg. I denne sammenhengen er sekundærlovgivningens krav om tredjepartsadgang til infrastrukturen av sentral betydning. Disse kravene er noe forskjellige for LNG-anlegg og lageranlegg.

For LNG-anlegg stiller gassdirektivet artikkel 32 krav til medlemsstatene om å sikre at det innføres en ordning med regulert tredjepartsadgang *«til transmissions- og*

[12] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 7.
[13] Det ville føre for langt å gjennomgå alle de generelle bestemmelsene som også kan tenkes å få betydning for LNG-markedet i dette notatet, og jeg behandler derfor ikke temaet videre i det følgende.
[14] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 1 nr. 1.
[15] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 13.

distributionssystemerne samt LNG-faciliteter» som oppfyller nærmere angitte krav.[16] Direktivet fremsetter altså en selvstendig adgangsrett til LNG-fasiliteter.[17]

For adgangen til lageranlegg er det valgt en noe annen løsning i gassdirektivet artikkel 33. I henhold til sistnevnte bestemmelse gjelder det et krav om tredjepartsadgang til lageranlegg *«Hvis det er teknisk og/eller økonomisk nødvendigt for at yde effektiv systemadgang med henblik på forsyning af kunderne samt for tilrettelæggelse af adgang til hjælpefunktioner»*.[18] I slike tilfeller kan medlemsstatene i utgangspunktet velge mellom et forhandlet eller regulert tredjepartsregime.[19] Adgangen til lagringsfasiliteter er altså en betinget rett.[20] Vilkåret i artikkel 33 nr. 1 om at adgangen til lageranlegg må være nødvendig for å yte effektiv systemadgang er også avgjørende for om direktivets krav om selskapsmessig og funksjonell atskillelse av lageroperatører kommer til anvendelse.[21] Tilsvarende kommer de fleste relevante bestemmelser i gassforordningen også bare til anvendelse for lageranlegg som er gjenstand for regulert eller forhandlet tredjepartsadgang etter direktivet artikkel 33.[22]

Gassdirektivet og gassforordningen fremsetter for øvrig en rekke krav til regulering av LNG-anlegg og relevante lageranlegg som det vil føre for langt å redegjøre for i dette notatet.[23] Medlemsstatene er for eksempel pålagt å utpeke, eller å kreve at de selskapene som eier LNG-anlegg og lageranlegg utpeker, en eller flere systemoperatører for disse anleggene.[24] Disse systemoperatørene skal utføre de oppgavene som er pålagt dem i direktivet artikkel 13. Av andre sentrale regler hører de nevnte kravene til unbundling for systemoperatører av lageranlegg (artikkel 15), konfidensialitetsforpliktelsene for blant annet systemoperatører av LNG-anlegg og lageranlegg (artikkel 16), regler om regnskapsmessig atskillelse (artikkel 31), de nevnte reglene om tredjepartsadgang til LNG-anlegg (artikkel 32) og adgang til lageranlegg (artikkel 33),[25] samt retten til å nekte systemadgang på enkelte betingelser (artikkel 35).

---

[16] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 32 nr. 1.

[17] Se Anne-Karin Nesdam, Det indre transportmarkedet – en analyse av virkemiddelbruken i den fellesskapsrettslige energimarkedslovgivningen (Oslo 2007, avhandling levert til bedømmelse for doktorgraden ved Det juridiske fakultet, Universitetet i Oslo), s. 163 om den tilsvarende bestemmelsen i gassdirektiv 2003/55/EF artikkel 18.

[18] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 33 nr. 1.

[19] Se nærmere gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 33 nr. 1 jf artikkel 33 nr. 3 og 4.

[20] Se Anne-Karin Nesdam, Det indre transportmarkedet – en analyse av virkemiddelbruken i den fellesskapsrettslige energimarkedslovgivningen (Oslo 2007), s. 170 om den tilsvarende bestemmelsen i gassdirektiv 2003/55/EF artikkel 19.

[21] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 15 nr. 1 annet avsnitt.

[22] Se gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 1 tredje avsnitt, hvor det også fremgår at artikkel 19 nr. 4 i forordningen uansett gjelder.

[23] Som det fremgår av avsnittet ovenfor, må enkelte av disse bestemmelsenes anvendelse for lageranlegg vurderes i sammenheng med om tilgang til lageranlegget er nødvendig for systemadgangen.

[24] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 12.

[25] Se også gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 41 nr. 1 (n), hvor det fremgår at den nasjonale regulatoren skal overvåke og gjennomgå vilkårene for adgang til lageranlegg.

Gassforordning (EF) No. 715/2009 supplerer dessuten gassdirektiv 2009/73/EF på flere punkter når det gjelder regulering av LNG-anlegg og lageranlegg. Den nye gassforordningen gjør langt på vei bindende de tidligere frivillige Guidelines for Good Third Party Access Practice for Storage System Operators.[26] Uten å gjennomgå forordningen i detalj, er det blant annet grunn til å peke på de ytterligere reglene om tredjepartsadgang til lagrings- og LNG-anlegg (artikkel 15), prinsippene for kapasitetsallokering for lagrings- og LNG-anlegg (artikkel 17), krav til transparens (artikkel 19), arkivering (artikkel 20), systembalanse (artikkel 21) og handel med kapasitetsrettigheter (artikkel 22). Gassforordningen åpner også for at det fastsettes ytterligere regler i medhold av forordningen på en rekke områder innenfor forordningens anvendelsesområde.[27]

Tatt i betraktning den omfattende reguleringen av LNG-anlegg og lageranlegg i direktivet og i forordningen, er det viktig å fastlegge hvilke typer anlegg som omfattes av disse begrepene i direktivets forstand.

LNG-anlegg, eller *«LNG-facilitet»*, er i direktivet definert som

> *«en terminal, som anvendes til flydendegørelse af naturgas eller import, losning og forgasning af LNG, herunder de hjælpefunktioner og de midlertidige lagerfaciliteter, der er nødvendige for forgasningsprocessen og den efterfølgende levering til transmissionssystemet, bortset fra de dele af LNG-terminaler, der benyttes til oplagring».*[28]

Den delen av LNG-terminaler som benyttes til opplagring, og derfor faller utenfor den ovennevnte definisjonen av LNG-anlegg, er likevel omfattet av direktivet ved at den inngår i definisjonen av lageranlegg. *«Lagerfacilitet»* er definert som

> *«et anlæg, der anvendes til oplagring af naturgas, og som ejes og/eller drives af en naturgasvirksomhed, herunder den del af LNG-faciliteter, der benyttes til oplagring, bortset fra den del, der benyttes til produktionsformål, og bortset fra faciliteter, der udelukkende er forbeholdt transmissionssystemoperatører, således at de kan udføre deres hverv».*[29]

På ovennevnte bakgrunn vil altså de midlertidige lagerfasiliteter som er nødvendige for regassifiseringsprosessen omfattes av definisjonen av LNG-anlegg, mens øvrige deler av terminaler som brukes til lagring omfattes av definisjonen av lageranlegg.[30] Hvordan den

---

[26] Silke Goldberg og Henrik Bjørnebye, Introduction and Comment, i Bram Delvaux, Michaël Hunt and Kim Talus (eds.), EU Energy Law and Policy Issues, Volume 3 (Intersentia, 2012), s. 29.

[27] Jeg går ikke nærmere inn på de reglene som allerede er vedtatt eller de reglene som i fremtiden kan tenkes vedtatt i medhold av forordningen i dette notatet.

[28] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 11.

[29] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 9.

[30] Se tilsvarende Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas – Third Party Access to Storage Facilities (22 January 2010) , s. 5-6.

nærmere grensen mellom midlertidige lageranlegg som inngår i definisjonen av LNG-anlegg og øvrige lageranlegg som er definert som lageranlegg skal trekkes opp er av betydning i og med at gjelder forskjellige regler om tredjepartsadgang for LNG-anlegg og lageranlegg. Det faller utenfor rammene for dette notatet å vurdere denne grensedragningen nærmere.[31]

Det følger videre av direktivets ordlyd at deler av anlegg som benyttes til produksjonsformål, samt anlegg som utelukkende er forbeholdt transmisjonssystemoperatører likevel faller utenfor definisjonen av lageranlegg.[32]

4.3 Særlig om direktivets anvendelse på LNG-lageranlegg

Et særlig spørsmål som kan oppstå i forbindelse med direktivets anvendelse på LNG-markeder, er om definisjonen av lageranlegg også omfatter LNG-lageranlegg, eller om kun lageranlegg for naturgass (ekskludert LNG) er omfattet. Definisjonen av lageranlegg omfatter i utgangspunktet anlegg *«der anvendes til oplagring af naturgas»*.[33] Tilsvarende følger det av den engelske språkversjonen av direktivet at *««storage facility» means a facility used for the stocking of natural gas […]»*.

I motsetning til en del andre bestemmelser i direktivet, hvor det presiseres uttrykkelig at reglene for naturgass inkluderer LNG, er ikke tilsvarende presisering gjort i definisjonen av lageranlegg.[34] Mangelen på en slik presisering kan tale i retning av at definisjonen av lageranlegg ikke omfatter LNG-lageranlegg.

På den annen side ser det ikke ut til at de midlertidige lageranleggene som er omfattet av definisjonen av LNG-anlegg er begrenset til bare å gjelde lagring av naturgass ekskludert LNG.[35] Definisjonen av *«naturgasvirksomhed»* ser heller ikke ut til å skille mellom virksomhet som knytter seg til lagring av naturgass og lagring av LNG.[36] Endelig utelukker ikke ordlyden i definisjonen av lageranlegg at lagring av naturgass kan gjennomføres ved nedkjøling av gassen til LNG.

---

[31] Se blant annet Anton Ming-Zhi Gao, The Discovery of the Concept of LNG Storage in the European Gas Directive, http://ssrn.com/abstract=1167795 (sist besøkt 7. februar 2013) for en nærmere vurdering av spørsmålet.

[32] Se Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas – Third Party Access to Storage Facilities (22 January 2010) , s. 4-5, for en nærmere gjennomgang av EU-kommisjonens tolkning av disse avgrensningene. Se for øvrig Anne-Karin Nesdam, Det indre transportmarkedet – en analyse av virkemiddelbruken i den fellesskapsrettslige energimarkedslovgivningen (Oslo 2007), særlig s. 152-181, for en nærmere gjennomgang av infrastrukturkategorier, herunder begrepene LNG-fasiliteter og lageranlegg.

[33] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 9.

[34] Se blant annet gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 1 nr. 2, 2 nr. 1 og 2 nr 7.

[35] Se definisjonen i gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 2 nr. 11. Tilsvarende tolkning ser ut til å være lagt til grunn av EU-Kommisjonen i Se Commission Staff Working Paper, Interpretative Note on Directive 2009/73/EC Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas – Third Party Access to Storage Facilities (22 January 2010), s. 5-6.

[36] Gassdirektivet 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 1.

Selv om konklusjonen ikke er helt opplagt, er det etter mitt syn mest nærliggende å forstå gassdirektivet slik at det omfatter anlegg for lagring både i naturgassform og for LNG.

4.4 Betydningen av om LNG-anlegg og lageranlegg er tilknyttet rørledningsinfrastruktur

4.4.1 Innledning

Et annet særspørsmål som oppstår ved vurderingen av gassdirektivets anvendelsesområde for småskala LNG-markeder, slik som det norske markedet, er hvorvidt reglene kommer til anvendelse for anlegg som ikke er fysisk tilknyttet en rørledningsinfrastruktur. I de europeiske landene som importerer LNG i stor skala ilandføres LNG vanligvis ved en LNG-terminal for regassifisering og overføring til transmisjonsrørledningsnett, og eventuelt videre i distribusjonsnett, for salg til kundene. I slike tilfeller vil LNG-anlegg og lageranlegg typisk utgjøre en fysisk integrert del av gassrørledningssystemet. I Norge finnes det derimot begrenset med innenlands gassrørledningsnett, og LNG transporteres gjerne med lastebil og/eller båt til kundene uten at LNG regassifiseres og overføres ved gassrørledningstransport. Det er i dag etablert omlag 50 LNG lagrings- og bunkringsanlegg i Norge, og kunder forsynes i tillegg fra båter og om lag 50 tankbiler.[37]

Gassdirektivet tar særlig sikte på å regulere gassinfrastrukturen som naturlig monopol for å tilrettelegge for et velfungerende gassmarked. Adgang til transportinfrastrukturen på ikke-diskriminerende, objektive og transparente vilkår er et grunnleggende premiss for å sikre likebehandling av aktørene i gassmarkedet og dermed et velfungerende marked. Tatt i betraktning av gassmarkedet i hovedsak er et rørbundet marked, står regulering av rørledningsinfrastrukturen sentralt. Dette utgangspunktet fremgår også av direktivets fortale, hvor det blant annet fremheves at *«Et af hovedmålene for dette direktiv bør være etablering af et reelt indre marked for naturgas gennem et europæisk forbundet net [...]»*.[38] På denne bakgrunnen kunne det argumenteres med at LNG-anlegg og lageranlegg bare er omfattet av gassdirektivets anvendelsesområde i den utstrekning slike anlegg utgjør en nødvendig del av gassrørledningsinfrastrukturen.

4.4.2 LNG-anlegg

Som nevnt ovenfor i punkt 4.2, stiller gassdirektivet artikkel 32 nr. 1 krav om en selvstendig adgangsrett til LNG-anlegg. Bestemmelsen oppstiller følgelig ikke noe eget krav om at LNG-anlegg må være tilknyttet rørtransportinfrastruktur for at reglene om tredjepartsadgang skal komme til anvendelse. Spørsmålet er dermed om det kan utledes et slikt krav av definisjonen av LNG-anlegg («LNG-facilitet») i gassdirektivet artikkel 2 nr. 11.

---

[37] Se utkast til rapporten Et bedre fungerende LNG-marked, Næringslivets NOx-fond (utkast datert 28. januar 2013), s. 12-13.

[38] Gassdirektiv 2009/73/EF, fortalen para 57.

Definisjonen av LNG-anlegg omfatter både terminaler for nedkjøling av naturgass til LNG og terminaler som anvendes til *«import, losning og forgasning af LNG»*.[39]. Definisjonen inneholder dessuten en presisering om at de sistnevnte mottaksterminalene omfatter *«herunder de hjælpefunktioner og de midlertidige lagerfaciliteter, der er nødvendige for forgasningsprocessen og den efterfølgende levering til transmissionssystemet»* (min understrekning).[40] Så vidt jeg har forstått, er det av særlig interesse å avklare LNG-anleggsdefinisjonens rekkevidde for *mottaksterminalene* i det norske markedet. Jeg konsentrerer meg derfor om dette spørsmålet i det følgende, og går ikke nærmere inn på direktivets anvendelse på terminaler for omdanning av naturgass til LNG.

Et spørsmål ved tolkningen av definisjonen av LNG-anlegg er om kun mottaksterminaler med import-, lossing- *og* regassifiseringsfunksjon omfattes av definisjonen, eller om terminaler uten regassifiseringsfunksjon, hvor videre transport skjer i LNG-form, også er omfattet. I praksis vil regassifisering være aktuelt hvor gassen enten skal transporteres videre i et rørledningssystem eller skal brukes som innsatsfaktor ved regassifiseringspunktet. Bestemmelsens ordlyd synes å gi uttrykk for at vilkårene er kumulative slik at kun anlegg som anvendes til import, lossing *og* regassifisering er omfattet av definisjonen for mottaksterminaler.[41] Presiseringen i definisjonen om at mottaksterminalene også omfatter nødvendige hjelpefunksjoner for regassifisering og etterfølgende levering til transmisjonssystemet taler i samme retning.

Slik definisjonen av LNG-anlegg er formulert, kunne det også argumenteres med at ordlyden tar sikte på å oppstille de to hovedalternativene LNG-nedkjølingsterminaler og mottaksterminaler, og at en mottaksterminal for import og lossing, men uten regassifisering, også kan være omfattet av definisjonen. For det tilfellet at terminalen skulle være å anse som et naturlig monopol, kan formålsbetraktninger også tale i samme retning.

Selv om løsningen ikke er helt klar, er det etter mitt syn mest nærliggende å forstå definisjonen slik at LNG-importanlegg uten regassifisering ikke er omfattet av gassdirektivets definisjon av LNG-anlegg. Samtidig kan det reises spørsmål ved om lagringsfunksjonen i et anlegg for import, lossing og utlossing av LNG likevel kan være å anse som et lageranlegg i gassdirektivets forstand.

---

[39] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 11.

[40] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 11. Se også den tilsvarende ordlyden i direktivet artikkel 33 nr. 2.

[41] Ordlyden i den svenske og engelske språkversjonen av direktivet ser også ut til å gi uttrykk for en tilsvarende forståelse. Council of European Energy Regulators (CEER) synes å legge til grunn samme tolkning i sin nylig publiserte CEER Status Review and evaluation of access at LNG terminals in the EU, C12-LNG-15-03, 12 March 2013 (tilgjengelig på url: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/Tab3/C12-%20LNG-15-03_Acces%20at%20LNG%20Terminals_13032013_final_published.pdf (sist besøkt 7. April 2013)). I rapporten på s. 14 fremholder CEER at "LNG terminals provide regasification facilities to convert the LNG which arrives by ship into its gaseous form, in order to be transported by land via pipelines". På s. 10 i rapporten peker CEER på at det finnes 19 LNG-anlegg i Europa.

4.4.3 Lageranlegg

Definisjonen av *lageranlegg* inneholder ingen klar henvisning til transmisjonssystemet, selv om denne definisjonen også i noen utstrekning synes å forutsette rørledningstilknytning ved å unnta fra definisjonen anlegg *«der udelukkende er forbeholdt transmissionssystemoperatører, således at de kan udføre deres hverv»*.[42] Derimot gjelder som tidligere nevnt de materielle reglene om tredjepartsadgang til lageranlegg bare *«Hvis det er teknisk og/eller økonomisk nødvendigt for at yde effektiv systemadgang med henblik på forsyning af kunderne samt for tilrettelæggelse af adgang til hjælpefunktioner»*, jf gassdirektivet artikkel 33 nr. 1. Vilkåret om at adgang må være nødvendig for å yte systemadgang reiser et spørsmål om hvilke deler av gasstransportinfrastrukturen som inngår i direktivets definisjon av «system».

Definisjonen av «system» omfatter *«alle transmissionsnet, distributionsnet, LNG-faciliteter og/eller lagerfaciliteter, som ejes og/eller drives af en naturgasvirksomhed [...]»*. Umiddelbart kan det derfor se ut til at reglene om tredjepartsadgang til lageranlegg bare gjelder der adgang er nødvendig for å gi effektiv adgang til rørledningsinfrastruktur og LNG-anlegg med henblikk på å forsyne kundene. Alternativt kan bestemmelsene leses slik at det også skal være tredjepartsadgang til lageranlegg hvis det er teknisk og/eller økonomisk nødvendig for å yte effektiv adgang til lageranlegget med henblikk på forsyning av kunder, men definisjonene blir i så fall i en viss utstrekning sirkulære og vil gi lite mening.

I definisjonen er det presisert at ”system” også omfatter *«herunder linepack og virksomhedens eller tilknyttede virksomheders tilknyttede faciliteter, som leverer hjælpefunktioner, der er nødvendige for at give adgang til transmission, distribution og LNG»* (min understrekning).[43] Gassdirektivet inneholder videre en definisjon av *«hjælpefunktioner»*.[44] Lest i sammenheng med denne definisjonen, synes system-definisjonen blant annet å omfatte naturgassvirksomhetens tilknyttede fasiliteter, som leverer funksjoner som er nødvendige for adgang til og drift av transmisjonsnett, distribusjonsnett, LNG-anlegg og/eller lageranlegg, som igjen er nødvendig for å gi adgang til transmisjon, distribusjon og LNG.

Tilsvarende ordlyd i «system»-definisjonen i det første gassdirektivet 98/30/EF begrenset definisjonen til de anlegg som var *«nødvendige for at give adgang til transmission og distribution»*.[45] På denne bakgrunnen syntes direktivet å begrense seg til å regulere adgangen til fasiliteter som var nødvendige for rørledningsadgangen.[46] Betydningen av at ordlyden i senere direktiver er utvidet til å gjelde anlegg *«nødvendige for at give adgang til transmission, distribution og LNG”* (min understrekning) er ikke helt klar.[47] Kravet om at anlegg må være

[42] Gassdirektivet artikkel 2009/73/EF artikkel 2 nr. 9.
[43] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 13.
[44] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 14.
[45] Gassdirektiv 90/30/EF, artikkel 2 nr. 12.
[46] Se nærmere Ketil Bøe Moen og Sondre Dyrland, EUs gassmarkedsdirektiv (Fagbokforlaget, 2001), s. 71-73 om definisjonen av system i gassdirektiv 98/30/EF.
[47] Denne tilføyelsen av LNG var også med i definisjonen av system i gassdirektiv 2003/55/EF, artikkel 2 nr. 13.

nødvendige for å gi adgang til transmisjon og distribusjon knytter seg til anleggenes betydning for adgang til den sentrale rørledningsinfrastrukturen (transmisjonsrørledninger og distribusjonsrørledninger). Kravet om at anlegg må være nødvendige for å gi adgang til LNG knytter seg derimot etter sin ordlyd til adgangen til produktet LNG.

At definisjonen av *«system»* dels omfatter de anleggene som er nødvendige for å sikre adgang til infrastruktur og dels omfatter de anleggene som er nødvendige for å sikre adgang til produktet LNG, er egnet til å skape uklarhet. Eksempelvis er det ikke helt klart hvordan fortalen i direktivet skal forstås når det fremheves at

> *«Det er nødvendigt at sørge for, at lagersystemoperatørerne er uafhængige, for således at forbedre tredjeparters adgang til lagerfaciliteter, som er en teknisk og/eller økonomisk forudsætning for at kunne få effektiv adgang til det system, der varetager forsyningen af kunderne. […]»(min understrekning)*[48]

Direktivet inneholder flere eksempler på at det ser ut til å være forutsatt at LNG-anlegg og lageranlegg er tilknyttet en mer omfattende rørledningsinfrastruktur, uten at det fremgår helt klart at slik tilknytning er et vilkår for direktivets anvendelse.[49] En mulig tolkning av system-definisjonen er å lese henvisningen til nødvendig adgang til LNG som en henvisning til adgang til *LNG-anlegg*. Tolket på en slik måte kan bestemmelsen anses for å omfatte det samlede integrerte infrastruktursystemet fra LNG-terminal og eventuell lagring til rørledningstransmisjon og -distribusjon. Direktivets definisjon av *«sammenkoblet system»* som *«en række systemer, der er indbyrdes forbundne»* kan kanskje også tas til inntekt for at system-definisjonen bare omfatter fysiske anlegg, og ikke LNG som produkt.[50] På den annen side kan det argumenteres med at det burde vært presisert i system-definisjonen at den omfatter LNG-anlegg og ikke LNG som produkt dersom bestemmelsen var ment å inneholde en slik avgrensning.

Formålsbetraktninger kan til dels tale i retning av at rørledningstilknytning er en nødvendig forutsetning tatt i betraktning at et av hovedformålene med direktivet er å sikre utviklingen av et indre marked for naturgass gjennom et grenseoverskridende nett.[51] På den annen side kan formålsbetraktninger også tas til inntekt for at frittstående LNG-lageranlegg som utgjør naturlige monopoler bør omfattes av direktivet av hensyn til å legge til rette for konkurranse i LNG-markedet.

I litteraturen ser Peter Cameron ut til å legge til grunn at bestemmelsene om lageranlegg i det tidligere gassdirektiv 2003/55/EF bare kommer til anvendelse hvor adgang til slike anlegg er teknisk nødvendig for å sikre effektiv adgang til transmisjons- eller

---

[48] Gassdirektiv 2009/73/EF, fortalen para 24. Se også for et annet eksempel artikkel 52 nr. 6 åttende strekpunkt.
[49] Se for eksempel gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 8, artikkel 13 nr. 1 (c), artikkel 22 nr. 3, artikkel 23 og artikkel 25 nr. 3. Se også blant annet artikkel 15 nr. 1 (a) og nr. 4 i gassforordningen.
[50] Se definisjonen i gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 16.
[51] Gassdirektiv 2009/73/EF, fortalen para 57. Se også direktivet artikkel 23, som synes å forutsette at lageranlegg og LNG-anlegg skal kunne kobles til transmisjonsrørledningsnettet.

distribusjonsrørledningsnett.[52] Den svenske naturgaslagen ser også ut til å legge til grunn at bare LNG-anlegg og lageranlegg som er tilknyttet transmisjons- eller distribusjonsrørledninger er omfattet av lovens krav om tredjepartsadgang mv.[53]

Gassdirektivets ordlyd åpner for tolkningstvil på flere punkter. Det er uklart om lageranlegg som ikke er tilknyttet en rørledningsinfrastruktur omfattes av gassdirektivets og gassforordningens materielle bestemmelser om tredjepartsadgang mv. Ut i fra direktivets ordlyd heller jeg under tvil i retning av at lageranlegg som er nødvendig for å sikre adgang til LNG som produkt er omfattet av system-definisjonen på samme måte som anlegg som er nødvendige for å sikre adgang til transmisjons- og distribusjonssystemer. På denne bakgrunnen kan direktivet forstås slik at det ikke oppstiller noe absolutt krav om at lageranlegg må være fysisk tilknyttet en rørledningsinfrastruktur for at anleggene skal være omfattet av direktivets materielle bestemmelser.

Selv om direktivets anvendelse for lageranlegg ikke skulle være betinget av fysisk rørledningstilknytning, kommer reglene om tredjepartsadgang i artikkel 33, og herunder også reglene om unbundling i artikkel 15, bare til anvendelse *«Hvis det er teknisk og/eller økonomisk nødvendigt for at yde effektiv systemadgang med henblik på forsyning af kunderne samt for tilrettelæggelse af adgang til hjælpefunktioner».* Det innebærer at det uansett må gjøres en nødvendighetsvurdering for å ta standpunkt til om et lageranlegg skal være gjenstand for tredjepartsadgang eller ikke. Medlemsstatene må følgelig ta stilling hvilke lageranlegg som skal være gjenstand for tredjepartsadgang og publisere hvilke kriterier som skal gjelde for slik regulert eller forhandlet adgang.[54] Jeg går ikke nærmere inn på spørsmålet om hvilken terskel som skal legges til grunn for denne vurderingen i dette notatet.[55]

4.4.4 Konklusjon

Oppsummeringsvis forstår jeg gassdirektivets definisjon av LNG-anlegg slik at den ikke omfatter import- og lossingsanlegg for LNG som ikke har noen regassifiseringsfunksjon, men konklusjonen er ikke helt sikker. Samtidig antar jeg under tvil at LNG-lageranlegg som ikke er tilknyttet transmisjons- eller distribusjonsrørledningsnett likevel kan være omfattet av direktivet. Tolkningstvilen kan skyldes at direktivet nok i første rekke har vært utformet med tanke på storskala LNG som regassifiseres og skipes videre i transmisjonsrørledningsnett, samt lagring i forbindelse med rørledningstransport. Samtidig kan direktivets ordlyd, og til dels også formålsbetraktninger, tas til inntekt for en videre fortolkning. Dersom ovennevnte tolkningsalternativ legges til grunn, må det i praksis foretas en konkret vurdering av hvert

---

[52] Peter D. Cameron, Competition in Energy Markets – Law and Regulation in the European Union (Oxford, 2nd ed., 2007), s. 183, para. 6.32, hvor synspunktet ikke er nærmere begrunnet.

[53] Se særlig naturgaslagen 1. kapitel 4 § (definisjon av lagringsanläggning), 5 § (definisjonen av förgasningsanläggning) og 6 § (definisjon av överföring av naturgas), se nærmere http://www.notisum.se/pub/Doc.aspx?url=/rnp/sls/lag/20050403.htm (sist besøkt 4. februar 2013).

[54] Se gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 33 nr. 1 annet avsnitt.

[55] Se Christopher Jones (ed.), EU Energy Law, Volume I, The Internal Energy Market (Claeys & Casteels, Third ed., 2010), s. 56-57 for en nærmere vurdering av spørsmålet.

enkelt lageranlegg, hvor det kan tenkes at enkelte anlegg anses nødvendig for å sikre systemadgang og dermed skal være gjenstand for tredjepartsadgang, mens andre anlegg ikke gjøres til gjenstand for tredjepartsadgang. Samtidig er det viktig å presisere at ordlyden i gassdirektivet åpner for tolkningstvil på flere punkter, og løsningen på spørsmålet er etter min oppfatning usikker.

4.5 LNG-transport ved lastebil og skip mv

I motsetning til regulering av LNG-anlegg og lageranlegg, er ikke transport av LNG ved skip eller tankbiler nærmere regulert som sådan i gassdirektivet. En annen løsning måtte eventuelt bygge på en argumentasjon om at LNG-transport ved skip og tankbiler faller inn under direktivets regulering av transmisjons- og distribusjonsaktiviteter. Direktivets regulering av slike aktiviteter ser imidlertid ut til å være avgrenset til å omfatte rørledningsaktiviteter.

Direktivets definisjon av *«transmission»* lyder som følger:

> *«transport af naturgas gennem net, der hovedsagelig består af højtryksrørledninger, bortset fra opstrømsrørledningsnet og bortset fra den del af højtryksrørledninger, der hovedsagelig anvendes i forbindelse med lokal distribution af naturgas, med henblik på levering af naturgas til kunder, men ikke forsyning».*[56]

Ordlyden taler i retning av at transmisjon kun omfatter rørledningstransport.[57] Den svenske språkversjonen av direktivet taler i samme retning gjennom henvisningen til transport av naturgass gjennom *«nät»*. Den engelske språkversjonen, som bruker begrepet *«network»* kan imidlertid kanskje tas til inntekt for en videre tolkning.

Direktivets definisjon av *«distribution»* er klarere med henblikk på anvendelsesområdet. Begrepet er definert som *«transport af naturgas gennem lokale eller regionale <u>ledningsnet</u> med henblik på levering af naturgas til kunder, men ikke forsyning» (min understrekning).*[58] På denne bakgrunnen må direktivet etter mitt syn forstås slik at LNG-transport ved skip eller tankbiler ikke er å anse som distribusjon i direktivets forstand. På bakgrunn av ordlyden i artikkel 2 nr. 3 samt direktivets oppbygning og systematikk, legger jeg til grunn at slik LNG-transport som ikke er rørbundet heller ikke kan være å anse som transmisjon.

LNG-transport ved skip og lastebil, eller eventuell annen transport som ikke er rørbundet, er derfor så vidt jeg kan se ikke særskilt regulert som transmisjons- eller distribusjonsaktiviteter i direktivet. Derimot er det verdt å merke seg at enkelte av de generelle bestemmelsene i

---

[56] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 3.

[57] Den norske naturgassloven § 2 bokstav b) definerer «overføring» som «transport av naturgass gjennom et høytrykksgassrørledningsnett, unntatt oppstrøms gassrørledningsnett, med sikte på levering til kunder», og legger dermed til grunn at begrepet kun omfatter rørledningstransport.

[58] Gassdirektiv 2009/73/EF, artikkel 2 nr. 5.

direktivet likevel kan være av betydning for salg av LNG, selv om veg- og skipstransport som sådan ikke er regulert.[59]

5 Adgangen til å gjøre unntak fra gassdirektivet

5.1 Innledning

Norge er i dag unntatt fra en rekke av de sentrale bestemmelsene i gassdirektiv 2003/55/EF som følge av at det norske gassmarkedet er ansett som et marked under oppbygning. Spørsmålet i det følgende er hvorvidt det vil være adgang til å videreføre et slikt unntak ved innlemmelse av gassdirektiv 2009/73/EF i EØS-avtalen.

Bakgrunnen for dagens unntak er av en viss betydning ved vurderingen om et unntak kan tenkes videreført ved innlemmelse av nytt direktiv. I det følgende vil jeg derfor først redegjøre for det eksisterende unntaket gitt i medhold av gassdirektiv 2003/55/EF nedenfor i punkt 5.2 før jeg diskuterer et eventuelt tilsvarende unntak i medhold av gassdirektiv 2009/73/EF i punkt 5.3. I punkt 5.4 vil jeg deretter for oversiktens skyld kort peke på enkelte andre unntaksmuligheter i medhold av gassdirektiv 2009/73/EF, uten at jeg har til hensikt å foreta noen uttømmende vurdering av disse unntaksbestemmelsene.

5.2 Unntaket for marked under oppbygning i gassdirektiv 2003/55/EF

Artikkel 28 nr. 2 i gassdirektiv 2003/55/EF åpner for unntaksmuligheter fra enkelte av de sentrale bestemmelsene i direktivet for markeder under oppbygning (*«emergent markets»*). Dagens unntak for det norske gassmarkedet er gitt i medhold av denne bestemmelsen. Det følger av bestemmelsen at en *«medlemsstat som har rett til status som marked under oppbygging, og som på grunn av gjennomføringen av dette direktiv vil få store vanskeligheter»* kan fravike artikkel 4, 7, 8 nr. 1 og 2, 9, 11, 12 nr. 5, 13, 17, 18, 23 nr. 1 og/eller 24 i direktivet.

Medlemsstatene er forpliktet til å gjennomføre de øvrige bestemmelsene i direktivet som det ikke er gitt uttrykkelig unntak for.[60] Et unntak etter artikkel 28 nr. 2 utløper automatisk når medlemsstaten ikke lenger har status som marked under oppbygning, jf artikkel 28 nr. 2 andre punktum.

Det fremgår ikke av artikkel 28 nr. 2 hva som skal anses som et *«marked under oppbygning»*. Begrepet er i stedet definert i direktivet artikkel 2 nr. 31 som *«en medlemsstat der den første*

[59] For ordens skyld presiserer jeg at jeg ikke har vurdert hvorvidt det i prinsippet kan tenkes at en lagringstank på en flyttbar innretning, som for eksempel et skip, i enkelte tilfeller kan tenkes å oppfylle gassdirektivets definisjon av lageranlegg, og dermed være regulert som lageranlegg under direktivet og gassforordningen.

[60] Dette illustreres blant annet av at Norge har gjennomført enkelte direktivbestemmelser for det innenlandske naturgassmarkedet til tross for at det er innvilget unntak som et marked under utvikling, se naturgassforskriften 14. november 2003 nr. 1342, gitt i medhold av naturgassloven 28. juni 2002 nr. 61.

kommersielle forsyningen i henhold til den første langsiktige kontrakten for forsyning av naturgass fant sted for mindre enn ti år siden».

Gassdirektiv 2003/55/EF ble innlemmet i EØS-avtalen ved EØS-komiteens beslutning 2. desember 2005.[61] I anledning innlemmelse av gassdirektiver følger det av EØS-komiteens beslutning at

> *«Norge skal fra 10. april 2004 regnes som et marked under oppbygging som definert i artikkel 2 nr. 31. Unntaket i artikkel 28 nr. 2 får derfor tilsvarende anvendelse»*[62]

EØS-komiteens beslutning gir ikke noen nærmere begrunnelse for unntaket, men det er omtalt i enkelte andre norske offentlige dokumenter. I Olje- og energidepartementets høringsnotat om utkast til lov om endringer i naturgassloven, som gjennomfører gassdirektivets bestemmelser for innenlandsmarkedet for gass, ble det blant annet uttalt:

> *«EØS-komiteen skal treffe beslutning om å innlemme gassmarkedsdirektiv II i EØS-avtalens Vedlegg IV Energi. I EØS-komiteens beslutning tas det sikte på å slå fast at Norge er et marked under oppbygning ("emergent market") i henhold til direktivet artikkel 28 (2). Gjennomføring av direktivet må ta hensyn til de spesielle utfordringene knyttet til å utvikle et gassmarked i Norge. Direktivets bestemmelser er i hovedsak tilpasset land med modne gassmarkeder. Innenfor rammen av direktivet er det likevel mulig å ta hensyn til spesielle forhold i de land hvor gassmarkedene ikke er utviklet. Norge er et marked under oppbygning.*
>
> *Dette innebærer at Norge innenfor direktivets rammer kan bruke inntil 10 år fra 2004 for gjennomføring av flere av direktivets bestemmelser, det vil si til 2014. Dette kan blant annet gjelde reglene om utpeking av operatører for overføring og distribusjon av naturgass, operatørens oppgaver, selskapsmessig og funksjonell atskillelse av operatører for overførings- og distribusjonsnett og tredjepartsadgang til systemet.»*[63]

I forbindelse med vurderingen av forholdet til norsk rett og gjennomføring uttales det i samme høringsnotat blant annet følgende:

> *«Det følger av EØS-avtalens artikkel 7 b) at det vil være opp til Norge å bestemme hvordan gassmarkedsdirektiv II skal gjennomføres i norsk rett.*
>
> *Pr. i dag har Norge kun en marginal gassektor nedstrøms og det norske gassmarkedet er lite utviklet i forhold til gassmarkedene som er etablert i mange EU-land. Det*

---

[61] EØS-komiteens beslutning nr. 146/2005 av 2. desember 2005 om endring av EØS-avtalens vedlegg IV (Energi).

[62] EØS-komiteens beslutning nr. 146/2005, artikkel 1 nr. 2 (nytt punkt 23, bokstav (g)).

[63] Olje- og energidepartementets høringsnotat Om utkast til lov om endring i lov om felles regler for det indre marked for naturgass 28. juni 2002 nr. 61 (naturgassloven) mv, s. 1, tilgjengelig på www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/hdk/2005/0004/ddd/pdfv/240784-horingsnotat_naturgassloven.pdf (sist besøkt 8. januar 2013).

eksisterer om lag 70 km med distribusjonsnett i kommunene Karmøy og Haugesund i tilknytning til gassterminalen på Kårstø som er operativt. Lyse Gass AS etablerte i april 2004 et gassdistribusjonsnettverk i Stavanger-regionen og Sør-regionen. Per i dag er det bygget ut om lag 300 km med distribusjonsnett i regionen.Videre finnes et fåtall mottaksstasjoner for LNG i Norge.

Gassmarkedsdirektiv II er utformet med tanke på å regulere et modent marked med etablert infrastruktur. Gjennomføring av gassmarkedsdirektiv II i Norge må ta hensyn til at det norske gassmarkedet er lite utviklet. På denne bakgrunn tas det sikte på å fastslå i EØS-komiteens beslutning at Norge er å anse som et "emergent market" etter direktivet artikkel 28 (2). Land som er definert som "emergent market" i henhold til direktivet, og som på grunn av gjennomføringen av direktivet vil få store vanskeligheter, kan gjøre unntak fra flere av artiklene i direktivet. Dette omfatter blant annet mulighet for unntak fra reglene om tredjepartsadgang, reglene om utpeking og "unbundling" av overførings- og distribusjonsoperatører.

EØS-avtalen oppstiller frister for gjennomføring av direktiver i nasjonal lovgivning. For bestemmelsene i direktivet hvor en etter direktivet artikkel 28 (2) kan gjøre unntak på bakgrunn av at gjennomføringen av direktivet vil medføre store vanskeligheter, er gjennomføringsfristen først i 2014.»[64]

Høringsnotatet gir altså dels en begrunnelse for hvorfor det er innvilget unntak – at det norske innenlandske gassmarkedet er lite utviklet – og dels synspunkter på hvor lenge det vil være adgang til å gjøre unntak, som er angitt å være frem til 2014.

Tidsfristen for unntaket er nærmere omtalt i Ot prp nr. 57 (2005-2006), som gjaldt endringer i naturgassloven og petroleumsloven. I proposisjonen uttalte Olje- og energidepartementet i forbindelse med høringsmerknadene fra Norsk Naturgassforening blant annet at

«[…] status som marknad under oppbygging gjeld så lenge vilkåra i artikkel 28(2) er oppfylt. Unntak frå enkelte av reglane i direktivet vil vere avhengig av status som marknad under oppbygging, og vil opphøyre automatisk når medlemsstaten ikkje lenger er ein marknad under oppbygging. Unntaka kan maksimalt vare i ein periode på 10 år. Følgjeleg vil unntak frå reglar i direktivet vere avhengig av utviklinga av ein nedstraums naturgassmarknad og følgje av vurderingar av kva som er fornuftige unntak i høve til utviklinga i naturgassmarknaden.»[65]

I tilknytning til endring av naturgassloven § 5 uttalte departementet i samme proposisjon dessuten at

---

[64] Olje- og energidepartementets høringsnotat Om utkast til lov om endring i lov om felles regler for det indre marked for naturgass 28. juni 2002 nr. 61 (naturgassloven) mv, s. 3.

[65] Ot.prp.nr. 57 (2005-2006) Om lov om endringar i lov 28. juni 2002 nr. 61 om felles regler for det indre marked for naturgass, i lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) og i somme andre lover, s. 5.

> *«Departementet gjorde i høyringsutkastet framlegg om å endre gjeldande § 5 om etterkontroll av naturgasslova slik at denne slår fast at lova skal reviderast på ny innan 2014. Det er det tidspunktet Noreg ikkje lenger er å rekne som ein marknad under oppbygging etter direktivet artikkel 28 (2)».*[66]

På denne bakgrunnen uttalte Energi- og miljøkomiteen i innstillingen til Odelstinget blant annet at

> *«Komiteen viser for øvrig til at det innenfor direktivet er mulig å ta hensyn til de land hvor gassmarkedet er lite utviklet, som eksempelvis Norge, og at direktivet åpner for at Norge kan bruke inntil 10 år på å implementere flere av reglene i direktivet».*[67]

Departementet og Stortinget synes altså å legge til grunn at unntaket fra artikkel 28 nr. 2 maksimalt kan gjelde i 10 år fra 10. april 2004 – det vil si fram til 10. april 2014.

Bakgrunnen for denne begrensningen i unntaksadgangen på 10 år fremgår ikke helt klart av dokumentene ovenfor. Så vidt jeg kan se, kan tidsangivelsen forstås på to forskjellige måter.

Det ene alternativet er å forstå tidsfristen som en henvisning til at 10. april 2004 anses som det tidspunktet da «*den første kommersielle forsyningen i henhold til den første langsiktige kontrakten for forsyning av naturgass fant sted*», jf definisjonen i direktivet artikkel 2 nr. 31. I så fall følger det av definisjonen at Norge kan være et marked under oppbygning i maksimalt 10 år fra dette tidspunktet. Henvisningen i departementets høringsnotat til at Lyse Gass etablerte et gassdistribusjonsnettverk i april 2004 kunne kanskje tas til inntekt for et slikt syn, men bakgrunnen for fastsettelsen av datoen 10. april 2004 og 10-årsfristen fremgår ikke klart.

Det andre alternativet er å forstå tidsfristen som et uttrykk for en folkerettslig avklaring, hvor beslutningen fattet i EØS-komiteen den 2. desember 2005 ikke kan forstås som noe mer enn en anerkjennelse av at Norge var å anse som et marked under oppbygning fra 10. april 2004, uten at i dette nødvendigvis ligger noen erkjennelse av at «*den første kommersielle forsyningen i henhold til den første langsiktige kontrakten for forsyning av naturgass*» har funnet sted.

Som jeg kommer tilbake til nedenfor i punkt 5.3, vil valget av forklaringsmodell ha en viss betydning for vurderingen av ytterligere unntaksadgang.

5.3 Unntaksadgangen for marked under oppbygning i gassdirektiv 2009/73/EF

I likhet med gassdirektiv 2003/55/EF, fremsetter også det nye gassdirektivet adgang til å gjøre unntak fra en rekke direktivbestemmelser for markeder under oppbygning. Unntaksadgangen for markeder under oppbygning i artikkel 49 nr. 2 tilsvarer den tidligere unntaksadgangen i gassdirektiv 2003/55/EF artikkel 28 nr. 2. Artikkel 49 nr. 2 første avsnitt lyder som følger:

---

[66] Ot.prp.nr. 57 (2005-2006), s. 7.
[67] Innst.O.nr. 67 (2005-2006), s. 2.

«En medlemsstat, der kan anses for at være et marked under opbygning, og hvor gennemførelsen af dette direktiv ville volde væsentlige problemer, kan fravige artikel 4 og 9, artikel 13, stk. 1 og 3, artikel 14 og 24, artikel 25, stk. 5, artikel 26, 31 og 32, artikel 37, stk. 1, og/eller artikel 38. Denne undtagelse udløber automatisk i det øjeblik, hvor den pågældende medlemsstat ikke længere kan anses for at være et marked under opbygning. Sådanne undtagelser meddeles Kommissionen.»

Dersom unntaksadgangen er oppfylt etter gassdirektivet, gjelder det også en unntaksadgang for gassforordningen.[68] Etter sin ordlyd synes imidlertid sistnevnte unntak bare å gjelde for *«naturgastransmissionsnet»*, og det er usikkert om unntak også kan gjøres gjeldende for LNG-anlegg og lageranlegg.[69]

Når en unntaksadgang etter artikkel 49 nr. 2 første ledd utløper, åpner direktivet for en mulighet for medlemsstaten til å innføre en gradvis markedsåpning over tid etter artikkel 49 nr. 3, slik at full markedsåpning etter direktivet ikke trenger å inntre umiddelbart når vilkårene for et unntak ikke lenger er tilstede.[70]

Definisjonen av *«marked under oppbygning»* i direktiv 2003/55/EF er videreført uendret i direktiv 2009/73/EF artikkel 2 nr. 31 som *«en medlemsstat, hvor den første kommercielle forsyning i henhold til dens første langtidskontrakt om naturgasforsyning har fundet sted for mindre end ti år siden»*. Følgelig er vilkårene for å gjøre unntak for markeder under oppbygning identiske i gassdirektiv 2003/55/EF og gassdirektiv 2009/73/EF. Spørsmålet er derfor om det vil være adgang til å videreføre eller forlenge det norske unntaket som er gitt under gassdirektiv 2003/55/EF etter gassdirektiv 2009/73/EF.

Verken gassdirektiv 2003/55EF eller gassdirektiv 2009/73/EF krever etter sin ordlyd at en eventuell norsk unntaksadgang må fastsettes i EØS-komiteens beslutning om innlemmelse av direktivet. Ved å kreve at den aktuelle medlemsstaten skal notifisere unntaket til Kommisjonen, synes bestemmelsene å forutsette at det ikke er nødvendig å motta uttrykkelig tillatelse fra de relevante fellesskapsorganene for å iverksette unntak.[71] På den annen side vil Kommisjonen (og, for Norges del, EFTAs overvåkningsorgan (ESA)) stå fritt til å kunne reise spørsmål ved om vilkårene for å gi unntak er oppfylt. Det er derfor egnet til å skape større grad av sikkerhet og forutsigbarhet dersom unntaksadgangen fastslås i EØS-komiteens

---

[68] Se gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 30 (a).

[69] Umiddelbart er det vanskelig å se noen god begrunnelse for at unntaket ikke også skulle omfatte LNG-anlegg og lageranlegg. Bruken av begrepet *«natural gas transmission systems»* (min understrekning) i den engelske språkversjonen kan tale i retning av at slike LNG-anlegg uansett er omfattet, jf definisjonen av *«system»* i gassdirektiv 2009/73/EF artikkel som gjelder tilsvarende for gassforordningen i henhold til sistnevnte forordning artikkel 2 nr. 2 første avsnitt. Bestemmelsen i gassforordningen artikkel 2 nr. 2 annet avsnitt synes også å forutsette at LNG-anlegg og lageranlegg likestilles med transmisjonsanlegg på de fleste områder, men ser ikke ut til å få direkte betydning for den aktuelle problemstillingen. Løsningen på spørsmålet må anses usikker.

[70] Se nærmere om fristene i artikkel 49 nr. 3.

[71] Se tilsvarende konklusjon i Christopher Jones (ed.), EU Energy Law, Volume I, The Internal Energy Market (Claeys & Casteels, Third ed., 2010), s. 454.

beslutning, slik det ble gjort ved innlemmelse av gassdirektiv 2003/55/EF. Blant EUs stater var det i praksis bare Hellas og Portugal som dro nytte av unntak som marked under oppbygning etter gassdirektiv 2003/55/EF, hvor begge land søkte om å gjøre unntak.[72] I gassdirektiv 2009/73/EF har dessuten Kypros uttrykkelig fått fastslått sin unntaksadgang direkte i direktivet, hvilket tilsvares av uttrykkelig beslutning i EØS-komiteen ved innlemmelse av direktivet i EØS-avtalen.[73]

Når gassdirektiv 2009/73/EF innlemmes i EØS-avtalen, vil det følge av det nye direktivet at tidligere gassdirektiv 2003/55/EF oppheves fra en gitt dato.[74] Dersom det skulle være ønskelig å videreføre unntaket etter direktiv 2003/55/EF, kan Norge da formelt sett, som det fremgår av det ovennevnte, enten søke å få fastsatt et nytt unntak direkte i EØS-komiteens beslutning om innlemmelse av nytt direktiv eller senere notifisere et unntak til ESA. Jeg antar at førstnevnte løsning i så fall antakeligvis vil være mest ønskelig fra norsk side av forutberegnelighetshensyn.

Uavhengig av formell gjennomføring av unntaksadgangen ved innlemmelse av det nye direktivet, oppstår et spørsmål om vilkårene for å gi nytt unntak materielt sett vil være oppfylt for Norge. Som et utgangspunkt vil jeg anta at det ikke er noe i veien for at unntaksadgangen videreføres for tiden frem til 10. april 2014 også under det nye direktivet. En grunnleggende forutsetning for en slik videreføring er at vilkårene for unntaksadgangen fortsatt er oppfylt. I denne sammenhengen følger det av gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 49 nr. 2 at gjennomførelsen av direktivet må volde vesentlige problemer for at det skal være adgang til å gjøre unntak fra direktivets bestemmelser.

I praksis er nok et viktigere spørsmål hvorvidt det vil være adgang til å videreføre det norske unntaket for marked under oppbygning etter direktiv 2009/73/EF i tiden *etter* 10. april 2014. Så vidt jeg kan se, vil svaret på dette spørsmålet bero på når «*den første kommercielle forsyning i henhold til dens første langtidskontrakt om naturgasforsyning*» rent faktisk anses for å ha funnet sted i Norge, jf definisjonen i direktivet artikkel 2 nr. 31. Det følger av direktivet artikkel 49 nr. 2 lest i sammenheng med artikkel 2 nr. 31 at unntaket automatisk bortfaller maksimalt 10 år etter dette tidspunktet.[75]

Ordlyden i EØS-komiteens beslutning av 2. desember 2005 om at *«Norge skal fra 10. april 2004 regnes som et marked under oppbygging som definert i artikkel 2 nr. 31»* kan tale i retning av at 10. april 2004 var ment som et skjæringstidspunkt for oppstart av kommersielle forsyninger. Som nevnt ovenfor i punkt 5.2, synes uttalelsene i enkelte norske dokumenter å gi uttrykk for det samme. Etter mitt syn vil det neppe være adgang til å gi nye unntak utover

---

[72] Christopher Jones (ed.), EU Energy Law, Volume I, The Internal Energy Market (Claeys & Casteels, Third ed., 2010), s. 454.

[73] Unntaksadgangen for Kypros er fastsatt i gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 49 nr. 2 annet avsnitt.

[74] Se gassdirektiv 2009/73/EF artikkel 53.

[75] Se også Christopher Jones (ed.), EU Energy Law, Volume I, The Internal Energy Market (Claeys & Casteels, Third ed., 2010), s. 454, som med henblikk på unntakene for Hellas og Portugal under direktiv 2003/55/EF peker på at gass først ble tilgjengelig i 1996 og at unntakene derfor automatisk opphørte i 2006.

10. april 2014 dersom det legges til grunn at kommersielle forsyninger startet opp 10. april 2004.[76]

I EØS-notat om gassforordning (EF) No. 715/2009 synes departementet å være noe mer forbeholden enn i tidligere uttalelser med tanke på unntaksadgangen:

> *«Forordning 715/2009 om betingelser for adgang til gasstransmisjonsnett er som resten av energimarkedspakken basert på artikkel 95 i EU-traktaten og EØS relevant. Den eksisterende forordning er en del av EØS-avtalen. Det legges til grunn at forordningen tar hensyn til at det norske nedstrøms gassmarkedet er lite utviklet, jf. EØS-komiteens beslutning av 2. desember 2005 som innebar at Norge er å anse som et "emergent market" etter gassmarkedsdirektiv II artikkel 28 (2). Land som er definert som "emergent market" i henhold til gassmarkedsdirektiv II, og som på grunn av gjennomføringen av direktivet vil få store vanskeligheter, kan gjøre unntak fra flere av artiklene i direktivet. Endringene i naturgassloven er tilpasset gjennomføringen av et slikt unntak. Hvorvidt det er nødvendig med ytterligere presiseringer av at Norge er et umodent marked for naturgass vil nå vurderes. Unntaket i gassmarkedsdirektiv II utløper i 2014. Gassmarkedsdirektiv viderefører reglene for umodne og isolerte markeder i artikkel 49 […]».[77] (min undestrekning)*

Som påpekt ovenfor i punkt 5.2, kunne det tenkes at beslutningen i EØS-komiteen må forstås slik at den ikke gir uttrykk for noe syn på når kommersielle forsyninger startet opp. Det avgjørende vil da være hva som rent faktisk er å anse som et slikt skjæringstidspunkt for det norske markedet, hvor det i prinsippet kunne tenkes at et skjæringspunkt senere enn 2004 kunne gi grunnlag for tilsvarende forlengelse av den maksimale tillatte tiden for et unntak. Endelig er det grunn til å peke på at EØS-komiteen ved innlemmelse av nye rettsakter i EØS etter EØS-avtalen artikkel 102 har en viss – om enn begrenset – adgang til å foreta endringer eller særskilte tilpasninger.[78] Tatt i betraktning at direktiv 2009/73/EF også inneholder særskilte unntak for enkelte EU-land, er det derfor mulig at det ikke helt kan utelukkes et særskilt unntak for det norske markedet etter beslutning av EØS-komiteen. Jeg går ikke nærmere inn på dette spørsmålet i dette notatet.

---

[76] Se også sak T-87/05, *Energias de Portugal, SA v Commission*, [2005] ECR II-3745, para 111, hvor førsteinstansretten med henblikk på unntaket i artikkel 28 nr. 2 i gassdirektiv 2003/55/EF uttalte at *«[…] a Member State which qualifies as an emergent market is subject to an exceptional calendar. Until the dates provided for in that calendar, such a Member State may derogate from the following obligations […]"*. Uttalelsen taler noe i retning av at unntaksadgangen er forutsatt å bygge på et bestemt tidspunkt for beregning av tiårsfristen

[77] EØS-notat om gasstrasmisjonsforordning (justering), opprettet 22.11.2007 og sist endret 26.04.2010, se http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos/eos-notatbasen/notatene/2007/nov/gasstransmisjonsforordning-justering.html?id=522815 (sist besøkt 11. januar 2013).

[78] Se Fredrik Sejersted m.fl., EØS-rett (Universitetsforlaget, 3. utg., 2011), s. 188-189.

5.4 Kort om andre unntaksmuligheter i gassdirektiv 2009/73/EF

Gassdirektiv 2009/73/EF åpner også for enkelte andre unntaksmuligheter, som jeg for oversiktens skyld nevner helt kort i det følgende uten å drøfte dem i detalj.

For det første fremsetter artikkel 49 nr. 1 en mulighet til å gjøre unntak fra enkelte av bestemmelsene i direktivet for isolerte markeder. Bestemmelsen lyder som følger:

> *«Medlemsstater, som ikke er direkte tilsluttet en anden medlemsstats sammenkoblede system, og som kun har en enkelt ekstern hovedleverandør, kan fravige artikel 4, 9, 37 og/eller 38. En forsyningsvirksomhed med en markedsandel på over 75 % betragtes som en hovedleverandør. En sådan undtagelse udløber automatisk i det øjeblik, hvor mindst en af de i dette afsnit nævnte betingelser ikke længere er opfyldt. Sådanne undtagelser meddeles Kommissionen.»*

Bestemmelsen videreføre unntaksadgangen for isolerte marked fra gassdirektiv 2003/55/EF artikkel 28 nr. 1. Begrunnelsen for unntaksadgangen synes å være at forutsetningene for fungerende konkurranse uansett ikke er tilstede i slike isolerte marked som oppfyller vilkårene i artikkel 28 nr. 1.[79]

Det er verdt å merke seg at adgangen til å gjøre unntak fra direktivets bestemmelser er snevrere etter artikkel 49 nr. 1 enn hva som er tilfelle for marked under oppbygning etter artikkel 49 nr. 2. Artikkel 49 nr. 1 åpner for eksempel ikke for at det kan gjøres unntak fra artikkel 32 om tredjepartsadgang. Unntaket fra bestemmelsene i gassforordningen gjelder derimot også hvor det er grunnlag for unntak etter gassdirektivet artikkel 49 nr. 1.[80] Medlemsstatene vil være forpliktet til å gjennomføre de bestemmelsene som ikke er omfattet av unntaksadgangen.

Kypros er gitt et slikt unntak direktive i medhold av direktivet.[81] Videre er Estland, Latvia og Finland gitt unntak på litt andre betingelser.[82]

Så vidt jeg er kjent med, har Norge ikke tidligere varslet om unntak som et isolert marked. Uten å foreta en nærmere vurdering av vilkårene i dette notatet, forutsetter jeg derfor at et unntak for isolerte marked antakeligvis vil være mindre aktuelt. Unntaksadgangen behandles derfor ikke nærmere her.

Videre åpner artikkel 49 nr. 4 og 5 for at en medlemsstat på nærmere vilkår kan søke Kommisjonen om å gjøre midlertidig unntak fra en rekke av direktivets bestemmelser for særskilte geografiske regioner. Artikkel 49 nr. 4 lyder som følger:

---

[79] Christopher Jones (ed.), EU Energy Law, Volume I, The Internal Energy Market (Claeys & Casteels, Third ed., 2010), s. 450.

[80] Se gassforordning (EF) No. 715/2009, artikkel 30. Se også kommentaren ovenfor i note ??? til denne bestemmelsen.

[81] Artikkel 49 nr. 1 annet avsnitt.

[82] Artikkel 49 nr. 1 tredje avsnitt.

«Hvis gennemførelsen af dette direktiv ville volde væsentlige problemer i et begrænset geografisk område i en medlemsstat, navnlig med hensyn til udvikling af transmissionsinfrastrukturen og større distributionsinfrastruktur, kan medlemsstaten med henblik på investeringsfremme anmode Kommissionen om en midlertidig undtagelse fra artikel 4 og 9, artikel 13, stk. 1 og 3, artikel 14 og 24, artikel 25, stk. 5, artikel 26, 31 og 32, artikel 37, stk. 1, og/eller artikel 38 for det pågældende område.»

Unntaksadgangen og Kommisjonens vurdering av en anmodning er nærmere regulert i artikkel 49 nr. 5, hvor det blant annet oppstilles en rekke kriterier. I bestemmelsen er det også presisert at

«For anden gasinfrastruktur end distributionsinfrastruktur må der kun indrømmes en undtagelse, hvis der ikke findes nogen gasinfrastruktur i det pågældende område, eller hvis en sådan har eksisteret i mindre end ti år. Den midlertidige undtagelse må ikke række ud over de ti år, der følger efter den første gasforsyning i området.»[83]

Med tanke på nyinvesteringer i infrastruktur er det dessuten grunn til å peke på at artikkel 36 i gassdirektiv 2009/73/EF åpner for at det for *«Større nye anlæg i gasinfrastrukturen, dvs. sammenkoblingslinjer, LNG-faciliteter og lagerfaciliteter»* kan gjøres unntak fra flere av direktivets bestemmelser for en bestemt periode av hensyn til å sikre realisering av investeringen. Unntaksadgangen kommer også til anvendelse *«i forbindelse med markante kapacitetsforøgelser i eksisterende infrastruktur og ændringer af sådan infrastruktur, der muliggør udvikling af nye gasforsyningskilder»*.[84] Unntak etter artikkel 36 er gjenstand for en rekke vilkår og en utførlig prosedyre, som jeg ikke går nærmere inn på her.

Kommisjonen har vurdert en rekke saker hvor nasjonale regulatorer har besluttet å innvilge unntak etter artikkel 36 og – i større utstrekning – forløperen til denne bestemmelsen i gassdirektiv 2003/55/EF.[85] Herunder har Kommisjonen vurdert en del saker om LNG-terminaler. I flere av sakene er de nasjonale regulatorenes beslutning om å innvilge unntak godtatt av Kommisjonen.[86] I andre saker har EU-Kommisjonen bedt om at det gjøres endringer i avgjørelsen om unntak.[87] For gasslageranlegg har EU-kommisjonen i en sak krevd

---

[83] Artikkel 49 nr. 5 annet avsnitt.

[84] Artikkel 36 nr. 2.

[85] For en oversikt over saker, se http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf (sist besøkt 14. januar 2013).

[86] Se for eksempel avgjørelsene for Grain LNG Terminal og South Hook LNG Terminal (begge Storbritannia, og begge ved brev datert 10/02/2005). Unntak ble gitt i medhold av gassdirektiv 2003/55/EF. Det finnes også eksempler på saker hvor EU-kommisjonen har godtatt et unntak og samtidig gitt enkelte kommentarer til avgjørelsen, se for eksempel Dragon LNG Terminal (Storbritannia)(29/03/2005)(unntak i medhold av gassdirektiv 2003/55/EF).

[87] Se blant annet avgjørelsene for Eemshaven LNG-terminal (Nederland)(15/05/2009), LNG Livorno (Italia)(11/12/2009) og LNG Shannon (Irland)(26/07/2010), alle knyttet til unntaksadgangen i henhold til gassdirektiv 2003/55/EF. Se også Porto Empedocle (Italia)(07/05/2012), hvor EU-kommisjonen krevde endringer i et vedtak om unntak fattet i medhold av gassdirektiv 2009/73/EF.

at den nasjonale regulator trekker tilbake en avgjørelse om å innvilge unntak i medhold av gassdirektiv 2009/73/EF.[88]

[88] Damborice (Tsjekkia)(27/06/2011).

VEDLEGG 3

EC Group

Trondheim
Beddingen 8
7014 Trondheim

Oslo
Fridtjof Nansens
plass 6
0160 Oslo

T: (+47) 73 600 700
E:
firmapost@ecgroup.no

Deregulert LNG-marked i Norge?

NOEN FAGØKONOMISKE BETRAKTNINGER

Kunde: NOx-fondet
Kontakt: Geir Høibye

Dato: 19/2-2013
Sider: 25

Ansvarlig: Jørgen Bjørndalen
Deltagere:

Innhold

1 Innledning og sammendrag 4

2 Økonomisk forståelse av verdikjeden for LNG 5

3 EUs reguleringsaktiviteter – hva er hensikten og hva er innholdet 8

4 Naturlig monopol og forskjell fra vanlige markeder 10

4.1 Fullkommen konkurranse 11

4.2 Monopol uten regulering 13

4.3 Naturlig monopol med regulering 15

4.4 Sammenblanding av monopol og konkurranseutsatt virksomhet 17

5 Hvordan virker regulering i praksis? 18

6 Prisdannelse i et deregulert LNG-marked 21

Kilder 25

Figurliste

Figur 2-1 Verdikjede for LNG 6

Figur 4-1 Prinsippskisse fullkommen konkurranse 12

Figur 4-2 Prinsippskisse for monopol uten regulering 14

Figur 4-3 Prinsippskisse for regulering av naturlig monopol 16

Figur 6-1 Prisdannelse i LNG-markedet..... 24

1 Innledning og sammendrag

LNG-markedet i Norge har til nå vært preget få og regionale tilbydere, lite konkurranse og relativt høye priser. Da Norge i 2005 skulle implementere EUs såkalte Gassdirektiv II fikk Norge unntak fra de sentrale vilkårene som er nødvendig for å skape virksom konkurranse. Begrunnelsen, som er hjemlet i direktivet, var at Norge ble ansett som et umodent marked. Unntaket utløper 10. april 2014. Samtidig må Norge nå ta stilling til implementering av Gassdirektiv III, som er en del av den såkalte tredje energimarkedspakke.

I dette notatet forklares de viktigste elementene i gassdirektivet sett fra en økonoms perspektiv, med fokus på det norske LNG-markedet og hvordan prisdannelsen vil fungere dersom direktivets prinsipper innføres i Norge.

Deregulering av energimarkedene tar utgangspunkt i at de økonomiske egenskapene for ulike deler av en forsyningskjede for gass (både i gassform og i flytende form) er nokså ulike. Mens selve produksjonen og salget egner seg godt for konkurranse mellom ulike aktører, er transporten vanligvis uegnet for konkurranse. Tvert i mot er slik transport ofte det økonomer kaller naturlig monopol.

Det sentrale grepet for å legge til rette for konkurranse er å stille skarpe krav til hvordan slike monopolselskap løser sine oppgaver. Enkelt sagt må selskap som utfører monopoloppgaver opptre nøytralt overfor både kunder og leverandører. Prisene på monopoltjenestene kan ikke settes høyere enn at de gir kostnadsdekning. Når infrastrukturen ''åpnes'' på den måten, kan

kjøperne velge leverandører av de konkurranseutsatte varer og tjenester på fritt grunnlag.

Når reguleringen av energimarkedet utformes etter slike prinsipper, vil resultatet være riktigere priser i alle ledd av verdikjeden.[1] Når stadig større andeler av leveransene av LNG i Norge kommer fra LNG-anlegg på Kontinentet, må vi vente at prisene her ligger noe over prisene der. Differansen vil nettopp reflektere transportkostnadene. Tilsvarende er det rimelig å forvente innenlandske prisforskjeller avhengig av transport-kostnadene.

2 Økonomisk forståelse av verdikjeden for LNG

En forenklet skisse av verdikjeden for LNG kan fremstilles som i figuren nedenfor. Hensikten med denne fremstillingen er å forklare ulike økonomiske egenskaper ved forskjellige deler av verdikjeden. Disse egenskapene er såpass forskjellige at det normalt er best for samfunnet om reglene for de ulike delene også er helt forskjellige.

---

[1] ''Riktige priser'' sikter til at prisene reflekterer kostnadene. Dersom det er såkalt fullkommen konkurranse, vil prisene være riktige. Dersom det er imperfekt konkurranse, for eksempel på grunn av monopolmakt på selgersiden, vil prisene være ''feil'', noe som vil føre til for stort eller for lite bruk av den aktuelle varen. Imperfekt konkurranse og priser som avviker fra kostnader fører til redusert verdiskaping i samfunnet (og/eller overforbruk av fellesgoder som ren natur).

Som økonom kan jeg gjøre det lett for meg selv og forutsette hvor i verdikjeden de økonomiske egenskapene skifter karakter. Det er hensiktsmessig når ulikhetene, og konsekvensene av dem, ''bare'' skal beskrives. Skulle jeg derimot gitt konkrete råd om hvordan de ulike delene av verdikjeden bør reguleres, måtte jeg sett nærmere på grundige analyser av økonomiske egenskaper ved hvert enkelt ledd. Ettersom dette notatet først og fremst er ment som det første, har jeg valgt den enkle tilnærmingen og slipper dermed unna en mengde kompliserte grensedragninger. Bjørnebye (2013) er en juridisk analyse av hvordan EUs konkrete regulering er utformet, med sikte på å kartlegge hva lovgiver kan ha ment om de ulike komponentene i verdikjeden. I hans notat kan en tydelig se at den detaljerte grensedragningen mellom ulike komponenter i verdikjeden er krevende.

Figur 2-1 Verdikjede for LNG

Det sentrale økonomiske poenget ved denne verdikjeden, er at vi kan skille mellom oppgaver som egner seg for konkurranse (blå farge) og de som løses best av et monopol (rød farge). Enkelt sagt egner utvinning av gass seg for konkurranse, slik at ulike gassfelt og forskjellige operatører av disse kan konkurrere om kjøpernes gunst. Transport av gass har imidlertid økonomiske egenskaper som tilsier at det er mer hensiktsmessig om samfunnet gir én aktør monopol (eventuelt at oppgavene oppdeles og fordeles mellom

ulike aktører som får monopol på hver sin oppgave). Det kalles i så fall for et naturlig monopol.

Så vidt jeg kjenner til, er det vanlig å anse anlegg for konvertering fra naturgass til LNG som lite egnet for konkurranse. I så fall bør det reguleres som et monopol. Anlegg for mottak av LNG og konvertering til gassform samt lagerfasiliteter regnes også vanligvis som naturlig monopol. Hvorvidt lokal distribusjon og salg egner seg for konkurranse eller om det bør være en monopoloppgave kan variere med lokale forhold. Uansett gjelder at hvorvidt en konkret aktivitet faktisk bør regnes som det ene eller det andre, kommer an på de økonomiske egenskapene ved aktiviteten, se kapittel 4 for en nærmere forklaring.

LNG-markedet i Europa kan oppfattes som et delmarked av markedet for naturgass. I volum er markedet for LNG vesentlig mindre enn gassmarkedet for øvrig. LNG-markedet er også yngre og mindre modent. Det er imidlertid i vekst, med økende volumer, flere aktører og stadig flere markedsmuligheter. LNG er et supplement til det ''vanlige'' gassmarkedet, og er blant annet velegnet som drivstoff for transportsektoren.

I Norge er situasjonen litt annerledes. Vi har ingen infrastruktur for transport av naturgass i gassform til innenlands forbruk – det eneste som finnes er en viss distribusjon via rør i Rogaland. Derimot er ulike aktører kommet langt i å bygge opp et geografisk omfattende opplegg for distribusjon av LNG. Dette er typisk gass som distribueres fra et av det tre småskala prosessanlegg for LNG vi har i Norge, eller som importeres (som LNG) fra utenlandske import-terminaler for LNG. De fysiske mulighetene for å laste LNG over på mindre skip eller tankbiler ved norske eksport-

terminaler, kan ha betydning for hvordan sektoren bør reguleres, men det er et tema som faller utenfor rammene for dette notatet.

3 EUs reguleringsaktiviteter – hva er hensikten og hva er innholdet

Som nevnt innledningsvis arbeider EU nå med å implementere den tredje energimarkedspakke, som er et sett av regelendringer som legger opp til økt bruk av konkurranse i både kraft- og gassektoren. Et sentralt element i EUs lovgivning på området, er et skarpt skille mellom konkurranseutsatte og monopolregulerte oppgaver. Prinsippet kalles *unbundling*, som innebærer at monopolvirksomhet (det vil si de rødlige delene av verdikjeden ovenfor) skal drives atskilt fra konkurranseutsatte oppgaver.

Det stilles omfattende og skarpe krav til selskapene som utfører monopol-oppgavene. De mest sentrale betingelsene er:

- Monopolselskapene skal være nøytrale og behandle like kunder likt. Det kan ikke gis bedre betingelser til en kunde som er selskapsmessig forbundet med monopolvirksomheten enn til andre kunder.

- For å sikre nøytraliteten skal monopolselskaper som hovedregel drives helt atskilt fra selskap som driver produksjon eller salg (forsyning). Det skal sikres et eiermessig skille, og samme person kan ikke være involvert i driften av begge typer selskap.

- Priser og vilkår skal som hovedregel være åpent tilgjengelig informasjon, på samme måte som nettleien for elektrisk kraft.

- Dersom en monopolvirksomhet ser seg nødt til å avvise en kunde med en begrunnelse om at det ikke er tilstrekkelig kapasitet, kan den pålegges å utvide kapasiteten.

- Prisene for monopoltjenestene skal være kostnadsbaserte og ikke fastsatt med mål om å maksimere monopolets overskudd.[2] Eventuelle forskjeller i pris og andre vilkår til ulike kunder, må begrunnes i kostnadsmessige forhold. Det innebærer at det kan være rimelig om en stor kunde blir stilt overfor en lavere enhetspris enn en liten kunde – men det avhenger altså av kostnadene og den konkrete utformingen av tariffsystemet.

- Monopolene blir også pålagt oppgaver knyttet til forsyningssikkerhet og planlegging av egen kapasitetsutvikling.

De fleste regioner i verden som reformerer energimarkedene sine, gjør det primært for å oppnå mer med lavere ressursbruk enn man

---

[2] Kostnadsriktige priser for et naturlig monopol vil ikke sikre kostnadsdekning – det er derfor vi kaller det et naturlig monopol. De kostnadsriktige prisene må derfor suppleres med andre priser eller avgifter som i minst mulig grad påvirker kundenes tilpasning, slik at de samlede inntekter for monopolet blir ''høye nok''. Ofte ser en derfor tariffsystemer som består av en pris per energienhet og en annen pris per enhet kapasitet eller en annen størrelsesindikator, eventuelt også en tredje pris per leveringssted.

ellers ville ha fått til. Bakgrunnen er ganske enkelt at energi er en svært viktig innsatsfaktor i ethvert land og en vesentlig kostnad for de aller fleste bedrifter. Lavere energikostnader betyr derfor større verdiskaping og større mulighet for høy aktivitet i økonomien. Det er bra for sysselsetting og for offentlige budsjetter.

En annen viktig drivkraft er forbrukerbeskyttelse. Store energiselskaper lykkes ikke alltid med å bli oppfattet som instrumenter i fellesskapets tjeneste – ofte til tross for at svært mange er offentlig eiet. Større makt til kjøpersiden kan bidra til å kompensere for ulikheten i størrelse og ressurser. Der det er hensiktsmessig, kan markedskreftene utnyttes slik at priser og ressursforbruk blir lavest mulig.

For EU har dessuten en stadig økende importavhengighet synliggjort behovet for å kunne stille betingelser til de som ønsker å selge energi til EU. EU-reglene har således allerede hatt stor betydning for hvordan gassvirksomheten på norsk sokkel er organisert.

Endelig er LNG-markedet nå mer modent enn forrige gang EU hadde en grundig gjennomgang av lovgivningen. Tiden anses derfor inne til å stimulere til økt effektivitet også i dette delmarkedet.

4 Naturlig monopol og forskjell fra vanlige markeder

Hvis vi lar en eller flere aktører få monopol på salg av visse tjenester, må samfunnet føre en annen kontroll med monopolistens adferd (priser, betingelser og prestasjoner) enn når

det er konkurranse. I konkurransemarkeder tar kjøpersiden seg av en del av ''reguleringen'' som stimulerer aktørene til best mulig samsvar mellom kjøpernes betalingsvilje og kostnadene ved produksjonen.[3] I markeder med monopol må samfunnet på en eller annen måte ''overta'' den disiplinerende rollen konkurransen spiller i andre markeder.

Nedenfor illustreres først tilpasningen i et normalt marked med fullkommen konkurranse. Med tilpasningen menes omsatt volum og markedspris. Dernest vises hvordan tilpasningen blir for et naturlig monopol hvis det ikke reguleres skikkelig, og til sist hvordan tilpasningen kan forbedres med effektiv regulering. Skissene er naturligvis grove forenklinger, men ikke mer enn de likevel er gyldige beskrivelser av hva som er forskjellen mellom eksempelvis utvinning av naturgass og transport av LNG.

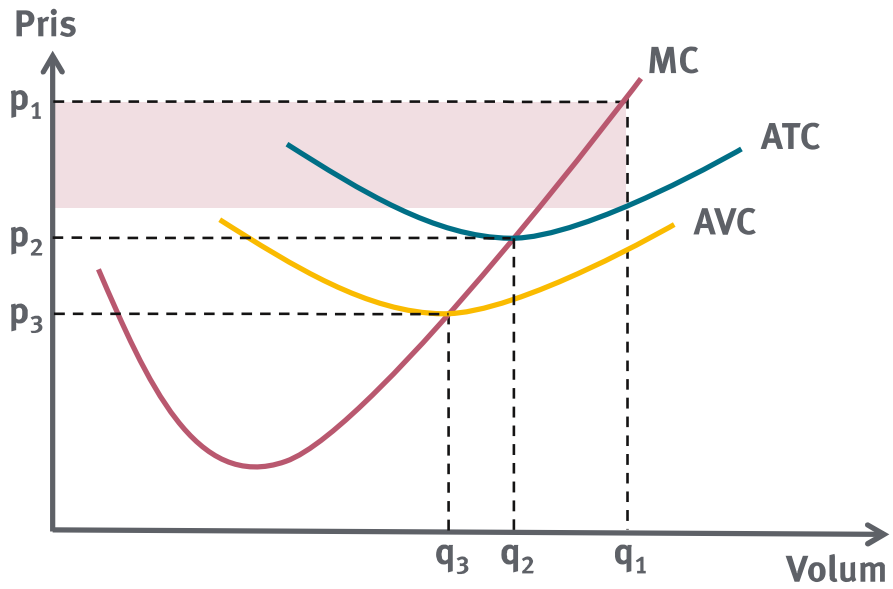
4.1 Fullkommen konkurranse

Fullkommen konkurranse betyr blant annet at det er mange tilbydere og mange kjøpere, og at ingen aktør er så stor at de kan påvirke markedsprisen. Det betyr at vi kan oppfatte markedsprisen som gitt. Her skal vi forklare hvordan den enkelte produsent tilpasser seg og velger det kvantum som de ønsker å tilby til den aktuelle markedsprisen.

---

[3] I mange markeder stilles det likevel kvalitetskrav som kjøperne kan ha problemer med å håndheve på egenhånd. For eksempel stiller samfunnet spesifikke krav til bilers tekniske egenskaper. Et annet eksempel er ufravikelige rettigheter for forbrukere gjennom kjøpsloven.

La oss anta at kostnadene ved produksjonen på en fabrikk består av faste og variable kostnader. De gjennomsnittlige variable kostnadene er vist ved den gule kurven merket AVC. De gjennomsnittlige totale kostnadene er vist ved den blå kurven merket ATC. Den røde kurven viser marginalkostnadene (kostnadsendringen ved å øke produksjonen med én enhet), som er fallende så lenge kapasitetsutnyttelsen er lav og de faste kostnadene dominerer kostnadsbildet. Marginalkostnadskurven krysser de andre kurvene i deres minimumspunkt (per definisjon).



Figur 4-1 Prinsippskisse fullkommen konkurranse

Optimalt tilbud (kvantum) fra denne fabrikken avhenger av markedsprisen. Generelt lønner det seg å velge et kvantum som er slik at marginalkostnaden blir lik markedsprisen. Hvis prisen for eksempel er p_1, bør bedriften produsere q_1. I så fall gir

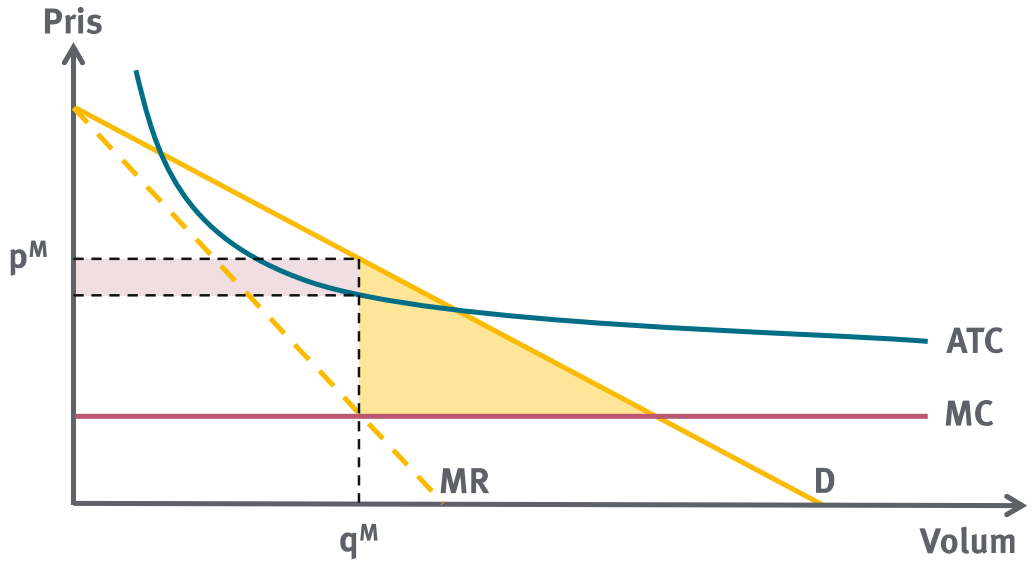
produksjonen et overskudd lik det røde arealet øverst i figuren. Hvis prisen er lavere enn p_3, lønner det seg ikke å produsere i det hele tatt, for da dekkes ikke engang de variable kostnadene. Ligger markedsprisen mellom p_1 og p_3, blir optimalt kvantum tilvarende mellom q_1 og q_3.

Hvis markedsprisen er p_2, vil bedriften få dekket alle sine kostnader (men heller ikke mer) om den produserer mengden q_2. La oss anta at normal avkastning på kapitalen er inkludert i kostnadsbegrepet – bedriften er da lønnsom og det regnskapsmessige overskuddet er akkurat lik avkastningskravet til egenkapitalen. Om markedsprisen er høyere eller lik p_2, vil det dermed være lønnsomt å bygge en fabrikk til. Aktørene vil eventuelt fortsette å utvide kapasiteten så mye at markedsprisen stabiliserer seg på p_2.

I næringer hvor dette er en (tilnærmet) rimelig beskrivelse av kostnadsforholdene, er samfunnet best tjent med å legge til rette for konkurranse mellom aktørene. Virkeligheten er naturligvis mer komplisert, blant annet med usikkerhet og ikke ubegrenset mulighet til å bygge nye fabrikker. Ikke desto mindre kan vi se at for eksempel gassfelt kan karakteriseres som i Figur 4-1. Stiger etterspørselen etter gass, er det lurere å åpne et gassfelt til enn å dempe etterspørselen ved å heve prisen (for å sette det på spissen).

4.2 Monopol uten regulering

En vesentlig forskjell mellom monopol og konkurranse, er at markedsprisen ikke kan oppfattes som gitt for et monopol. Monopoler bestemmer i realiteten prisen selv. Her skal vi forklare hvordan en monopolist vil tilpasse seg hvis det ikke blir regulert.



Figur 4-2 Prinsippskisse for monopol uten regulering

Som i det foregående eksemplet antar vi at kostnadene består av faste og variable kostnader. For å gjøre eksemplet enklest mulig, antar vi at de variable kostnadene er konstante. Da blir også marginalkostnadene konstante. De gjennomsnittlige totale kostnadene er vist ved den blå kurven merket ATC, mens marginalkostnadene er vist ved den røde kurven merket MC. Markedets etterspørsel er gitt ved den gule linje merket E. Den uttrykker at om vi ønsker å selge en enhet til, vil markedsprisen falle. Den gule stiplede linjen merket MR, viser hvordan marginal salgsinntekt til monopolet faller med økende tilbud.

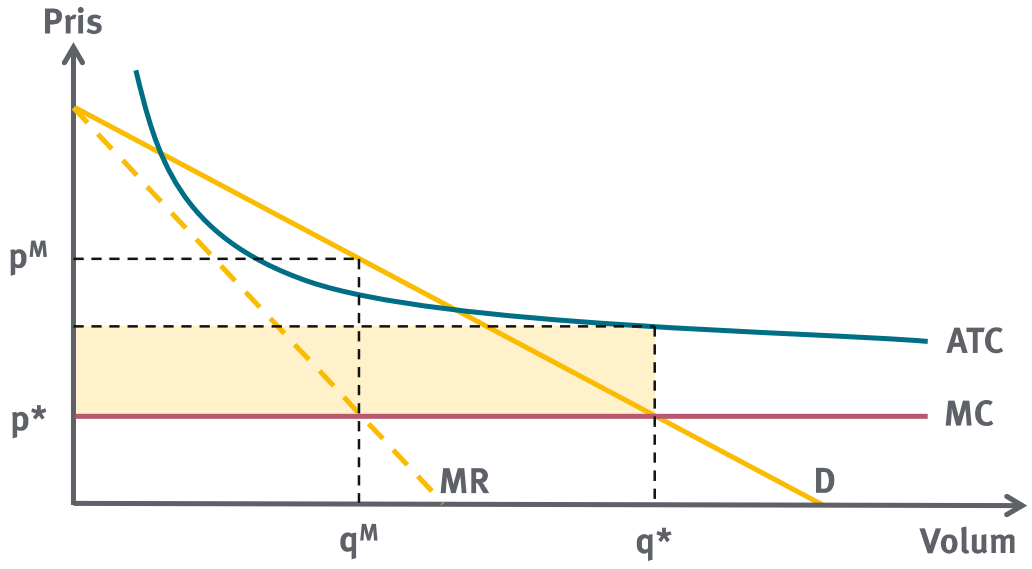
Det kvantum som maksimerer monopolets overskudd finner vi der marginalinntektskurven skjærer marginalkostnadskurven, q_M. Om vi tilbyr dette kvantumet, blir markedsprisen p_M og overskuddet gitt ved det røde arealet. Hvis vi som før at antar at normal

avkastning på egenkapitalen er inkludert i kostnadsbegrepet, er det røde arealet en meravkastning som skyldes at bedriften har monopol.

For samfunnet er tilpasning som i Figur 4-2 uheldig. Det samme kapitalutstyret som er bundet i virksomheten kunne ha gitt en vesentlig større produksjon og lavere priser, som likevel dekker de totale omkostningene ved aktiviteten. Verditapet for samfunnet er gitt ved den gule trekanten. Monopolvirksomhet er derfor regulert særskilt. Eksempelvis kan man forby flere aktører med hvert sitt produksjonsanlegg å slå seg sammen, og slik forhindre at denne typen tap oppstår.

4.3 Naturlig monopol med regulering

Virksomhet som har kostnader som ligner på skissen i Figur 4-2 kalles naturlig monopol (aktuelt kvantum finnes på den fallende delen av kurven for gjennomsnittlige totale kostnader). Der hvor kostnadene er slik, er det i realiteten uaktuelt med flere produksjonsanlegg – to anlegg vil bare medføre høyere kostnader og ingen flere fordeler. Rørledninger for gass er eksempel på slik virksomhet. Her skal vi vise hvordan slik virksomhet bør reguleres.



Figur 4-3 Prinsippskisse for regulering av naturlig monopol

Den ideelle (for samfunnet) tilpasningen for monopolisten i Figur 4-2 finner vi der marginalkostnadskurven krysser etterspørselskurven D. Dette er vist i Figur 4-3, der optimalt kvantum er q*, optimal pris er p*. Siden totale kostnader her ligger over de marginale kostnadene, vil en pris lik p* medføre et underskudd for monopolisten som er gitt ved det gule rektangelet. Man kunne for eksempel tenkt seg at monopolet fastsatte en pris som var slik at det ikke ble noe underskudd – det er det høyre skjæringspunktet mellom etterspørselskurven D og kurven for gjennomsnittlig totalkostnad ATC. Det ville imidlertid ha medført et tap av samme type som i Figur 4-2 – for høy pris og for lav utnyttelse av produksjonsutstyret.

Underskuddet i Figur 4-3 må finansieres på en eller annen måte. Én måte kan være direkte finansiering over offentlige budsjetter (skattefinansiering), en alternativ metode kan være brukerfinansiering. Det er det siste som er utgangspunktet i markedene for kraft og gass, herunder EUs visjon for LNG-markedet. Utfordringen da er å drive inn dette beløpet uten å påvirke kjøpernes kvantumsmessige tilpasning. Tar vi bare et påslag i prisen p* lik høyden av det gule rektangelet, vil resultatet bli altfor lavt volum. Vellykkede tariffsystemer for transport av kraft og gass består derfor som oftest av minst to elementer; én pris per energienhet som svarer til p* kombinert med for eksempel en årlig betaling for tilknytning (fastledd). Den siste kan skille mellom små og store brukere, men likevel være uavhengig av det løpende uttaket (eller innmatingen).

4.4 Sammenblanding av monopol og konkurranseutsatt virksomhet

Tradisjonelt er svært mange energiselskap engasjert i både konkurranseutsatt virksomhet og i virksomhet som er naturlige monopol, ofte gjennom såkalt vertikalt integrerte selskap og ofte med enerett til salg til bestemte kunder eller kunder i bestemte regioner. Det fører til minst to ting, som man forsøker å unngå ved den typen regulering EU har innført:

1. Den samlede prisen for kjøperne blir for høy. Da oppstår effektivitetstap som det gule triangelet i Figur 4-2. En velkjent ''forklaring'' på høye priser er at selve gassen er så og så billig, men at med transport blir prisen så og så høy. Realiteten er imidlertid at selve transporten reelt sett ikke koster så mye (p* fra Figur 4-3), men at kunden i praksis

betaler svært mye for gassen – både det gule rektangelet i Figur 4-3 og eventuelt også en monopolprofitt). Effektivitetstapene kan også ta andre former, som at kvaliteten ikke blir optimal eller at innovasjon hemmes.

2. Overvåking av monopoloppgaven blir unødvendig komplisert. Vertikalt integrerte selskap har en tendens til å føre kostnader som reelt sett hører til den konkurranseutsatte virksomheten i bøkene til det naturlige monopolet. Selv om et selskap ikke har monopol på annet enn de oppgavene som faktisk er naturlig monopol, er det fare for slik kryssubsidiering, som i sin tur kan føre til unfair eller manglende konkurranse i den konkurranseutsatte virksomheten.

5 Hvordan virker regulering i praksis?

Vellykket regulering av naturlige monopol sørger for at prisene fastsettes tilsvarende p* i Figur 4-3 og at ''underskuddet'' (det gule rektangelet) finansieres med minst mulige negative virkninger. Virkemidlene i slik regulering er blant annet å sørge for et godt skille mellom selskap som utfører de ulike oppgavene, krav til utforming/beregning av monopolets priser og et opplegg som sikrer monopolene tilstrekkelig avkastning på egenkapitalen.

Det siste er i praksis en eller annen form for regulering av selskapenes samlede inntekter. Slik regulering er nødvendig for å sikre at monopolene tiltrekker seg nok egenkapital, og kan ta flere former. Inntektene kan for eksempel fastsettes til bokførte driftskostnader tillagt x % avkastning på kapitalen bundet i

selskapet. I kraftsektoren i Norge er det valgt en annen tilnærming. Der fastsetter regulator inntekten for hvert enkelt nettselskap i kroner, basert på en beregning av hva de mest effektive selskapene i bransjen ville hatt av kostnader for å utføre en tilsvarende oppgave. Begge tilnærminger kan kombineres med krav eller incentiver til selskapene om å redusere så vel driftskostnadene som de totale kostnadene (effektivisering) og krav eller incentiver til kvalitet, servicenivå og lignende. Så blir det opp til selskapene selv å begrense kostnadene og på den måten forsøksvis skape enda bedre avkastning på kapitalen.

Skillet mellom monopol og konkurranse kan i prinsippet begrenses til et rent regnskapsmessig skille, eller det kan utvides til et fullstendig organisatorisk og juridisk skille til selskap som ikke har noen tilknytning til hverandre. I kraftmarkedet valgte flere land å introdusere dette skillet gradvis: Først ble store kunder gitt rett til å kreve adgang i kraftnettet for kraft de hadde kjøpt utenom det vertikalt integrerte selskapet de hadde sin fysiske tilknytning til. Gradvis ble kretsen av privilegerte kunder utvidet og til sist fikk også de minste husholdningene såkalt nettadgang. Både Sverige og Danmark valgte en slik tilnærming. Andre land, som Norge, valgte en mer kontant tilnærming, der alle sluttbrukere fikk samme rettighet med det samme.

Kunder som mangler nettadgang er avskåret fra å få leverandører til å konkurrere om leveranser. De eksisterende leverandørene kjemper derfor ofte hardt for en gradvis liberalisering. Argumentet er gjerne at de mindre forbrukerne må beskyttes mot de negative effektene av konkurransen, uten at disse spesifiseres nærmere. Realiteten er imidlertid at de ikke-privilegerte kundene må betale monopol-priser, mens de privilegerte slipper dette. Gradvis

tilnærming er derfor i praksis en form for skjerming av leverandørene.

Ved deregulering uten overgangsordninger blir leverandørene kastet ut i konkurransen. Umiddelbart kan det synes som en betydelig ulempe, sett fra leverandørenes ståsted. Hva leverandørene samlet sett er best tjent med, er imidlertid et mer sammensatt spørsmål. Selskap som hurtig eksponeres for konkurranse tvinges i større grad til både kostnadsminimering, effektivisering og innovasjon enn selskap som i kraft av monopolrettigheter ikke behøver å sloss for en positiv og solid bunnlinje. Førstnevnte kan normalt også glede seg over vesentlig større kundetilfredshet enn sistnevnte.

Hva som er best for samfunnet av gradvis eller hurtig deregulering er enklere å kommentere. En gradvis deregulering kan skjule effektivitetstapene i sektoren i lenger tid enn hva som er tilfellet ved hurtig deregulering. For samfunnet er det vesentlig å få redusert effektivitetstapene hurtigst mulig. Om enkelte konkurranseutsatte leverandører skulle få finansielle problemer som følge av en for hurtig deregulering, vil forklaringen normalt være at de har vært for lite effektive tidligere og ikke klart å tilpasse sine kostnader like hurtig som konkurrentene. Det er vanskelig å se hvorfor samfunnet skal premiere slik ineffektivitet ved å innrømme disse selskapene forlengede monopolrettigheter. Og selv om finansielle problemer skulle føre til konkurser med til dels dramatiske konsekvenser for eiere og eventuelt ansatte, vil de fysiske anleggene bestå. Kjøpere av monopoltjenestene vil dermed ikke ha så mye å frykte ved en rask deregulering.

6 Prisdannelse i et deregulert LNG-marked

Når adgangen til infrastruktur endres gjennom regler som EU har innført, er det visse trekk ved prisdannelsen det er rimelig å forvente. Erfaringsgrunnlaget for dette er hentet fra kraftsektoren og gassmarkedet. De grunnleggende likhetstrekkene mellom disse og LNG-markedet tilsier at erfaringen gir en god pekepinn for hva vi kan vente i LNG-markedet.

Før deregulering er prisene gjerne fastsatt slik at hver kunde har "sin" pris; det er ingen offisielle prislister, det er mye hemmelighold omkring kontraktene og ikke minst prisbetingelsene, og det er generelt vanskelig å danne seg et bilde av markedsforholdene. Noen ganger kan det for så vidt være åpnet for såkalt tredjepartsadgang til infrastrukturen, men vilkårene kan være så kompliserte eller kostnadskrevende at adgangen bare er illusorisk. Ofte er prisene sterkt knyttet til kjøpers alternativ, slik at kjøperne i realiteten står overfor ulike priser for den samme varen og tjenesten (noe som kalles prisdiskriminering). Ikke sjelden må kunden forplikte seg til langsiktige avtaler. Hensikten med lang avtaleperiode er å redusere usikkerhet for leverandøren, som dermed får redusert prosjektspesifikk risiko. I umodne markeder kan det være meget effektivt, og altså ikke noe galt i seg selv.

Dersom selve endringsfasen er langvarig, vil det også være svært ulike priser etter at prosessen er satt i gang, slik at privilegerte kunder generelt betaler lavere priser enn "fastlåste" kunder. Først når en markedsorientert regulering har "satt seg", kan en vente at priser og vilkår for sammenlignbare leveranser blir harmonisert. Det betyr at det godt kan være til dels betydelige prisforskjeller

mellom kunder også etter en deregulering. Disse forskjellene vil imidlertid ikke avhenge av hvilke alternativer den enkelte kunde har, men av kostnadsforskjeller (for leverandørene) ved å betjene ulike kunder. Totalkostnaden for å forsyne for eksempel en husholdning, et hotell og et fergeselskap med gass kan åpenbart være nokså ulik, spesielt fordi transportopplegget og lagringsbehovet til hver enkelt vil være temmelig ulikt.

For selgersiden i markedet betyr deregulering både fare for tap av eksisterende kunder og mulighet for nye kunder. Når de første kundene gjør avtale med en (for seg) ny leverandør, er det gjerne fordi de har funnet frem til en leverandør som har noe fleksibilitet i sin leveransekjede som ikke er fullt utnyttet. Når disse kundene skifter leverandør, får deres tidligere leverandør ledige volumer som kan selges til andres kjøpere – og slik ruller ballen nærmest som et snøskred hvis alle kunder er gitt markedsadgang og tilgjengeligheten av energivaren er høy.

Rent praktisk utvikler det seg ofte noen såkalte hub'er – knutepunkt hvor energivaren skifter eier uansett. Det kan være en importterminal for LNG og/eller rørgass, et raffineri-sentrum eller en sentral transformator hvis det er snakk om kraft. Hub'ene blir små markedsplasser, som kan sammenlignes med et gammeldags torg. Priser for leveranser andre steder blir deretter ofte fastsatt som en hub-pris pluss et tillegg for transport derfra og frem til kundens leveringspunkt.

Ser vi på LNG-markedet i Norge og Nord-Europa, kan Figur 6-1 antyde hva som kan forventes med basis i erfaringene fra kraft- og gassmarkedet for øvrig. Anta at prisen på LNG levert ved et lageranlegg i Nederland eller Nord-Tyskland er x øre/Sm3. Anta

videre at lagring, transport og reprosessering derfra til Norge er **y** øre/Sm3. Norsk engrospris tilsvarer da **x** + **y** øre/Sm3. Denne prisen må tilsvare summen av p_2, p^* og det gule rektangelet som er underdekningen for det naturlige monopolet, jf. figurene ovenfor. Levering til et tankanlegg i (umiddelbar) nærhet av kunden vil typisk komme i tillegg. Merk også at vi her tenker på **x** og **y** som gjennomsnittlig energipris – en reell kontrakt eller tariff kan jo likevel bestå av flere elementer, som en pris per år, en pris per energienhet og en pris leveranse (skipning eller tankbil).

Med utgangspunkt i Figur 6-1 kan vi også anslå en pris referert gassfeltene i Nordsjøen hvis vi kjenner tariffene for bruk av rørsystemene offshore. Importprisen (til Europa) på LNG må være sammenlignbar med importprisen på rørgass fra Nordsjøen – om ikke kontraktsprisene er sammenlignbare, så må i hvert fall markedsverdien på kort sikt være på samme banehalvdel. Hvis ikke, ville rørgass kunne erstatte LNG eller omvendt. Følgelig er det rimelig å anta at importprisen på rørgass også er om lag **x** øre/Sm3. Om vi videre antar at tariffene i Gasscos system tilsvarer **z** øre/Sm3 hele veien fra felt til landanlegg og videre til Kontinentet, kan vi se at salgsprovenyet oppstrøms er **x-z** øre/Sm3.

Figur 6-1 Prisdannelse i LNG-markedet

Kostnaden for Gasscos system kan i prinsippet deles i to komponenter der $z_1 + z_2 = z$. z_1 dekker kostnadene fra norsk prosessanlegg (for eksempel Kårstø eller Kollsnes) og frem til importhub på kontinentet, mens z_2 dekker kostnadene fra gassfeltet og frem til og med norsk prosessanlegg. Her er z_2 vesentlig større enn z_1. Et eventuelt uttak av rørgass i Norge står overfor en pris lik $x-z_1$, altså nærmere x jo lavere kostnadene er for den siste delen av transporten til kontinentet. Dette vil være markedsverdien av gassen som benyttes til LNG-produksjon i Risavika. La v betegne enhetskostnaden i Risavika, slik at kostnaden for en leveranse fra Risavika er $x-z_1+v$. Da kan vi se konturene av en likevekt der $y=v-z_1$, altså at skipning fra

kontinentet konkurrerer med norsk LNG (fratrukket kostnadene ved den siste rørtransporten fra Norge til Kontinentet).

Kilder

Bjørnebye, Henrik: Anvendelse av gassdirektiv 2009/73/EF på LNG-markeder, notat til Næringslivets NHO-fond, 8. februar 2013