

SNF arbeidsnotat nr. 36/05

**Økt bruk av gass innenlands:
Norge som del av et europeisk gassmarked**

av

**Jørgen Bjørndalen
Gjermund Nese**

SNF prosjekt nr. 4326: "Konkurransestrategi, tilgangsprising og investeringsincentiv i et europeisk integrert gassmarked"

SNF prosjekt nr. 4486: "Økt bruk av gass innenlands"

Prosjektene er finansiert av ARENA-programmet, Innovasjon Norge, SIVA og Norges forskningsråd (PETROPOL)

SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS

BERGEN, JUNI 2005

ISSN 1503-2140

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

Økt bruk av gass innenlands: Norge som del av et europeisk gassmarked*

av

Jørgen Bjørndalen** og Gjermund Nese***

Norske myndigheter legger opp til at naturgass i økt grad skal benyttes på det innenlandske markedet og at denne gassen skal handles på markedsbestemte betingelser. Et innenlandsk gassmarked vil ventelig bli relativt lite og marginalt sammenliknet med de europeiske markedene som hovedsakelig representerer alternative avsetningsmuligheter for norsk gass. Man må derfor forvente at utviklingen i det internasjonale gassmarkedet, i første rekke innenfor EU, i vesentlig grad vil sette rammebetingelsene for den fremtidige utbredelse av et innenlandsk gassmarked. Artikkelen peker bl.a. på at gassen i økende grad vil handles og prises på markedsplasser/børser for gass, såkalte "gas hubs".

1. Innledning

Olje- og gassvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, og har siden utvinningen av olje startet på Ekofiskfeltet i 1971 gitt nasjonen enorme inntekter. Olje er fremdeles er det viktigste produktet, men i årene som kommer vil naturgass utgjøre en stadig større del av norsk petroleumsproduksjon. Så langt har naturgassen i all vesentlighet blitt eksportert eller brukt til injeksjon i felt. Bare små volumer har blitt brukt innenlands.¹ Det er imidlertid nå en uttalt målsetting fra norske myndigheters side at naturgass i større grad skal benyttes i Norge. I den såkalte "Gassmeldingen"

* Takk til Norges forskningsråd (Petropol), ARENA-programmet, Innovasjon Norge og SIVA som har finansiert Gjermund Nese sitt arbeid med denne artikkelen. Takk også til en anonym konsulent for verdifulle kommentarer.

** SKM Energy Consulting, Cort Adelers gt. 16, N-0254 Oslo, e-post: jorgen.bjorndalen@skmenergy.com

*** Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF) AS, Breiviksveien 40, N-5045 Bergen, e-post: gjermund.nese@snf.no

¹ Totalt ble det brukt ca. 745 millioner Sm³ (standard kubikkmeter) naturgass i Norge i 2001. Til sammenlikning var total gassproduksjon på norsk sokkel i 2001 på 94,6 milliarder Sm³. Av dette utgjorde eksport av tørrgass til kontinentet og Storbritannia 50,5 milliarder Sm³, mens 34,5 milliarder Sm³ ble brukt til injeksjon i felt. Det resterende ble brukt til blant annet energiframstilling på sokkelen og på ilandføringsstedene, samt til fremstilling av gassrelaterte produkter som for eksempel nafta. Tallene er hentet fra OED (2003a).

fra Olje- og Energidepartementet (OED), se OED (2003a), uttales det: ”*Tilgang på naturgass kan gi grunnlag for økt verdiskaping i Norge, blant annet gjennom innovasjon og næringsutvikling knyttet til bruk av naturgass. Utnyttelse av gass som råvare i produksjonsprosesser, direkte bruk av naturgass som energikilde og utvikling av miljøvennlig teknologi, produkter og tjenester er viktige satsingsområder i denne forbindelse*”. I dag skjer anvendelsen av naturgass i Norge stort sett på eller i nærheten av ilandføringsstedene på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden. Den begrensede utnyttelse av gass innenlands skyldes blant annet at vanskelig topografi, lav befolkningstetthet og spredt industri ikke har gjort det lønnsomt å foreta større utbygginger av transportsystemer for naturgass innenlands. I Gassmeldingen pekes det imidlertid på at utviklingen av stadig flere gassfelt på norsk sokkel kan legge grunnlag for flere landføringssteder langs kysten. I første omgang gjelder dette Hammerfest og Aukra.² En annen, og minst like viktig årsak til at gassen så langt ikke har blitt utnyttet i vesentlig grad innenlands er Norges rikelige tilgang på billig vannkraft som gassen ikke har hatt mulighet til å konkurrere mot. Norge har i lange perioder hatt overkapasitet på kraftsiden, men etter liberaliseringen av kraftmarkedet i 1991 har det blitt gjort begrensede investeringer i produksjons- og nettkapasitet. Samtidig har etterspørselen etter kraft økt og systemet er avhengig av import. Med økende forbruk, begrenset importkapasitet og et produksjonssystem ensidig basert på vannkraft gjør kraftsystemet seg stadig mer sårbart overfor variasjoner i nedbør. Dette har bidratt til å rette fokus mot satsing på alternative energikilder, som for eksempel naturgass.³ Samtidig har knappheten på vannkraft ført til perioder med svært høye

² Det er for øvrig allerede igangsatt og planlagt ulike former for gassanvendelser en rekke steder i Norge. I følge Hellesøy (2004) har selskapene Gasnor, Naturgass og Lyse Gass bygget opp et distribusjonsnett for gass som dekker store deler av Vestlandet som omsetter bortimot 100 millioner Sm³ naturgass. Se for øvrig Rusten m.fl. (2004) for en oversikt over gassanvendelser i Norge.

³ Se for eksempel OED (2004a).

strømpriser i det norske markedet. Dette er en utvikling som på sikt kan bidra til å gjøre gassen mer konkurransedyktig som energikilde på det innenlandske markedet.

Naturgassen skiller seg fra oljeprodukter, blant annet med sin lave tetthet. Det store volumet i forhold til energiinnholdet gjør at det er svært kostbart å transportere gass. Rørtransport er den mest vanlige transportformen, men gass kan også transporteres i komprimert form (CNG) eller nedkjølt og flytende (LNG). I de to sistnevnte formene kan gassen transporteres ved bruk av skip, jernbane eller tankbiler. Et sentralt element i myndighetenes satsing på økt bruk av gass innenlands er derfor valg av transportform for gassen. På bakgrunn av analyser gjort av Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE), se NVE (2004), konkluderer OED (2004b) med at det på nåværende tidspunkt ikke vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å basere økt bruk av gass innenlands på rørtransport. Det uttales i stedet: *”Analysene viser at det kan vere moglege å selje LNG i Norge til en pris som dekkjer kostnadene. LNG- og CNG-infrastruktur har større fleksibilitet enn rør og kan byggast opp etter kvart som marknaden veks. LNG- og CNG-infrastruktur har òg lågare investeringskostnader, ein potensiell andrehandsverdi og dei kan betre tilpassast dei forventa voluma i dei nærmaste åra fremover”*. Regjeringen ønsker på denne bakgrunn å støtte opp under en gradvis oppbygging av markedet for naturgass i Norge basert på en infrastrukturløsning der transporten av gass foregår med skip og tankbiler. Det legges i den forbindelse opp til etablering av en tilskuddsordning fra myndighetenes side for oppbygging av denne infrastrukturen.⁴

⁴ Nylig ble det imidlertid klart at det er politisk flertall for at Staten skal bidra til finansiering av gassrør på land. Dette kommer frem i et forlik inngått mellom Regjeringspartiene (Høyre, Kristelig Folkeparti og Venstre) og Arbeiderpartiet. I det politiske prinsippvedtaket trekkes det frem tre mulige områder som nå kan få statlig støtte til bygging av gassrør. Dette er Grenland, Skogn og Mongstad. (Se Bergens Tidende 19. februar 2005). Partiene ser for seg at Statnett – den statlige eier og operatør av det sentrale

Utviklingen av et innenlandsk marked for gass i Norge vil utvilsomt kreve store investeringer i infrastruktur, som altså delvis skal finansieres av offentlige midler. Det er dessuten flere usikre faktorer knyttet til fremtidig gassbruk innenlands. Dette gjelder ikke minst prisdannelse og volummessig omfang. Politiske vedtak vil nok være viktige for å legge forholdene til rette for økt bruk av gass i Norge, men norsk gass inngår i høyeste grad også i et internasjonalt marked. Uansett fremtidig utbredelse av gassbruk i Norge må en forvente at det norske markedet blir relativt lite og marginalt sammenliknet med de europeiske markedene som hovedsakelig representerer alternative avsetningsmuligheter for norsk gass. Man må derfor forvente at utviklingen i det internasjonale gassmarkedet, i første rekke innenfor EU, i vesentlig grad vil sette rammebetingelsene for den fremtidige utbredelse av et innenlandsk gassmarked. De europeiske gassmarkedene har gjennomgått store endringer de siste årene, men målsettingen om et felles indre gassmarked i EU er på langt nær nådd enda. Forståelse av prosessene som pågår i det europeiske gassmarkedet er viktig når man vurderer et fremtidig innenlandsk marked for gass. I denne artikkelen rettes fokuset mot en del vesentlige faktorer innenfor oppbyggingen av det europeiske gassmarkedet. Vi starter med å se på ulike markedsformer med tilhørende prisingsprinsipper for gass. Deretter trekker vi frem noen momenter knyttet til den fremtidige utviklingen av det europeiske gassmarkedet. Avslutningsvis trekker vi noen konklusjoner i forhold til et fremtidig innenlandsk marked for gass i Norge.

elkraftnettet – kan utvide sin rolle til å bli partner i gassrør også. (Se Dagens Næringsliv 19. februar 2005)

2. Markedsformer og prisingsprinsipper

I OED (2004b) er det lagt til grunn at gass levert til det innenlandske markedet skal handles på markedsbestemte betingelser og at prisen skal bestemmes på bakgrunn av kommersielle forhandlinger. Det henvises til Gassmeldingen der det uttales: *”Det er dette prinsippet som best ivaretar hensynet til målsettingen om høy verdiskaping knyttet til gassressursene på sokkelen og som bidrar til gode samfunnsøkonomiske løsninger”*. Denne prinsippvurderingen i forhold til prising av gass levert til et innenlandsk gassmarked er å betrakte som gjeldende for norsk gasspolitikk.

2.1 Norsk gass i et internasjonalt marked

Norsk gass inngår i høyeste grad i et internasjonalt marked, og det er naturlig å ha dette som utgangspunkt for utviklingen av et innenlandsk marked for gass.⁵ Dette innebærer at norske gassprodusenter vil selge sin gass i det markedet der de kan oppnå den høyeste prisen. Justert for forskjeller i transportkostnader, vil utgangspunktet derfor være at prisen på gass til innenlandsk bruk bestemmes av prisen man kan oppnå i de alternative avsetningsmarkedene. Eksport av norsk gass skjer for øyeblikket utelukkende til land innenfor EU. Dette vil imidlertid endre seg fra 2006. Da starter produksjonen av LNG fra Snøhvitfeltet, og det er allerede inngått store kontrakter for salg av denne gassen til USA (i tillegg til Spania). På denne måten vil markedsforholdene både innenfor EU og i USA kunne påvirke for eksempel prisingen av naturgass på det innenlandske markedet i Norge. Vi vil likevel her først og fremst konsentrere oss om det Europeiske gassmarkedet som tross alt er det viktigste eksportmarkedet for norsk gass.

⁵ Norge var i 2003 den nest største eksportøren av gass til Europa, og den tredje største eksportør på verdensbasis, se Fakta (2004).

2.2 Liberaliseringen av gassmarkedene

Fra å være en industri preget av en monopolistisk markedsstruktur har markedene for naturgass verden over gått gjennom fundamentale endringer de siste årene som følge av omfattende liberalisering og avregulering. Målsettingen bak disse reformene har vært å oppnå mer effektive markeder gjennom etablering av konkurranse på tilbudssiden. Dette har, og vil fremdeles ha etter hvert som liberaliseringen fortsetter, stor innvirkning på hvordan gass selges og kjøpes, og på den underliggende bestemmelse av gassprisene. USA og Canada var først ute med å initiere reformer i sine gassmarkeder på slutten av 1970- og begynnelsen av 1980-årene. Senere på 80-tallet fulgte Storbritannia opp med å gå enda lenger i sin liberalisering. EU-landene forøvrig har vært noe mer avventende, og først i 1998 kunne EU enes om et gassdirektiv, det såkalte gassmarkedsdirektiv I, som la opp til en relativt forsiktig liberalisering av EUs indre marked for naturgass, se EU (1998). I 2003 ble dette avløst av gassmarkedsdirektiv II, som går lenger når det gjelder liberaliseringen av EUs gassmarked, se EU (2003a). Gassmarkedsdirektiv I er forøvrig implementert i det norske lovverket, mens gassmarkedsdirektiv II forventes å bli innlemmet i EØS-avtalen i løpet av kort tid, se OED (2003b). Disse direktivene har foreløpig hatt begrenset betydning for Norge, siden landet ikke har hatt noe innenlandsk gassmarked. I forbindelse med en satsing på økt bruk av gass innenlands vil derimot dette kunne endre seg slik at Norge må forholde seg til EUs liberaliseringsprinsipper.⁶

⁶ Norge har riktignok allerede tilpasset seg gassdirektivet på enkelte områder, blant annet ved å opprette et uavhengig statlig eid selskap, Gassco, som har operatøransvaret for infrastrukturen for transport av gass fra norsk sokkel. Man har også avviklet Gassforhandlingsutvalget (GFU) som tidligere stod for alt salg av norsk gass. Nå er salget av gass overlatt til de enkelte selskaper. En fullstendig oversikt over hvilke EU-direktiv som er implementert i olje-, gass- og energisektoren i Norge kan finnes i OED (2004c).

Siden det er stor forskjell på hvor langt de ulike land har kommet i sin liberalisering av gassmarkedene kan det være nyttig å se nærmere på de ulike markedsformene.⁷

2.3 Markedsformer

I henhold til IEA (1998) skiller man gjerne mellom fire hovedtyper markedsstruktur innenfor gassmarkedet. Sortert etter økende grad av liberalisering/konkurranse er dette: *Monopol, rørledning-til-rørledning-konkurranse, konkurranse i engrosmarkedet og konkurranse i sluttbrukermarkedet*. Gass kan kjøpes og selges som et hvilket som helst annet gode, men gassmarkedene skiller seg likevel fra de fleste andre varemarkeder på en del vesentlige områder, selv om det er likheter med for eksempel elektrisitetsmarkeder og andre såkalte nettverksindustrier. Den essensielle forskjellen mellom gassmarkedet og andre markeder skyldes kostnadene ved og kravene til transporten av gass. Det å transportere gass fra produksjonsstedet til konsumentene er særdeles kapitalintensivt, kostbart og forbundet med betydelige stordriftsfordeler (naturlig monopol).⁸

2.3.1 Monopol

Monopol har vært den desidert mest vanlige markedsstrukturen innenfor gassmarkedene verden over. Hele verdikjeden fra produksjon, via transport til salg av gassen har typisk vært kontrollert av ett selskap som gjerne har vært offentlig eid. Monopol har tradisjonelt vært ansett som den beste markedsstrukturen i de tidlige fasene i forbindelse med oppbyggingen av en gassindustri. I et umodent gassmarked har man ved å gi ett selskap alle rettigheter kunnet begrense dette selskapets risiko

⁷ Gassmarkedsdirektivenes funksjon og effekt på gassprisene i det europeiske gassmarkedet er nærmere omtalt i kapittel 4.1.

⁸ Reguleringen av transportsystemet i form av for eksempel aksesskontroll og bestemmelse av transporttariffer skjer på mange ulike måter i de forskjellige landene. Det vil føre for langt å komme inn på dette i denne artikkelen, men det finnes en rik litteratur på området og en gjennomgang av temaet, samt aktuelle referanser, kan finnes i for eksempel Nese og Hagen (1998). For en beskrivelse av den norske reguleringen av gasstransport, se Bjørndalen og Nese (2004).

knyttet til å gjøre investeringene som kreves. Denne typen markedsstruktur har vært vanlig også innenfor andre nettverksnæringer som for eksempel elektrisitet, telekommunikasjon og jernbane. Etter hvert som tiden har gått og inntektene fra salget av gass har nedbetalt de store grunnlagsinvesteringene, reduseres risikoen, kostnadsbildet endres og nødvendigheten av en monopolistisk markedsstruktur forsvinner. Når markedet modnes på denne måten fokuseres det i stedet på andre markedsstrukturer som kan sikre økonomisk effektivitet i gassmarkedet, dvs. man ønsker å gå fra monopol til konkurranse.

2.3.2 Rørledning-til-rørledning-konkurranse

Én måte å øke konkurransen i gassmarkedet på er å etablere én eller flere nye rørledninger til det aktuelle markedet. På denne måten kan disse konkurrere om å tilby gass til kundene innenfor samme region. Effekten av denne formen for konkurranse kan imidlertid være begrenset. Effektiv konkurranse i et marked innebærer som oftest at det er mange tilbydere i markedet. Det er derfor uklart hvilken effekt for eksempel én ekstra rørledning kan ha. Samtidig bør kapasiteten i eksisterende rørledning(er) være godt utnyttet før det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut parallelle rør. Trusselen om at nye rørledninger kan etableres vil imidlertid til en viss grad kunne virke disiplinerende på en monopolist og hindre ham i å utnytte sin monopolmakt fullt ut.

2.3.3 Konkurranse i engrosmarkedet

Går man et steg videre i å etablere konkurranse i gassmarkedet kan det gis såkalt tredjepartsadgang (TPA) til transportsystemet, dvs. å legge til rette for konkurranse mellom flere gasstilbydere ved å gi andre enn det monopolistiske selskapet tilgang til å transportere gass gjennom det etablerte rørledningssystemet. TPA blir i praksis gitt på to nivåer: a) TPA til transmisjonssystemet som leverer gass til engrosmarkedet

eller b) TPA til distribusjonssystemet som forsyner sluttbrukerne (se neste avsnitt). Konkurransen i engrosmarkedet blir blant annet benyttet i USA og Canada. Dette gjøres ved at selve transportvirksomheten blir atskilt fra selskapenes salg av gass, såkalt *unbundling*. Fra myndighetenes side er TPA til transmisjonssystemet nedfelt i lovverket. Det kreves at TPA gis på ikke-diskriminerende vilkår, dvs. at alle skipere av gass har like rettigheter til å bruke transmisjonssystemet. Men dersom det er få aktører på engros-nivå, og etableringshindrene er høye, er effekten av slik TPA begrenset.

2.3.4 Konkurransen i sluttbrukermarkedet

Den mest fullstendige liberaliseringen av gassmarkedet så langt har funnet sted i Storbritannia. Her er den obligatoriske TPA utvidet til også å gjelde distribusjonssystemet som bringer gassen helt frem til sluttbrukerne, dvs. at salg og transport av gass er atskilt på alle nivåer. Dette innebærer at alle gasskonsumenter har rett til å velge hvilket selskap de vil kjøpe gassen sin fra. Det eksisterer ingen form for priskontroll når det gjelder salg av gass, men myndighetene regulerer tilgangen til og tariffene ved transporten av gass. Organiseringen av gassmarkedet i Storbritannia kan på denne måten sammenliknes med hvordan handelen med elektrisitet er organisert her hjemme. Konkurransen i sluttbrukermarkedet er for øvrig innført i en rekke europeiske land, men foreløpig ikke i så utstrakt grad som i Storbritannia. Den typiske utviklingen er å starte med å åpne markedet for store kunder, dvs. kunder med et gassforbruk over en spesifisert mengde per år, for så å redusere kravet til størrelsen på forbruket etter hvert. I siste instans vil også husholdningskundene omfattes av markedsåpningen og kan fritt velge sin gassleverandør. En oversikt over hvor langt liberaliseringen er kommet i de ulike EU-landene kan finnes i for eksempel EU (2004).

2.4 Prisingsprinsipper under ulike markedsformer

Liberaliseringen av gassmarkedene har medført fundamentale endringer når det gjelder organiseringen av handelen med gass. Generelt har man fått en drastisk økning i hvilke tjenester som er tilgjengelige for både engroshandlere og sluttbrukere, antall transaksjoner og deres kompleksitet. Dessuten har det resultert i en fremvekst av finansielle markeder for håndtering av risiko og et skifte fra langsiktige til mer kortsiktige kontrakter for både transport og salg av gass. Sist, men ikke minst har liberaliseringsprosessen hatt konsekvenser for hvilke prinsipper som benyttes for prising av gass. Vi konsentrerer oss om dette siste momentet og viser til for eksempel IEA (2000) for omtale av de øvrige endringene i gassmarkedet.

2.4.1 Monopol

Under monopolistisk markedsstruktur hvor ett enkelt selskap har monopol i transport og salg av gass vil dette selskapet i prinsippet kunne sette den prisen det selv ønsker. Dette innebærer gjerne prising basert på: a) *Kost-pluss*-basis, der selskapet setter en pris basert på kostnaden ved å fremskaffe gassen pluss et påslag for kostnader som ikke er gassrelaterte samt for avkastning på kapital, eller b) *Netback-prising*, der markedsverdien på gassen bestemmes i konkurranse med alternative energibærere, som for eksempel ulike oljeprodukter. Netback-prinsippet innebærer at prisen på gassen levert til en spesifikk kunde settes lik (eller litt under) prisen på den billigste alternative energibæreren som denne kunden har tilgang på, minus kostnaden ved å transportere gassen til kunden, minus eventuelle lagringskostnader forbundet med å møte kundens etterspørselsmønster, og til slutt trekker en fra eventuelle avgifter på gassen. En slik prising innebærer følgelig en diskriminering mellom ulike kunder basert på hvilke praktiske muligheter de har til å benytte alternative energibærere og kostnadene knyttet til disse alternativene. Profittmarginene for en monopolist som

benytter netback-prising kan være betydelige. Slik prising vil innebære en krysssubsidiert mellom forskjellige kunder. Myndighetene vil derfor i noen tilfeller begrense monopolistens mulighet til å benytte denne formen for prisingsstrategi. I praksis har mange land benyttet en blanding av kost-pluss- og netback-prising. Europeiske land har imidlertid benyttet netback-prising i utstrakt grad, og de fleste langsiktige gassalgskontraktene mellom Norge og kjøpere på Kontinentet baserer seg på nettopp dette prisingsprinsippet, se Austvik (2003).

2.4.2 Rørledning-til-rørledning-konkurranse

Netback-prising vil være det foretrukne prisingsprinsippet for gasstilbydere også under rørledning-til-rørledning-konkurranse. I hvilken grad dette lar seg gjøre vil imidlertid avhenge av hvor reell konkurranse man oppnår i markedet ved etableringen av én eller flere konkurrerende rørledninger, samt i hvilken grad gasskundene faktisk har mulighet til å skifte mellom de ulike leverandørene av gass.

2.4.3 TPA

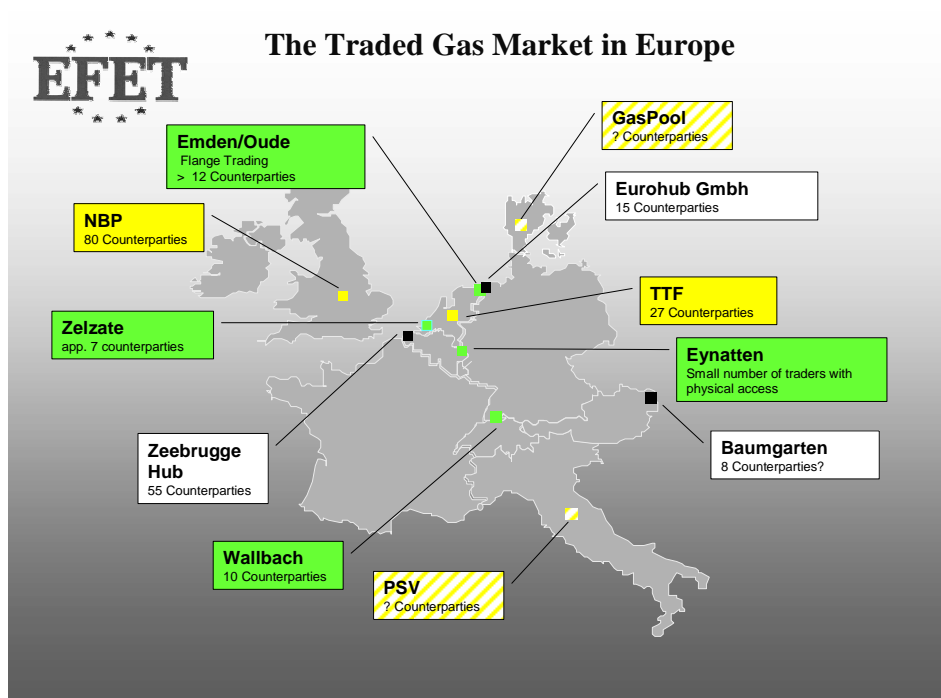
I et gassmarked der konkurranse er innført i form av ikke-diskriminerende TPA til transportnettverket, skal gassprisene i prinsippet bestemmes som i et hvilket som helst annet frikonkurransemarked, dvs. ut fra forholdet mellom tilbud og etterspørsel. Gassprisen bestemmes da til enhver tid av den marginale gasskonsument og den marginale gasstilbyder. I motsetning til under monopolistisk markedsstruktur, der prisdiskrimineringen kan være utstrakt, vil et perfekt fungerende marked generere én gjeldende gasspris.⁹ Så lenge det ikke er kapasitetsbegrensninger i transporten av gass

⁹ Det er som sedvanlig vanskelig å tenke seg perfekt fungerende markeder i praksis, også når det gjelder markedet for naturgass. I realiteten vil derfor imperfeksjoner i markedsstrukturen gi rom for gasspriser som avviker fra de rene frikonkurransepriser. Poenget er likevel at det i et marked med TPA i større grad skal være en sammenheng mellom tilbud og etterspørsel og den realiserede gasspris, i motsetning til hva som er tilfellet under monopolistiske markedsformer og netback-prising. Innføring av TPA har dermed betydning for måten gassen prissettes på – og det er jo det som også er meningen.

skal prisforskjeller mellom ulike regioner innenfor det perfekte markedet bare kunne begrunnes ut fra forskjeller i transportkostnader.¹⁰

Etter hvert som TPA innføres i stadig større deler av det europeiske gassmarkedet vil trolig prisingsmekanismene for gass endres. Et sterkere innslag av gass-til-gass-konkurranse på bekostning av tradisjonelle langsiktige kontrakter fremforhandlet bilateralt mellom monopolistiske parter, vil ventelig lede til økt bruk av kortsiktige salgsvtaler. Etter hvert som spotmarkeder for gass vokser frem, vil flere også velge indeksering mot spotpriser for gass, nøyaktig slik vi har sett innen elektrisitet. I takt med liberaliseringen av gassmarkedene i Europa har en de siste årene sett en fremvekst av markedsplasser/børser for gass, såkalte "gas hubs". På disse markedsplassene vil prisen på gass bestemmes av aktørene på bakgrunn av tilbud og etterspørsel, i motsetning til den netback-baserte prising som en tradisjonelt finner i langsiktige kontrakter. I følge Heren (2004) finner vi den mest omfattende og velutviklede av disse markedsplassene i Storbritannia (National Balancing Point, NBP). Dernest finner vi Zeebrugge Hub som også har et visst omfang. I Holland ble Title Transfer Facility (TTF) etablert 1. januar 2003. Denne markedsplassen dekker hele det hollandske transportnettverket og er i følge Heren nyttig for hollandske skipere av gass. Videre finner vi handelsplasser blant annet i Italia (PSV), Frankrike (PEG-Nord) og i Tyskland (Emden-Bunde). En oversikt over en del eksisterende og planlagte markedsplasser for gass i Europa finnes i figur 1. Vi ser nærmere på prisdannelsen og handelen med gass i disse nye "gas hubs" i avsnitt 3.3.

¹⁰ Chapman (2004) peker på hvordan transportkostnadene for gass varierer innenfor det liberaliserte gassmarkedet i Storbritannia, men at disse forskjellene ikke har blitt tatt høyde for i prisingen av gassen.



Figur 1: Markedsplasser for gass i Europa. Kilde: European Federation of Energy Traders (2004)

3. Noen momenter i utviklingen av det fremtidige europeiske gassmarkedet

EU legger stor vekt på utviklingen av det indre marked for energi. I løpet av 2003 har nye direktiver for både gass (EU 2003a) og elektrisitet (EU 2003c) blitt implementert i EUs lovverk. Disse trådte i kraft med full styrke i juli 2004. Sammen med utvidelsen av EU til 25 land, leder dette til starten på et nytt steg i utviklingen av de europeiske energimarkedene. I denne delen vil vi se nærmere på noen momenter i forhold til den utvikling det har vært i det europeiske gassmarkedet de senere årene og hva vi kan forvente i de kommende år.

3.1 Regulering: Status og resultater så langt

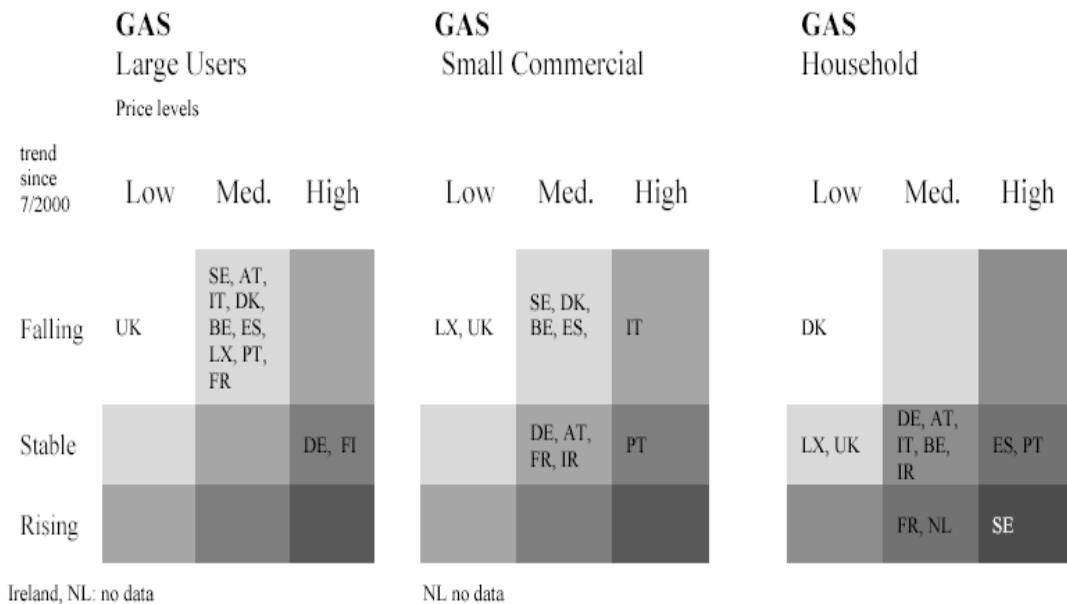
Først og fremst preges det europeiske gassmarkedet av at det på ingen måte fremstår som et felles marked enda. Det er, som vi allerede har vært inne på, stor forskjell på i

hvilken grad gassmarkedene i de ulike landene er åpnet for konkurranse. På samme måte som for elektrisitetsmarkedet må imidlertid medlemslandene i EU forholde seg til gassmarkedsdirektivet som legger en tidsplan med minimumskrav for åpning av gassmarkedene. I liberaliseringsprosessen retter EU særlig fokus på organiseringen og tarifferingen innenfor transport av gass. I EU (2004) vurderes utviklingen på dette området de siste årene å ha vist en viss fremgang når det gjelder blant annet åpenhet knyttet til tilgjengelig transportkapasitet. Etablering av ikke-diskriminerende tredjepartsadgang til transportsystemene gjenstår imidlertid i mange av medlemslandene. Det konkluderes med at utviklingen av konkurranse i gassektoren ligger noe bak utviklingen innenfor elektrisitetsmarkedet, og Storbritannia er det eneste landet som fullt ut har etablert et gassmarked i samsvar med gassdirektivets intensjoner. En hovedbarriere sies å være den dominerende stilling som eksisterende selskaper nyter i sine hjemland. Løsningen, i følge EU, er å etablere det indre felles markedet for naturgass. Som et ledd i denne strategien la EU-kommisjonen i desember 2003 frem et forslag til regulering av transportsystemet for gass, se EU (2003d). Dette forslaget går langt i retning av et markedsbasert system som minner om det systemet man benytter for transport av elektrisitet i det nordiske kraftmarkedet. Det legges blant annet sterk vekt på harmoniserte løsninger for transport av gass over landegrensene.

Gassdirektivene og liberaliseringen av gassmarkedene har tilsynelatende allerede hatt en viss effekt på gassprisene, se Figur 2. Prisene på gass til store forbrukere har falt i nesten alle EU-landene siden 2000. Dette skyldes delvis et fall i prisen på råolje (netback-prising), men det pekes også på økt gass-til-gass-konkurranse som en årsak til prisfallet. Når det gjelder prisen til mindre forbrukere har denne vært mer stabil de

siste fire-fem årene. Her er også konkurransen mindre utviklet enn tilfellet er for leveranser av gass til store kunder.

Det europeiske gassmarkedet har dermed fremdeles et stykke igjen før man kan vente konkurranse tilsvarende den som finnes i Storbritannia. EUs direktiver er imidlertid en drivende kraft og det er grunn til å forvente at liberaliseringen vil fortsette, om enn i noe ulikt tempo i de forskjellige landene. Mye står og faller på at man klarer å implementere tredjepartsadgang til transportnettverkene og harmonisere betingelsene for transport av gass over landegrensene, og på denne måten etablere ett felles gassmarked som er mindre sårbart overfor de store selskaperes markedsdominans. Alt annet like vil man måtte forvente at dette resulterer i lavere priser på gass i det europeiske markedet, men først og fremst at fremtidens gasspriser i større grad blir bestemt av det kortsiktige forholdet mellom tilbud og etterspørsel.



Figur 2: Utvikling i gasspriser til ulike kundegrupper innenfor EU i perioden juli 2000 til juli 2003. Kilde: Commission of the European Communities.

3.2 Trinnvis liberalisering

For oss nordmenn som har sett det norske kraftmarkedet liberaliseres så og si over natten, mens for eksempel danskene valgte den trinnvise utviklingen over flere år, gir planene for gassmarkedet grunn til noen refleksjoner. Politiske prosesser kan nok langt på vei forklare hvorfor man samler seg om en trinnvis liberalisering, der de største kjøperne får "fordelene" først, mens de mindre forbrukerne må vente i flere år. Om vi tillater oss å se nærmere på fordeler og ulemper ved en slik trinnvis prosess, er det et par forhold som er iøynefallende.

For det første vil trinn én, dvs. TPA for de store industrielle forbrukere, medføre at disse må etablere seg med grossistfunksjoner i et marked der de nok er bedre tjent med å være kunde hos en dertil spesialisert distributør eller mellommann. Bortsett fra Norsk Hydro, som jo også er en stor kraftprodusent, er det ikke mange kraftforbrukere i Europa som har valgt å være aktør direkte på eksempelvis Nord Pool. De fleste lar en såkalt porteføljeforvalter ta hånd om det praktiske, mens kunden fokuserer på å fortelle hva slags ytelser som verdsettes. TPA for de store stimulerer dermed til en organisering i markedet som forlates med en gang det blir mulig.

For det andre gir trinnvis liberalisering de etablerte tilbydere en lang overgangstid til den nye situasjonen. I denne overgangsfasen vil det være svært vanskelig å etablere seg for nye leverandører som kunne utfordre de etablerte og bidra til å skape forgang i den konkurransen liberaliseringen er ment å skape. Når overgangsperioden er over, vil det være desto vanskeligere for utfordrere å etablere seg.

Det leder frem til det tredje poenget: De som synes å tjene på at prosessen strekkes ut i tid, er de som fra før har hatt et godt grep om sitt nasjonale marked. De store nasjonale selskapene synes dermed å være viktigere enn kundene de er satt til å betjene. Når de får utvikle seg fra mer eller mindre regulerte monopoler til bare å bli regulert av konkurranselovgeving, synes det klart at mer kortsiktig mål har fått dominere målet om en effektiv energiforsyning basert på konkurranse: Muligheten til å kunne selge eller privatisere nasjonale energigiganter for på denne måten å generere store inntekter til offentlige eiere kan fort bli fristende. Da er det imidlertid fare for et det etableres en industristruktur som i fremtiden vil rope på andre løsninger enn konkurranse for å sikre en effektiv allokering av ressursene.

3.3 Handel og prisdannelse i de nye "gas hubs"

De nye markedsplassene for gass som har vokst frem, er kjennetegnet ved at de rent fysisk er punkter hvor gass er tilgjengelig fra flere produsenter og hvor gassen som kommer fra feltene gjerne skifter eier nettopp her. Dermed er det ikke sjelden også flere importører "tilstede" i punktet. På toppen av dette er det gjerne noen offensive storbrukere av gass som har skaffet seg TPA-rettigheter i punktet. Her skal vi særlig merke oss importørene, som jo ikke er brukere av gassen, men altså bare et mellomledd mellom produsent (f.eks. Statoil) og distributør (for eksempel et kommunalt distribusjonsselskap i Tyskland eller Frankrike). Brukeren av gassen kan være en husholdning eller en papirfabrikk – leveransekjeden er likevel noenlunde den samme. Det spennende er når papirfabrikken benytter seg av sine TPA-rettigheter og meddeler sitt lokale distribusjonsselskap at fra neste årsskifte har han fått en annen leverandør. Dette forplanter seg naturligvis bakover, helt til importøren, som kanskje sitter med en 20-års kontrakt med Statoil i den andre enden. Denne kontrakten vil gjerne bare ha begrenset fleksibilitet mht. volum. Dersom flere gjør som

papirfabrikken i eksempelet, kan avbestillingene bli så omfattende at take-or-pay-volumene tvinger importøren til å snu seg rundt og selge det som nå er blitt overskuddsgass. Det mest nærliggende punkt å se etter blir i første omgang hans egen importhavn. Dermed åpner det seg muligheter for både uavhengige distributører, andre store sluttforbrukere, og til sist også for norske gasselgere. Avhengig av kapasitetssituasjonen i rørene over året, kan eksempelvis en norsk selger kjøpe spotgass på kort sikt og unnlate å produsere tilsvarende mengde oppstrøms, for leveranse på et senere tidspunkt til gunstigere priser. Det sentrale poenget her er at disse "hubene" lett kan få en snøskredlignende utvikling. Hvis snøballen først begynner å rulle, og produsentene ikke er tilstrekkelig godt samkjørt (hvilket de jo i prinsippet ikke skal være), kan vi få en prisutvikling som produsentene kan miste grepet på.

Dette reiser en rekke strategiske spørsmål for gassprodusentene: Hvordan ønsker man at disse "hubene" skal utvikle seg, og på hvilken måte ønsker man å påvirke utviklingen? Hvilken betydning skal det ha at egne kunder (importørene) mister kunder? Hvor langt bør egne nedstrømsaktiviteter strekke seg? Hvordan balansere mellom hensynet til importørene og hensynet til "kontroll" med salget?

Viktigheten til disse markedsplassene for gass må riktignok foreløpig sies å være begrenset, men i et fremtidig mer liberalisert gassmarked vil en forvente at stadig mer av gassen vil omsettes på slike børser/"hubs", og at prisdannelsen vil minne mer om den vi finner for elektrisitet for eksempel på Nord Pool. Samtidig vil trolig prisene på disse handelsplassene spille en vesentlig rolle for prisingen av gass levert til et fremtidig norsk marked da norske gasselgere vil hente sine prissignaler fra de ulike

”beach-prisene” i Europa. Disse handelsplassene vil i et fremtidig mer liberalisert gassmarked representere en avsetningsmulighet for gass som ikke inngår i allerede inngåtte langsiktige kontrakter. Når en i tillegg må kunne anta at utbredelsen av og mulighetene til å inngå langsiktige gassalgskontrakter i fremtiden vil reduseres, vil det i praksis være prisene som noteres i Emden, Zeebrugge og ellers der norsk gass leveres som i all hovedsak representerer den alternative inntjening for norske gasselgere.

4. Oppsummering

Norske myndigheter ønsker at naturgass i større grad skal benyttes i Norge. Utbygging og etablering av et norsk marked for gass krever store investeringer i infrastruktur. Disse investeringene vil typisk måtte gjøres under en vesentlig grad av usikkerhet knyttet til fremtidige gasspriser og – volumer i et slikt marked. Som følge av at norsk gass inngår i et internasjonalt marked vil mye av rammebetingelsene for utbredelsen av et fremtidig innenlandsk marked for gass formes av utviklingen internasjonalt. Vi har i denne artikkelen pekt på en del faktorer knyttet til markedsstruktur og prisingsprinsipper i det europeiske gassmarkedet. Fokuset har vært både på den historiske utvikling og på det vi ser på som sentrale momenter innenfor utviklingen av det fremtidige europeiske gassmarkedet. Det som i første rekke synes å prege utviklingen er EUs arbeid for et indre marked for gass gjennom en trinnvis liberalisering av de nasjonale markedene. Dette arbeidet har tilsynelatende hatt som effekt at gassprisene til kundene i de liberaliserte delene av markedene har falt. Vi peker imidlertid på at tilnærmingen med en *trinnvis* liberalisering fort kan vise seg å ha en del negative konsekvenser i forhold til utviklingen av effektiv konkurranse i gassmarkedene. Et annet forhold som ble dradd frem er utviklingen i retning av

spotmarkeder for gass, såkalte "gas hubs", og mer kortsiktige kontraktsformer. En forventer at denne formen for gassomsetning i stadig større grad vil erstatte de tradisjonelle langsiktige take-or-pay-kontraktene. I praksis vil det være prisene som noteres i disse "gas hubs" som representerer den alternative inntjening for norske gassprodusenter og som følgelig i stor grad vil være retningsgivende for prisingen i et fremtidig innenlandsk gassmarked. Følgelig vil norske myndigheter nok kunne spille en viktig rolle i å legge forholdene til rette for økt bruk av gass i Norge, men prisen på gass og følgelig utbredelsen av et slikt innenlandsk marked når det gjelder omsatte gassvolumer vil i vesentlig grad bestemmes av utviklingen på det europeiske gassmarkedet.

Referanser:

Austvik, O. G. (2003): "Norwegian natural gas, liberalization of the European gas market", *Europa-programmet*.

Bjørndalen, J. og G. Nese (2004): "Transportsystemet for naturgass", *Økonomisk Forum* nr. 4/5, 32-40.

Chapman, K. (2004): "A geographical perspective on the natural gas supply industry in the United Kingdom". Department of Geography and Environment, University of Aberdeen.

Heren, P. (2004): "Price formation in liberalised gas markets". Presentasjon gitt på Symposium on the European Natural Gas Market, November 2004, Haag, Nederland.

European Union, EU, (1998): "Directive 98/30/EC, dated 22 June 1998, of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in natural gas", *European Union*.

European Union, EU, (2002): "Gas prices –price systems 2001". *European Commission*.

European Union, EU, (2003a): "Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC", *European Union*.

European Union, EU, (2003b): "Gas prices – data 1990-2003", *European Commission*.

European Union, EU, (2003c): "Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC", *European Union*.

European Union, EU, (2003d): "Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the gas transmission networks", *European Union*.

European Union, EU, (2004): "Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", *Commission of the European Communities*.

IEA (1998): "Natural gas pricing in competitive markets", *International Energy Agency/Organisation for economic co-operation and development*.

IEA (2000): "Regulatory reform: European gas", *International Energy Agency/Organisation for economic co-operation and development*.

Norges vassdrags – og energidirektorat, NVE, (2004): "Gass i Norge", *Rapport nr. 8-2004*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2003a): "Om innenlands bruk av naturgass mv.", *St.meld. nr. 9 (2002-2003)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2003b): "Rammenotat om direktiv 2003/55/EC av 26.6.2003 om felles regler for det indre gassmarked".

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004a): "Om forsyningsikkerheten for strøm mv.", *St.meld. nr. 18 (2003-2004)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004b): "Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.", *St.meld. nr. 47 (2003-2004)*.

Olje- og Energidepartementet, OED, (2004c): "Oversikt over EU-direktiv som er implementert i olje-, gass- og energisektoren".

Fakta (2004): "Norsk Petroleumsvirksomhet", *Olje- og Energidepartementet*.

Hellesøy, A. (2004): "Gasskraft kan spres over hele Norge", Debattinnlegg i *Aftenposten* 4. oktober 2004.

Nese, G. og K. P. Hagen (1998): "Pricing of natural gas transportation", *SNF-rapport* nr. 64/98.

Rusten, G., S.E. Jakobsen og T.M. Ektvedt (2004): "Gass og industrielle muligheter", *SNF-arbeidsnotat* nr. ?/04.