

Gassdirektiv, GFU og norske interesser

Ole Gunnar Austvik
(f. 1952) er
førsteamanuensis
ved Høgskolen i
Lillehammer.

I tillegg til å være en av verdens største oljeeksportører er Norge i ferd med å styrke sin stilling som betydelig europeisk gasseksportør. Gassreservene er vesentlig større enn oljereservene, og gasseksporten kan etterhvert bli viktigere for norske valutainntekter enn oljeeksporten. All norsk gass selges i dag til EU-land, der det omsettes gass for rundt 900 milliarder kroner årlig. I dette markedet foregår det nå en omfattende liberaliseringsprosess. Liberaliseringen skyldes utbygging av mer omfattende infrastruktur (rørledningsnett og lagerkapasitet) og politiske tiltak fra EUs side. De politiske tiltakene omfatter både energi-, konkurranse- og skattepolitikk. De mest kjente av disse er så langt det såkalte Gassdirektivet (EU 1998) samt EFTA Surveillance Agency's (ESAs) klager mot organiseringen av norsk gassalg (EU 2001b).

Den norske regjeringen har signalisert at den aksepterer EUs gassdirektiv som del av EØS-avtalen, langt på vei mot sin vilje. Den nedla også Gassforhandlingsutvalget (GFU), motvillig og etter press. Til tross for avviklingen av GFU har EU-kommisjonen sommeren 2001 tatt de første skritt i en mulig rettslig prosess mot Statoil og Norsk Hydros salgssamarbeid. Som et ytterpunkt kan prosessen føre til milliardbøter for de norske gasselgerne. EU signaliserer dertil økte avgifter på bruk av gass (EU 1997b). Koordinerte avgifter på bruk av gass i alle EUs medlemsland kan virke lik en

Mye av artikkelen er basert på forfatterens rapport: «Norge som storeksportør av gass», publisert av Europaprogrammet i desember 2000, samt på et innlegg til et europaseminar ved Høgskolen i Lillehammer 20. mars 2001. Den er oppdatert per august 2001. Takk til Dag Harald Claes, Noralf Veggeland, Trygve Refvem, IPs redaktør og en anonym referee for innspill og kommentarer.

tollsats for store land, og bidra til å presse våre eksportpriser ned. Norge er som storeksportør av gass derved i mulige økonomiske interessekonflikter med et EU som vi samtidig blir stadig tettere integrert med.

Denne artikkelen drøfter sammenfallende og motstridende interesser mellom Norge og EU når det gjelder vår store gasseksport. Først gjennomgås hovedtrekk i hvordan vår rolle som gasseksportør nå utfordres. Dernest drøftes mer inngående hvordan liberaliseringsendringene påvirker måten vi kan organisere den «norske gassfabrikken» på. EUs tiltak for et mer liberalt marked diskuteres. Det argumenteres for at Gassdirektivet må ses i sammenheng med andre utviklingstrekk i markedet og tiltak fra EUs side som vi må forvente vil komme i fremtiden. Vanskeligheter med å etablere konkurranse og finne gode reguleringsregimer for henholdsvis produksjon og transport av gass, samt sterke interessekonflikter mellom flere parter i markedet, er viktige grunner til at det synes lite trolig at markedet vil bli fullt ut liberalisert, om enn mer liberalt. På den annen side vil det i overskuelig fremtid forbli sterkt politisert. Virkningene på gassprisene drøftes ut fra ulike forutsetninger om hvordan og hvor langt liberaliseringen vil gå.

Artikkelens andre del fokuserer på hvem som vil bli selgere av norsk gass i det nye markedet, og på utfordringer norske myndigheter nå står overfor når de skal sørge for en forsvarlig forvaltning av de norske gassressursene. På den ene siden konkluderer artikkelen med at Norge deler flere enkeltinteresser med både kjøperland og andre eksportør. Det kan eksempelvis gjelde felles interesser med kjøperland om en fornuftig ressursforvaltning, og med andre eksportland om nivået på prisene. På den annen side er det intet annet land som deler Norges *samlede* interesse av en sterk markedsposisjon, høye og stabile priser og selvstendighet i utformingen av gasspolitikken. Artikkelen argumenter for behovet for å utvikle en robust og selvstendig norsk gasstrategi og utenrikspolitikk som eksplisitt hensyntar de særegne økonomiske og politiske interessene vi har som storeksportør av gass. Blant annet på bakgrunn av dette er det behov for en mer åpen debatt om disse problemstillingene. Artikkelen argumenter også for at EU bør formulere en helhetlig energipolitikk før de utøver en konkurransepolitikk på et så vidt spesielt område som i markedene for ikke-fornybar naturgass. Norge har behov for å spille en mer aktiv rolle for å påvirke utformingen av denne.

Perspektiv

Mens oljeproduksjonen flater ut og etter hvert synker, vil vi om få år levere 60–70 milliarder kubikkmeter gass til det vesteuropeiske markedet. Dette gir oss markedsandeler på 20–40 prosent i mange viktige forbruksland. Ut fra våre ressurser kan gassproduksjonen øke ytterligere, til over 100 milliarder kubikkmeter. Bare Russland, som har verdens største gassressurser og er den største produsenten, vil samlet komme til å ha større markedsandeler i EU enn Norge.

Produksjon av gass er i utgangspunktet ikke vesensforskjellig fra oljeproduksjon. Det er ved de høye transportkostnadene at gassvirksomheten særlig skiller seg fra oljevirkomheten (Austvik 2000a). Mens oljen blir transportert over hele verden til en relativt lav kostnad, fører de høye kostnadene for transport av naturgass til at vi per i dag har regionale gassmarkeder. Det europeiske markedet er ett av disse, uten sammenknytning av betydning til øvrige markeder, som de i Nord-Amerika eller Asia.

Gassindustrien er en svært kapitalintensiv næring der de store feltene i eksportlandene for det europeiske markedet (per i dag Norge, Russland, Algerie og Nederland) ofte krever investeringer med flere tiårs perspektiv. Investeringene er store og irreversible og har politiske konsekvenser for involverte land, ikke minst gjennom legging av infrastruktur (transmisjon). Norge har foretatt betydelige investeringer i produksjon og transmisjon av gass i løpet av de siste 20–30 årene. For å sikre disse er det inngått langsiktige kontrakter (typisk på rundt 20 år) med transmisjonsselskapene på kontinentet med såkalte take-or-pay (TOP)-klausuler (Austvik 2000c:25–26).¹

Etterspørselen etter gass i Europa forventes å øke sterkt i de neste 20 årene (EIA 2001). Samtidig er gass en av verdens viktigste ikke-fornybare ressurser, som finnes bare noen relativt få steder. For å dekke veksten i etterspørselen i det omfang det er snakk om, må flere nye store, fjerntliggende og kostbare felter utvikles. Det er få land som kan levere gass til Europa i slike volumer. Russland vil være det viktigste enkeltlandet, men også Norge vil ha stor betydning. For øvrig må gass fra nye leverandørland, også langt fra markedet og fra politisk ustabile regioner, bli brakt til markedet (EU 2001d).

Liberaliseringen av det europeiske gassmarkedet vil sterkt kunne

¹ Take-or-pay-avtaler innebærer at dersom kjøperne av norsk gass (transmisjonsselskapene) ikke klarer å videregjelpe den, må de likevel betale for (en del av) de kontrakterte volumene.

påvirke lønnsomheten i våre (og andre lands) foretatte og fremtidige investeringer og vår rolle som gassnasjon. En liberalisering vil på kort og mellomlang sikt kunne føre til økt totaltilbud av gass, med derpå følgende prisfall og -fluktasjoner (Austvik 2001c:45–52).

Omtrent samtidig med at Gassdirektivet ble vedtatt, fremmet EU et direktivforslag som siktet mot å øke avgiftene på all energibruk til erstatning for avgifter på arbeid (EU 1997b). Avgifter på bruk av gass i det regionalt avgrensede europeiske markedet vil kunne ha en tilsvarende effekt som en tollsats (for store land) for importlandene og presse produsentlandenes priser ned (Austvik 1997, 2000b, 2000c:53–62).²

Selv om gassprisene fortsatt må antas å bli sterkt influert av oljeprisene³ (som kan komme til å holde seg høye fremover), peker utviklingen i retning av at produsentene ikke bare kommer til å ta en økt kommersiell prisrisiko i det europeiske gassmarkedet (på grunn av liberalisering av markedene), men også økt usikkerhet knyttet til politiske beslutninger i andre land (på grunn av måten liberaliseringen foretas på, og gjennom økte avgifter på bruk av gass).

Transmisjonsselskapene har på sin side til nå operert både som grossister og transportører i markedet. Grossistrollen skal i et liberalisert marked bli erstattet ved at produsentene gjennom en større og mer diversifisert kontraktsporfølje selger gass direkte til kjøperne. Kjøperne er i hovedsak lokale distribusjonsselskaper (LDC), gasskraftverk og industrien (særlig kjemisk industri) (Austvik 2001c:34–35). Når produsentene skal selge gass direkte til kjøperne, kan transmisjonsselskapene få problemer med å selge all den gass de allerede har kontraktert under langsiktige kontrakter med ulike produsenter. Liberaliseringen kan dermed føre til at våre langsiktige kontrakter vil måtte reforhandles og/eller at gassen må selges på nytt (direkte til kjøperne). Alternativt kan transmisjonsselskapene gå konkurs dersom de ikke blir fritatt for eller får reforhandlet sine forpliktelser, eventuelt på en force majeure-basis (Austvik 2001c:91–95).

For nye langsiktige kontrakter er det et problem for produsentene

2 Når store land (med stor internasjonal markedsandel) legger en tollsats på sin import, kan det føre til at verdensmarkedsprisen reduseres. Hvor stor prisnedgangen blir, avhenger særlig av hvor mye tollsatsen reduserer importen i volum, størrelsen på markedet, og forholdet mellom de internasjonale priselastisitetene for eksport og import. Små land (med liten internasjonal markedsandel) antas ikke å påvirke internasjonale markedsforhold (priser). Fra handelspolitisk teori er dette kjent blant annet fra teorien om optimal tollsats.

3 For en diskusjon av sammenhengen mellom olje- og gasspriser, se Austvik (1996).

at det tar svært lang tid fra en beslutning om utbygging fattes til produksjon faktisk finner sted. For felter som ikke når kravene til avkastning på et gitt tidspunkt, vil utbygging enten måtte utsettes eller legges på is for overskuelig fremtid når usikkerheten om priser og leveringsbetingelser øker. Både eksisterende og nye langsiktige kontrakter settes dermed under press; korte kontrakter blir mer dominerende.

Både for kjøpere og produsenter blir det dermed et spørsmål hvordan det samlede tilbudet av gass kan orkestreres inn i markedet slik at en fornuftig total utnyttelse av gass som en ikke-fornybar ressurs oppnås over tid. Her vil kort- og langsiktige interesser kunne bli satt opp mot hverandre. En full liberalisering vil kunne øke tilbudet av gass på kort sikt. Siden investeringene i de store og fjerne feltene da kan gå ned, vil tilbudet på lengre sikt kunne svekkes og med det gi høyere priser enn de ellers ville vært.

Liberaliseringen påvirker dermed også forbrukslandenes forsyningssikkerhet. På den ene siden vil forsyningssikkerheten kunne bedres når tilgangen til rørledningene bedres og (særlig) ved fysisk å få bygd flere rørledninger og gasslagre. På den annen side vil en nedgang i de store investeringene svekke forsyningssikkerheten på lengre sikt.

Slike erfaringer ble gjort i det amerikanske gassmarkedet, som opplevde sterkt prisfall etter dereguleringen på 1980-tallet, ofte kalt «the gas bubble» (Austvik 2000c:75–80). De manglende investeringene som samtidig fulgte, har ført til knapphet på gass og høyere priser i dag. I september 2000 var pris til husholdninger nådd 10 \$/tcf mot 6,8 \$/tcf i 1998 (tcf = thousand cubic feet, som er den mengdeenheten amerikanerne måler gass i). Prisene til de amerikanske produsentene er på sin side doblet de siste par årene, etter å ha falt i årene etter dereguleringen, og er nå høyere enn i Europa.⁴

Noe tilsvarende har vi også sett i oljemarkedet med de lave prisene i perioden 1986–99. Nettokapasiteten for oljeproduksjon (globalt) har vokst lite i denne perioden, og vi sitter i dag med et oljemarked med enda mindre ledig produksjonskapasitet enn under oljesjokkene i 1973–74 og 1979–80 (EIA 2000). Dette synes å være en vel så viktig grunn til at oljeprisene nå har gått opp, som OPECs kvoteadministrasjon av produksjonen i sine medlemsland.⁵

Som i oljemarkedet, om enn på noe andre måter, har den euro-

4 I Storbritannia skjedde det samme etter liberaliseringen midt på 1990-tallet.

peiske gasshandelen også implikasjoner for andre politikkområder enn energi. Siden gassproduksjonen krever utbygging av langsiktig, kostbar og uflyttbar transportkapasitet, skaper den et avhengighetsforhold med strategiske og sikkerhetspolitiske konsekvenser både for Norge og mottakerlandene (Austvik 2000d). De store beløpene gasshandelen omfatter, gjør dertil at alle land er opptatt av våre handlinger på dette området. Norge har fått økt utenrikspolitisk betydning både for andre produsentland og for land som kjøper olje og gass, ikke bare når det er ufred.

Dette står i kontrast til at olje- og gassaktiviteten fra norsk side lenge har vært oppfattet som et rent ressurs spørsmål, og produktene som en vanlig handelsvare. Utlandet ser det betydelige omfanget av norsk olje- og gassvirksomhet som et spørsmål som også har klare utenriks- og sikkerhetspolitiske implikasjoner. Dette betyr at norske offisielle handlingssett på olje- og gassektoren av utlandet blir betraktet som et spørsmål som også er av utenriks- og sikkerhetspolitisk karakter. Dette gjelder uansett norske myndigheters egne motiver eller begrunnelse for sitt valgte handlingsmønster (Kibsgaard *et al.* 2000). At dette forholdet kan gjøre oss til brikker i stormakters rivalisering, så vi eksempler på allerede tidlig på 1980-tallet. I 1982 forsøkte USA å gjennomføre en embargo mot bygging av nye sovjetiske rørledninger til Vest-Europa, med norsk gass som erstatningsalternativ (Austvik 1991a).

Norge kan i det europeiske gassmarkedet, gjennom sin størrelse og geografiske og politiske beliggenhet, ha større potensial til å påvirke priser, omsatte mengder og leveringssikkerhet for enkelt-selskaper og land enn i de fleste andre internasjonale markeder vi selger våre varer og tjenester. I det europeiske gassmarkedet er ikke Norge kun en prisfast kvantumstilpasser.⁶ Vår rolle som stor gassseksportør er ikke viktig utelukkende for næringsliv og økonomi, men også for norsk diplomati, utenriks- og forsvarspolitik.

Situasjonen gir oss styrke og muligheter, men innebærer også problemer og utfordringer. Den dokumenterer behov for en sam-lende norsk gassstrategi som fremmer våre økonomiske og politiske

5 Det norske strømmarkedet er et eksempel på det samme. Etter at liberaliseringen ble gjennomført, har så godt som ingen ny kapasitet blitt etablert eller vært lønnsom til gjeldende priser (selv om bygging av gasskraftverk hadde vært tillatt tidligere).

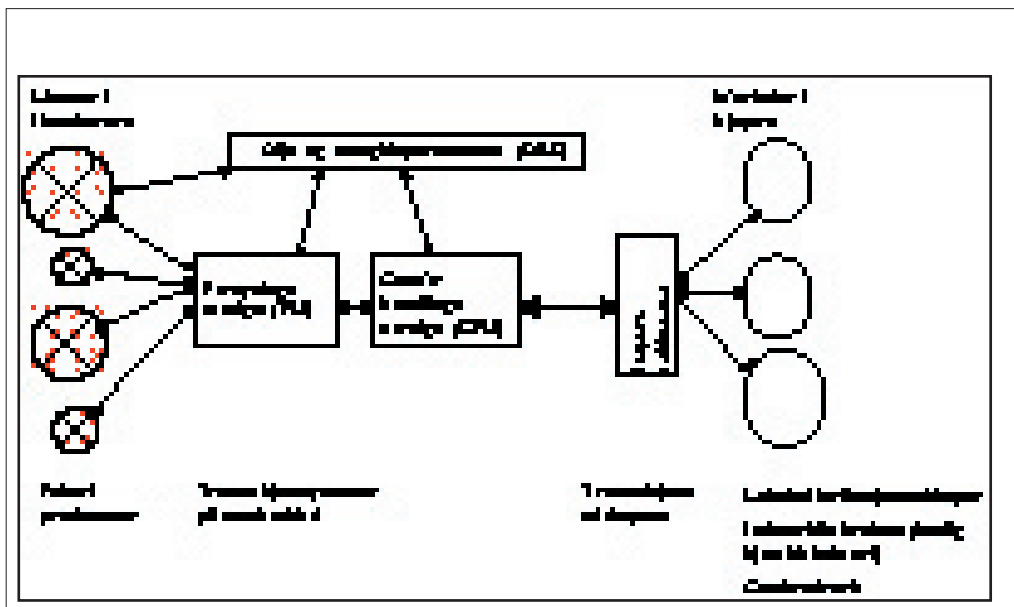
6 Med prisfast kvantumstilpassning forstås at en produsent handler på grunnlag av at prisene i markedet er gitt og upåvirket av egne handlinger. Produsenten tilpasser mengde som ønskes solgt til de gitte prisene, vanligvis ut fra et formål om å maksimere fortjenesten. Prisfast kvantumstilpassning oppfattes vanligvis som en strategi produsenter velger når det er en frikonkurransesituasjon.

interesser overfor kjøperlandene og andre eksportland. I en utenriks-politisk kontekst må strategien utformes med bevissthet om at blant annet supermakten USA, kjøperland som europeiske stormakter som Storbritannia, Tyskland og Frankrike, samt konkurrentland som Russland og Algerie, og mulige nye leverandørland fra Afrika, Midtøsten og Sentral-Asia, er opptatt av innholdet i den. Samtidig blir altså gasseksporten stadig viktigere for oss selv.

«Den norske gassfabrikken» utfordres

Den økte europeiske integrasjonen fører til stor grad av harmonisering av deltakende lands konkurranse- og næringspolitikk. Dette gjelder også for norsk petroleumssektor siden vi reelt og formelt er deltaker i EUs indre marked. Samtidig er olje og gass forskjellig fra andre varer og tjenester på grunn av at de er ikke-fornybare ressurser. Ikke-fornybare ressurser må forvaltes på en annen måte enn fornybare. I en periode med generelt fallende råvarepriser vil markedshensyn og markedsmakt også tillegges vekt i forvaltningen.

Dette er viktige grunner til at så godt som alle store olje- og gassproduserende land har andre regimer for petroleumsvirksomheten enn for annen økonomisk virksomhet. De andre landene som eksporterer gass til det europeiske markedet, har organisert sin transmisjon og salg av gass under ett selskap kontrollert av nasjonale myndigheter. I Russland styrer Gazprom dertil mesteparten av



den russiske produksjonen, mens Sonatrach har kontroll med all produksjon i Algerie. I Nederland kjøper Gasunie opp gassen fra produsent(ene) for videresalg, og styrer med det langt på vei også utvinningstakten.

Norge har for sin gass (hatt) en ordning der Olje- og energidepartementet koordinerer produksjonen mellom felter og selskaper gjennom Forsyningsutvalget (FU) og regulerer transmisjonen på norsk sokkel og styrer salget av gass gjennom Gassforhandlingsutvalget (GFU) (figur 1). Transmisjonen av gass på og fra norsk sokkel er organisert gjennom egne selskaper. Tariffene er til dels svært forskjellige i ulike transportsystemer. Produsenter som ønsker transport, må forhandle om transportløsninger og -betingelser med rørselskapene. Selskaper som eier gass, men som ikke har en andel i det aktuelle transportsystemet (tredjeparter), vil generelt måtte betale mer for transporten enn de som også eier en andel av transportsystemet. Transporttariffene er uavhengige av prisene på gass. Høye transporttariffer kan i noen tilfeller flytte betydelig fortjeneste fra feltene til rørselskapene, på norsk sokkel så vel som på kontinentet. Samtidig opererer rørselskapene med liten risiko.

Eksporten av norsk gass startet i 1977. Frem til nå har gassen i all hovedsak blitt solgt under langsiktige kontrakter. Måten salget har foregått på, har imidlertid endret seg over tid. Kontraktene som ble inngått før Trollavtalen i 1986, var såkalte feltuttømmingskontrakter, der i prinsippet hele det aktuelle feltets reserver ble solgt. Trollavtalen fra 1986 og senere avtaler er på sin side volumkontrakter der gassens opprinnelsesfelt ikke ble spesifisert. GFU, som også ble opprettet i 1986, har her stått for de kommersielle forhandlingene med kjøperselskapene. GFU har bestått av de norske selskapene Statoil (leder) og Norsk Hydro (tidligere deltok også Saga). GFU har hatt ansvar for å forberede og gjennomføre alle forhandlinger om salg av norsk gass frem til kontraktinngåelsen, uansett hvilke selskaper som eier gassen.

I 1993 ble i tillegg FU opprettet med deltakelse også av utenlandske selskaper som et rådgivende organ for Olje- og energidepartementet (OED) i spørsmål knyttet til utbygging og utnyttelse av felter og rørledninger og allokering av inngåtte kontrakter til de enkelte felter. Alt i alt er det altså myndighetenes ansvar og oppgave å utpeke kontrakt- og leveransefelter til kontraktene gjennom FU, samt å godkjenne de kommersielle avtalene fremforhandlet av GFU.

Den norske modellen for produksjon og salg av gass ble for det første utviklet for at norske myndigheter gjennom konsesjonstilDELING og FU skulle kunne ivareta samdriftsfordeler og norske interes-

ser i en optimal ressursutnyttelse mellom ulike felter, og mellom olje- og gassproduksjon, og transmisjon på norsk sokkel. For det andre ble det argumentert med at et sentralisert norsk gassalg gjennom GFU skulle svekke ensidigheten ved Statoil som den eneste selger av norsk gass. Samtidig var det et ønske om å styrke den norske forhandlingsposisjonen overfor markedet, som på det tidspunkt var organisert som et kjøpermonopol (monopsoni). For å hindre at kjøperne skulle sitte på begge sider av bordet i en forhandling, ble utenlandske selskaper på norsk sokkel ikke tatt inn i GFU.

En slik konsentrasjon av ressursforvaltning, realisering av samdriftsfordeler og samlet salg er altså vanlig hos produsenter som leverer til det europeiske gassmarkedet. Den norske ordningen er en noe løsere form for samordning enn den vi finner i de andre eksportlandene, men er etablert av samme grunn. Hensikten er å drive en forsvarlig ressursforvaltning gjennom å optimalisere investeringene i feltutbygging og infrastruktur og uttaket av gass over tid, utnytte fordeler ved stor- og samdrift i og mellom produksjon og transport og mellom de samtidige uttak av olje og gass i det enkelte felt. Disse hensynene blir så veid samlet inn i salgssituasjonen der en koordinering også antas å gi en bedre markedsposisjon enn om flere mindre enkeltvolumer ble tilbudt uavhengig av hverandre.

Selv om ordningen i enkelte tilfeller kunne oppfattes som uheldig for «mindre» gassfelter, som ikke selv forsvarer utbygging av nye rørledninger og der produsenten ikke har eierandel i rørledningen, har systemet langt på vei sikret langsiktige investeringer og en realisering av vesentlige samdriftsfordeler mellom produksjon og transport for hovedtyngden av norsk gass.

Selv uten en formell samordning er imidlertid den norske gassproduksjonen sterkt konsentrert rundt noen få felter og selskaper. Frem til midten av 1980-tallet bestod norsk gasseksport hovedsakelig av gass fra Frigg- og Ekofisk-områdene. Etter Frigg- og Ekofisk-kontraktene kom den neste store norske avtalen i 1981 og omfattet gass fra Statfjord, Heimdal og Gullfaks fase 1. Dernest kom Trollavtalen fra 1986. Leveransene av Trollgassen startet midt på 1990-tallet og vokser nå frem mot år 2010. Selv om disse avtalene var volumavtaler, og ikke feltuttømmingskontrakter, vil gass fra Trollfeltet om få år alene representere om lag 75 prosent av den totale norske gasseksporten. Hoveddelen av øvrig eksport vil komme fra «restgass» fra Ekofisk-området, Sleipner, Oseberg og Åsgard.

Den største gasseier er Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE – nå Petoro) som står for 30–63 prosent av de store feltene

som nå vil dominere salget (Troll, Sleipner, Åsgard og Oseberg) og 40–73 prosent av de feltene som i stor grad nå fases ned (Gullfaks, Heimdal og Staffjord). Helstatlige (inntil våren 2001) Statoil og delstatlige Norsk Hydro eier hver i tillegg 9–20 prosent av hvert felt. Legger vi sammen eierandelene til Petoro, Statoil og Norsk Hydro, kommer vi opp i eierandeler på 53–100 prosent, med et gjennomsnitt på kanskje 70–80 prosent av feltene i produksjon. Petoro representerer alene over 40 prosent. Legger vi til utenlandske selskaper som Esso og Shell, representerer noen få eierinteresser, med staten som den dominerende part, over 90 prosent av de norske gassressursene.

Tilsvarende eierkonsentrasjon finnes igjen i de fleste viktige transportsystemene fra feltene og til kontinentet, med Petoro som vesentlig part i alle rørsystemer bygd etter at ordningen ble etablert i 1986. I forbindelse med privatiseringen av Statoil skal Petoro *øke* sine eierandeler i Statpipe og Norpipe, systemer der de i dag ikke har noen andel.

GFU–FU-ordningen ble skapt dels ut fra ressursforvaltnings- og samdriftshensyn, og dels ut fra markedshensyn. At ressursforvaltningen skal være slik at vi optimaliserer uttaket av gass over tid slik at maksimal mengde gass og olje kan produseres og at samkjøringen mellom produksjon og transport blir mest mulig effektiv, bør ikke være i strid med EUs interesser eller markedsliberalistiske prinsipper anvendt på produksjon og transport av en ikke-fornybar ressurs. I spørsmålet om markedsrett står vi på den annen side i en interessekonflikt med kjøperlandene. Kritikken mot GFU er særlig tuftet på argumentet om at horisontalt samarbeid mellom selskaper er ulovlig i henhold til EUs konkuranselovgivning. Ordningens betydning for ressursforvaltning og samdrift er så langt knapt nevnt fra EUs side.

Ordningen har blitt forsvart av norske myndigheter og selskaper med at de langsiktige kontraktene og den organisatoriske modellen sikrer at Norge kan fremstå som en stabil leverandør av gass med «fabrikkporter» i Emden, Zeebrugge, Dunkerque og St. Fergus. Det norske argumentet har fremhevet at en endring av denne samlede ordningen vil sette langsiktige investeringer i fare og dermed svekke tilbudet av gass på lengre sikt, noe som vil være en ulempe også for kjøperlandene.

Gassdirektivet anvendt på norsk sokkel vil på sin side i prinsippet flytte salgspunktet for norsk gass fra grensen mot kjøperlandene (Emden, Zeebrugge og Dunkerque på kontinentet) til produksjonsfeltet. Kjøperne av gass skal direkte kunne forhandle med de enkelte

norske produsentene og ikke med transmisjonsselskapene som i dag. En slik endring er ment å redusere transmisjonsselskaperenes (både på norsk sokkel og på kontinentet) viktige økonomiske rolle i markedet. Det skal redusere effekten av transportørenes ofte monopollignende posisjon og skape mer effektivitet. Gassdirektivet har gjennom dette en direkte virkning på måten vi ordner gassalget på. Når hver enkelt produsent (i prinsippet) skal selge sin gass, utfordres den samordnende salgsordningen under GFU.

Som EØS-medlem står Norge i en særstilling blant gasseksportørene. Det ytre press mot organiseringen av norsk gassvirksomhet kommer formelt fra EUs regelverk. Et slik press har ikke våre konkurrenter, Russland, Algerie eller potensielle nye eksportland. Sammen med Norge kan disse landene tenkes å stå for veksten i tilbudet de nærmeste tiårene. Hvorvidt EU skal kunne forlange en helt annen struktur på norsk gassvirksomhet enn i de andre eksportlandene, er en problemstilling det har vært stilt spørsmål om.

Utover ressursforvaltningshensyn og hensynet til samdriftsfordeler vil et spørsmål for Norge nå være hvordan vi innenfor EUs regler skal og kan organisere sektoren slik at vi ikke skaper en form for konkurranse mellom norske selskaper som presser priser i markedet ned på bekostning av et langsiktig tilbud. Samtidig må organiseringen være slik at selskaper gis anledning til å dra fordel av økt konkurranse nedstrøms. Dette er markedshensyn vi som storeeksportør av gass (så vel som andre eksportører) vil måtte være opptatt av.

Som følge av modning av sektoren og endrede internasjonale markeder og spilleregler skjer det nå en vesentlig reorganisering av norsk petroleumsvirksomhet. I forbindelse med privatiseringen av Statoil våren 2001 ble Petoro etablert som et nytt selskap som skal ivareta statens interesser i SDØE. Det ble også etablert et eget transportselskap for gass på norsk sokkel (Gassco) (OED 2001). I juni 2001 ble GFU og FU varslet oppløst i løpet av året. I tiden fremover skal selskapene selv selge sin gass.

For norsk gassalg er det imidlertid ikke nødvendigvis slik at disse endringene må svekke forhandlingssituasjonen i avgjørende grad. Andelshaverne i hvert felt må fortsatt koordinere sine salg med hverandre, og staten vil fortsatt sitte som dominerende eier på tvers av alle de store feltene, gjennom Petoro og det dominerende eierskapet til Statoil og dels også Norsk Hydro.

Innen de rammene som Gassdirektivet og utviklingen ellers setter, er det derfor langt på vei mulig at Norge, som de andre eksportlandene, fortsetter et i hovedsak samlet salg av gass fra sokkelen. Det er samtidig mulig at transmisjonsselskapene fortsetter å være

de mest betydelige kjøperne av gassen, selv om markedet blir langt mer sammensatt enn tidligere. Det er med andre ord mange kombinasjoner av liberalisering i ulike ledd gjennom gasskjeden som er mulig, med til dels høyst ulike (positive og negative) virkninger for Norge. Det vil derfor være nyttig å se nærmere på de politiske prosessene vi står i overfor EU, som grunnlag for å vurdere hva vi kan forvente om utviklingen fremover.

EUs tiltak for et mer liberalt marked

Gassdirektivet er bare ett av flere tiltak og forhold som nå er med på å omforme det europeiske gassmarkedet. Vi kan si at EU politisk søker å forsterke en utvikling der markedets vekst og byggingen av nye rørledninger presser i retning av mer konkurranse og direkte kontakter mellom ulike aktører. Hensikten er å gjøre markedet mer effektivt fra et konsument- og brukerståsted, samt å få billigere gass. Disse målene kommer som en naturlig forlengelse av etableringen av et felles marked for alle varer og tjenester. Enhets-akten (The Single Act) fra 1986 og etableringen av Det indre markedet i 1993 forutsetter fri bevegelse av arbeid, kapital, varer og tjenester.

Allerede i 1988 la EU-kommisjonen til grunn at forhold innen det vesteuropeiske gassmarkedet fungerer i strid med prinsippene for Det indre markedet:

De største hindringer for en fri bevegelse av naturgass i Europa er offentlig kontroll av import og eksport av naturgass og foretak som holder et monopol eller en dominerende posisjon som gjør dem i stand til å blokkere bevegelse av naturgass (EU 1988a: 63).

Om rørselskapene i transmisjonssektoren sier Kommisjonen spesielt:

Transport av gass i medlemsstatene er karakterisert ved eksistensen av formelle eller faktiske monopoler i markedet (... denne) eksistensen av dominerende eller monopolistiske transmisjonsforetak i hvert medlemsland fører til segmentering av Fellesskapets marked; disse foretakene kan begrense transporten av naturgass og til og med, der det ikke finnes lovgivning på området, blokkere import og eksport av gass (*ibid.*: 64).

Med bakgrunn i denne situasjonsbeskrivelsen drøftet Kommisjonen innføring av et såkalt «Common Carriage» (CC)-system for transport av gass (Austvik 1990). Et slikt system skulle ha åpen adgang for alle som ønsker å benytte det. Transmisjonsselskapene

skulle kreve inn en «rimelig» tariff til dekning av sine utgifter og normal fortjeneste, men ikke ta inn renprofitt (fortjeneste utover den normale fortjenesten). Noen rask løsning så imidlertid ikke Kommisjonen for seg. Tiltakene som ble foreslått, hadde mer preg av steg på veien. Det ble foreslått tre direktiver som siktet i retning av mer liberal gasshandel. Disse omfattet å:

- a) gjøre markedet mer gjennomiktig (EU 1990),
- b) tillate transitt av gass mellom høytrykks transmisjonsledninger (EU 1991a), og
- c) å innføre tredjepartsadgang (TPA) til transmisjonsledningene samt å splitte («unbundle») transmisjonsselskapenes funksjon som både transportør og grossist (EU1992).

De to første forslagene ble vedtatt. TPA-direktivet ble imidlertid utsatt som følge av sterk motstand fra den europeiske gassindustrien og Europaparlamentet. Først i desember 1997 ble TPA-direktivet (som etter hvert har blitt kalt «Gassdirektivet») vedtatt (EU 1998) for implementering i august 2000. Direktivet innebærer at produsenter og kjøpere av gass kan gjøre direkte avtaler seg imellom og ha rett til å forhandle seg til en transportavtale med et rørselskap. TPA-direktivet fulgte et tilsvarende direktiv for transport av elektrisitet (EU 1997a).

Hensikten med Gassdirektivet er å «establish common rules for access to the market and for the criteria and procedures to be used when licensing the transmission, storage, and distribution of natural gas». Direktivet innebærer at EU-land over en tiårsperiode vil måtte åpne for mer direkte avtaler mellom produsenter og kjøperne. 20 prosent av markedet skal være tilgjengelig umiddelbart, 28 prosent etter fem år og 33 prosent etter ti år. Alle gasskraftverk skal kunne nytte ordningen, samt industrielle brukere over en viss størrelse. I startfasen skal de industrielle brukerne som kan nytte systemet, ha et forbruk på minst 25 millioner kubikkmeter per år, minst 15 etter fem år og minst 10 millioner kubikkmeter etter ti år.

Den største vanskeligheten med å enes om direktivet gjaldt fastsettelsen av minsteandelene av de enkelte markeder som skulle åpnes i planens tre faser. Debatten om dette tok nesten ett år etter at elektrisitetsdirektivet var vedtatt. Frankrike og Belgia ønsket å begrense liberaliseringen til å omfatte et minstenivå på 15 prosent av markedene. Hensikten skal ha vært å beskytte interessene til Gaz de France og Distrigaz, som begge har hatt nær 100 prosent kontroll over import og transport i sine respektive land. På den annen side

ønsket Storbritannia og Tyskland minst 28 prosent åpning i planens første fase. Disse landene fremførte argumenter om fordelene ved en raskere liberalisering.

En TPA-ordning skal ideelt sett føre til at rørselskapene kun opererer som transportører. Til nå har retten til transport i hovedsak vært forbeholdt eierne av rørsystemene. Hensikten med direktivet er å skape lettere og rimeligere adgang til gassens hovedveier for produsenter og kjøperne. I større grad skal disse kunne gjøre direkte avtaler seg imellom og ha rett til å forhandle seg frem til en transportavtale med transmisjonsnettene. Det er, under direktivet, opp til de enkelte nasjonalstatene å velge om de vil innføre eksplisitt tariffing av transporttjenestene.

Det er også adgang til å inngå nye take-or-pay-kontrakter dersom nasjonale myndigheter tillater det. Det ble fastsatt en rekke regler for hvordan Kommisjonen skal kunne overprøve slike bestemmelser. Kommisjonens beslutninger kan i sin tur bare overprøves av EU-domstolen (EIA 1998). Direktivet fastsetter imidlertid ingen prosedyre for hvordan tvister skal løses f.eks. om hvilken tariff som skal betales for transporten dersom forhandlinger ikke fører frem (EU-domstolen, EFTA-domstolen, nasjonale myndigheter eller annet) under en forhandlet TPA-ordning.

Distribusjonsverkene (de lokale transportnettverkene) er heller ikke berørt av direktivet med mindre nasjonale myndigheter selv ønsker det. Dette innebærer at distribusjonsverkene langt på vei kan operere etter nasjonal politisk kontroll som i dag. Det regulerer heller ikke konkurransen på produsentleddet. I sum er Gassdirektivet således et skritt på veien mot et mer liberalt marked, men er alene relativt langt fra en fullstendig liberalisert markedsordning. I mars 2001 signaliserte EU på den annen side en forsering av tempoet i liberaliseringsprosessene (EU 2001a). Det synes rimelig å forvente flere direktiver i årene fremover.

Alt i alt er det nokså sikkert at markedet blir annerledes enn før, det blir mer mangfoldig og «liberalt», men det er ikke åpenbart hvor langt utviklingen konkret vil gå og på hvilke områder og i hvilke markedssegmenter endringene vil ha de største konsekvensene for oss. Avhengig av hvordan utviklingen blir, kan vi både tape og tjene på endringene. I august 2001 stilte EU seg faktisk dels på norske myndigheters side ved å kreve en raskere åpning av transmisjonsledningene på kontinentet slik at norske produsenter lettere kan selge direkte til de enkelte kjøperne (EU 2001c).

Virkninger på priser og kontrakter

Prisvirkningen av liberalisering i de ulike ledd i gasskjeden avhenger av hvordan markedet blir liberalisert. Som grunnlag for diskusjonen kan det her være nyttig først å studere hvordan et (teoretisk) fullstendig liberalisert gassmarked, altså ordninger som går lengre enn Gassdirektivet, ville fungere, men som liberaliseringsprosessen beveger seg i retning av.⁷

I et perfekt liberalisert marked ville transportleddene (transmisjon og distribusjon) få sine fortjenestemarginer bestemt av en reguleringsmyndighet eller av konkurranse. Samtidig skal produsentene selge direkte til distribusjonsverk, kraftverk og store industrielle brukere (gass-til-gass-konkurranse), som bestemt under TPA-direktivet. Dette innebærer at transmisjonsselskapenes grossistrolle vil bli redusert og at de i hovedsak skal fungere som transportører av gass mot en tariff, som i et bomfinansiert veisystem. I et slikt marked vil transmisjonsselskapenes marginer bli lavere enn i dag (ideelt sett skal de bare inkludere normal fortjeneste). Bruttomarginene vil i en mer direkte form enn under dagens markedsordning være uavhengig av prisendringer i markedet da de ikke lenger i samme grad er resultat av forhandlinger. Rørselskapene kan i et fullstendig liberalisert marked bli mer opptatt av å påvirke reguleringsmyndigheten som setter rammene for deres virksomhet (principal-agent-situasjon).

Med sluttbrukerpriser fastsatt av konkurrerende energipriser bør transportleddenes lavere marginer tilfalle produsenten/eksportøren. Imidlertid er det sannsynlig at et mer liberalt gassmarked også vil føre til flere, mer kortsiktige kontrakter for eksportøren, inkludert spot- og terminmarkeder. Det vil bli større prisvariasjoner, også gjennom året. Eksportøren skal jo ta over det kontraktsleddet som i dag håndteres av transmisjonsselskapene som selgere av gass. Dette kan føre til større variasjoner i gassprisene for eksportørene på kort og mellomlang sikt etter hvor stramt gassmarkedet er. I perioder vil det kunne gi både høyere og lavere priser enn prisen på alternativene. Ustabiliteten vil oppleves som en ulempe i forhold til dagens situasjon.

Siden et liberalisert gassmarked vil kunne føre til mer ustabile priser for produsent/eksportør, vil pris til produsent kunne gå ned dersom markedet samtidig som liberaliseringen finner sted er svakt («overskuddstilbud»), selv om bruttomarginene til transmisjon og distribusjon går ned (Austvik 2000c:87–91). De enkelte gasselska-

7 Mer inngående diskusjon av virkninger på priser, markedsstabilitet og kontraktsformer av henholdsvis liberalisering og økt bruk av avgifter på gass finnes i Austvik (1997) og Austvik (2000c:45–52, 85–98).

per vil som regel ha et kortere tidsperspektiv for sin produksjon enn Norge som nasjon har, og i første omgang øke tilbudet av gass når de får mulighet til det. En stram markedsituasjon vil (på lengre sikt) på den annen side kunne forsterke den positive priseffekten liberaliseringseffekten (partielt sett) kan ha for produsenten, idet sluttbrukerprisene da vil kunne holdes høyere enn utgangsprisen («overskuddsetterspørsel») i en periode. Herunder er det viktig å merke seg at kort og mellomlang sikt i et gassmarked kan dreie seg om fem til ti år, blant annet på grunn av lange etterslep i tid mellom investeringsbeslutninger og det tidspunkt produksjon faktisk finner sted. Kort og mellomlang sikt kan dertil være forskjellig i et stramt og i et svakt marked. Et stramt marked med høyere priser til produsent vil kunne føre til redusert vekst i etterspørselen etter gass. Overstiger prisen substituttprisen, vil gassetterspørselen over tid gå ned.

Gassdirektivet, og/eller konkurranse mellom rørledninger, vil føre til at transmisjonsselskapenes kunder i de fleste tilfeller vil kunne få lavere innkjøpspriser og dermed høyere fortjeneste, på grunn av økt gass-til-gass-konkurranse ved utløpet av rørledningene (flere selgere). Det press transmisjonsselskapene eventuelt vil få på prisene til sine kunder, vil legge press på deres marginer, all den tid de er bundet av langsiktige TOP-kontrakter med blant annet Norge som gasselger. Dette kan føre til ønsker fra transmisjonsselskapene om å reforhandle allerede inngåtte kontrakter med eksportørene, ut fra et force majeure-argument om endrede politiske rammebetingelser de ikke er herre over. Både de inngåtte kontraktene og utviklingen av nye store gassfelt på norsk sokkel vil dermed kunne trues av usikkerheten vedrørende nivå på og stabilitet i prisene. Ved overskuddsetterspørsel vil volumene da kunne måtte holdes tilbake for å hindre et overskuddstilbud med prisfall til følge. Et prisfall vil kunne gjøre investeringene ulønnsomme. Lønnsomheten i gassinvesteringene (felt og rør) er i dag allerede dårligere enn investeringene i oljeproduksjon.

En liberalisering fører til at norske salgskontrakter kan bli mer mangeartede og kortsiktige. Dette vil særlig gjelde nye kontrakter, men kan også bli alternativet dersom utviklingen skulle gå så langt at eksisterende kontrakter blir oppløst. Det kan da bli mer fordelaktig å inngå direkte kontrakter med kjøperne enn å reforhandle de gamle med transmisjonsselskapene. Det er imidlertid ikke nødvendigvis slik at det gjennomsnittlige nivået på eksportprisene må bli lavere enn i dag i et perfekt liberalisert marked selv om prisen til brukerne skulle gå ned. Rørselskapenes antatt lavere bruttomarginer

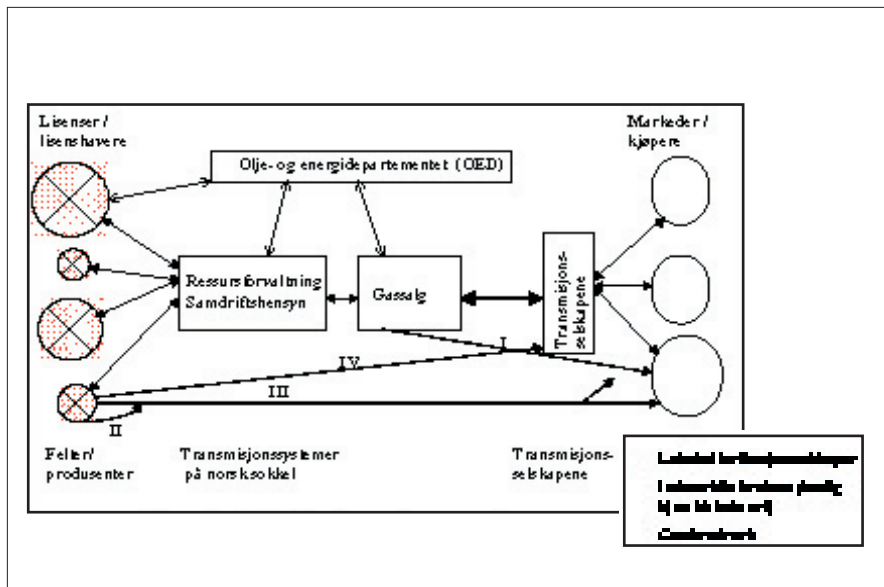
vil delvis også kunne tilfalle produsentene.

Nettutfallet av lavere transportkostnader og lavere priser hos kjøperne, for oss som eksportører, avhenger også av hvordan vi klarer å dra fordeler og unngå ulemper av utviklingen. Transmisjonsselskapene tar en høy fortjeneste for å utøve rollen som grossist og markedsbalansør under dagens markedsordning, noe norske eksportører vil kunne se som verdifullt å ta over. Utover ressursforvaltnings- og samdriftshensyn vil det være viktig å opprettholde størst mulig markedsrett overfor kjøperne siden det fortsatt vil være en grunnrente til fordeling. Aktørene i markedet vil, partielt sett, tjene på at det blir økt konkurranse i et annet ledd i gasskjeden, men vanligvis ikke på at det blir økt konkurranse i det ledd en selv opererer innenfor. Men det er ikke bare kommersielle selskaper som vil være aktører her. Også forbrukslandene vil ha interesse i å innkassere grunnrenten. Instrumentet for å gjøre dette er i så fall økte avgifter på bruk av gass. Vi skal komme noe tilbake til dette mot slutten av artikkelen.

Hvem vil selge ny norsk gass?

Både markedsutviklingen og de politiske tiltakene peker altså i retning av at produsentene i økende grad må selge gass direkte til kjøperne. Transmisjonsselskapene skal i et liberalisert marked helst virke som rene transportører mot kostnadsdekning, slik at deres transport- og lagerholdsfunksjon og rolle som grossist opphører eller skilles («unbundling»). En viktig effekt av dette er at allerede inngåtte norske langsiktige kontrakter («gammel» gass) kan påvirkes. Betingelsene for den gamle gassen kan komme til å måtte bli reforhandlet, eller solgt på nytt. Kjøperne av «ny» norsk gass (nye kontrakter) vil ikke i samme grad være de samme som før (transmisjonsselskapene), men transmisjonsselskapenes nåværende kunder.

Til i dag har norske myndigheter styrt produksjon, transport og salg frem til importlandets terminal. De har brukt de modeller de har ment var de beste for å få dette til, ut fra hensyn til kostnadseffektivitet og ressursforvaltning, herunder tjenester fra ulike norske og utenlandske selskaper. I dette bildet har FU og GFU spilt viktige roller. Et samlet norsk gassalg har mange elementer i seg som ivaretar rasjonell ressursforvaltning og utnyttelse av samdriftsfordeler også i forhold til oljeproduksjonen. Et spørsmål (som EU stiller) er om et norsk gassalgsmonopol er nødvendig for å ivareta disse hensynene, eller om salget kan ordnes på andre måter som *også*



fremmer konkurransen på tilbudssiden i markedet.

Et ytterpunkt for norsk gassalg i fremtiden er at det, til tross for GFU-avviklingen, i realiteten fortsetter tilnærmet samlet, på grunn av den sterke felt- og eierkonsentrasjonen. I et liberalisert marked vil vi da (tilnærmet samlet) selge gass direkte til kjøperne i stedet for til transmisjonsselskapene. Vi går med det forbi transmisjonsselskapene som grossister. Dette er illustrert ved pil I i figur 2. Dette kan innebære en bedring for Norge i forhold til dagens situasjon, siden den styrker vår relative forhandlingsposisjon i markedet dersom vi ser bort fra transaksjonskostnader. ESAs motargument mot et slik utfall vil særlig være at det opprettholder et tilnærmet de facto norsk salgsmopol overfor kjøperne.

Ytterpunktet for å skape mest mulig konkurranse i salget vil på sin side være at de enkelte lisenshaverne på hvert felt selger sin gass uavhengig av hverandre (pil II og videre på pil III), og slik splitter hvert felt maksimalt. Dette er EUs utgangspunkt. Det synes imidlertid lite trolig at en slik ordning kan realiseres i noe vesentlig omfang. En lisenshaver med en gitt prosentandel av et felt kan ikke selge mer gass enn andelen tilsier, og dette volumet avhenger av hva alle de andre lisenshaverne selger. Sammen med gassproduksjonen produseres som regel dessuten også olje. Fra et ressursutnyttelsessynspunkt må produksjonen av olje og gass optimaliseres i forhold til hverandre for at reservoarene skal utnyttes optimalt. Det ville være nær umulig å foreta noe omfattende salg fra en lisenshaver i et felt uten samordning med de andre lisenshaverne

selv om en kan tenke seg ulike løfteordninger som skjevfordeler salget i perioder. Dette peker i retning av at det lavest mulige nivå for definisjon av en produsent vil måtte bli på produksjonsområde eller -felt (pil III).

Siden tyngden av norsk gassproduksjon består av noen få felter, med en sterk konsentrasjon på eiersiden med statlig norsk dominans på tvers av feltene, vil det fortsatt være sterk konsentrasjon rundt de samme aktørene som til i dag har håndtert norsk gassalg gjennom GFU. En opphevelse av GFU vil dermed ikke nødvendigvis endre selgerkonsentrasjonen målt ved felt eller selskap på norsk sokkel fundamentalt.

Nå vil samdriftsfordelene mellom feltene og det norske transmissjonssystemet variere. En innføring av en TPA-ordning på en del av rørledningene på norsk sokkel vil det sannsynligvis i utgangspunktet være vanskelig å argumentere mot ut fra et generelt samdrifts- og ressursforvaltningssynspunkt, mens det vil være lettere for andre. Gjennom en TPA-ordning kan en del marginale felt lettere kunne bli solgt enn under dagens system der de norske transmissjonsselskapene kan nekte transport eller ta prohibitive tariffier. Rørselskapene på norsk sokkel, som på kontinentet, kan ha fortjenestemarginer som langt overstiger normal fortjeneste, selv om de varierer sterkt. De overstiger ofte også fortjenesten til produsentene av gass, noe som kan være uheldig fra et incitamentssynspunkt overfor produsentene (jf. Marathons sak mot Statoil og Ruhrgas). Dette var en del av bakgrunnen for tankene bak det såkalte GasLed-prosjektet. I GasLed-prosjektet skulle eierinteressene til flere av de norske transmissjonsselskapene samles for å ivareta tørrgasstransport fra norsk sokkel til kontinentet (Statpipe, Zeepipe, NorFra/Franpipe og Europipe II). Selskapene ble verdsatt i forhold til hverandre og søknad om etablering ble sendt norske myndigheter høsten 1995, men ble avslått (Elfs årsrapport 1995 og 1996 og Stortingsproposisjon nr. 15 for 1996–97).

Innen rammen av Gassdirektivet slik det i dag står, er det opp til nasjonale myndigheter om det skal være en forhandlingsløsning eller offentlig regulerte tariffier for transport. Siden den norske staten sitter med tilsvarende konsentrasjonsgrad på eiersiden rundt Petoro, Statoil og Norsk Hydro på transportsiden som den gjør på produksjonssiden (i enkelte tilfeller over 80 prosent), synes det sannsynlig at Norge vil velge en forhandlet TPA-ordning. I første omgang er det derfor vanskelig å se at innføring av TPA på norsk sokkel vil endre dagens system i betydelig grad.

Et annet spørsmål, både på norsk sokkel og i markedet for øvrig,

er hva som vil skje dersom en part klager et avslag på transport eller en tariff inn for EU for vurdering, for eksempel av konkurransedirektoratet DGIV. Når slike klager eventuelt måtte komme, er det mulig at en regulert TPA-ordning i alle land tvinges igjennom. Muligheten for innføring av noen form for de facto reguleringsmyndighet fra EUs side legger modererende press på alle transmisjonsselskapers (offshore og onshore) eksplisitte eller implisitte tariffing. EU sendte i mars 2001 signaler om en forsering av denne prosessen hvor også etablering av nasjonale reguleringsmyndigheter inngår (EU 2001a).

Det er på den annen side også mulig at liberaliseringen skjer fortere hos oss enn nedstrøms i markedet. Det kan fortsatt tenkes at transmisjonsselskapene i relativt stor grad fortsetter å være kjøpere av gass. En begrenset oppsplitting av norsk gassalg, som diskutert ovenfor, med bibehold av den sterke kjøperposisjonen til rørselskapene, vil kunne svekke den samlede norske forhandlingsposisjonen (pil IV). Dette er et norsk worst-case-scenario.

Uavhengig av liberaliseringsform og -grad vil vi som storekspertør av gass fra store og kostbare felter trenge en modell som gir oversyn over ulike samdriftsfordeler og fortjenestefordelingen gjennom gasskjeden, og mange av (om ikke alle) disse interesser og synspunkter må EU også dele. Siden gass er en ikke-fornybar ressurs, er det grunner til noen grad av kontroll med hvordan ressursene totalt blir tatt ut og solgt, også ut fra konsumentlandenes langsiktige interesser. I enda mindre grad enn nedstrøms i markedet vil det være mulig å finne enkle en-gang-for-alle-løsninger som både øker konkurransen, sikrer en forsvarlig ressursforvaltning og det langsiktige tilbudet av gass. Disse dilemmaene vil EU i større grad også måtte fokusere på fremover, ikke minst om energiprisene fortsetter trenden oppover, og den langsiktige forsyningsikkerheten igjen kommer mer i fokus.

Behovet for en norsk gasstrategi

Norges situasjon overfor EU på gassområdet representerer den nye virkeligheten de fleste økonomiske og politiske aktører i dag står overfor i internasjonal handel og politikk. Rammene og spillereglene for de internasjonale økonomiske integrasjonsprosessene settes i stadig større grad globalt gjennom institusjoner som WTO

og EU. Energicharteret (IEA 1995) er et forsøk på innføre WTOs prinsipper på energisektoren også for land som ikke er medlem av WTO. I disse og andre internasjonalt viktige fora er råvareprodusenter ofte i mindretall og blir lett en politisk svak gruppe. I den moderne, internasjonale integrerte økonomien er spillereglene forskjellig fra den tid da eiendomsretten til ressursene var avgjørende for utnyttelsen av dem og påfølgende inntjening ved salg. Utviklingen i og omorganiseringen av det europeiske gassmarkedet, og også avgiftspolitikken for olje og gass, understreker at makten i energimarkedene nå i vel så stor grad ligger hos konsument- som hos produsentlandene.

Siden gass er en ikke-fornybar og strategisk ressurs i det europeiske markedet, vil samtidig markedsliberalisering over tid kunne ha litt andre virkninger på priser og tilbud enn det den vil ha i mange andre markeder. De fleste parter vil i utgangspunktet være interessert i å finne løsninger som tar hensyn til effektivisering, optimal ressursforvaltning og samdriftsfordeler. Et slikt marked vil imidlertid vanskelig kunne liberaliseres ved hjelp av konkurranse alene. Fortsatt eksistens av grunnrente også i et liberalisert europeisk gassmarked bidrar til at det må forventes å forbli mer politisert enn de fleste andre internasjonale markeder. Politiske handlinger og kommersielle strategier vil påvirke hvordan grunnrenten til slutt fordeles. Vi kan ikke regne med at parter med ulike interesser på dette punktet kommer til å bli fullt ut enige om hva som er den «riktige» modell for det europeiske gassmarkedet fra produsent til brenner så lenge det er slik at liberaliseringsprinsippene kan tolkes i ulike retninger (Austvik 2000a).

Max Webers klassiske definisjon fremhever sannsynligheten for at individer eller grupper får sin vilje i en relasjon basert på interessemotsetninger eller konflikt. I et slikt perspektiv vil materielle ressurser og formelle posisjoner stå sentralt i analysen, men rammen for utøvelse av slik makt vil gjerne være innebygde skjevheter i utbredte normer, forestillinger og autoritativ kunnskap. At økonomiske prosesser har en makt- og demokratidimensjon, er allment akseptert. Weber drøftet dette innen rammen av nasjonalstaten: «Processes of economic development are in the final analysis also power struggles, and the ultimate and decisive interest at whose service economic policy must place itself are the interests of national power» (Andersen & Austvik 2000). Spørsmål om organiseringen av markedet så vel som på norsk sokkel må forventes fortsatt å være sterkt politisert i overskuelig fremtid, der økonomisk og politisk rasjonalitet skal balanseres inn i partenes mulighet og evne til å nå

sine mål.

Selv om Norge både økonomisk, politisk og forsvarsmessig er alliert med konsumentlandene, og har mange fellesinteresser med disse, må vi derfor være klar over at vi er nokså alene om å ivareta våre samlede interesser som gasseksportør. Spørsmål om organiseringen av det europeiske gassmarkedet så vel som virksomheten på norsk sokkel må forventes å innebære kontroversielle elementer mellom Norge og EU i tiden fremover. Økonomisk og politisk rasjonalitet skal balanseres inn i partenes mulighet og evne til å nå sine mål. Som småstat i de fleste sammenhenger, men hovedaktør i et av Europas viktige energimarkeder, vil derfor betydelige krav og utfordringer bli stilt fremover til norske politiske og kommersielle gassaktører. Herunder er det viktig å få innflytelse på energipolitiske beslutninger i EU.

Et kommersielt viktig moment for Norge ved EUs gassdirektiv er at usikkerheten ved prisutviklingen øker betraktelig. Sammen med den annonserte økningen av energibeskatningen vil prisene til eksportør kunne presses ned. En del gass vil lettere kunne komme på markedet gjennom liberaliseringen, men samtidig blir det mindre attraktivt for produsentene å investere i de store og svært kostbare prosjektene som ligger langt fra markedet. Dette vil true forsynings-sikkerheten på lengre sikt. Det kan derfor se ut til at EU ikke fullt ut har tenkt gjennom de langsiktige effektene av ønskene om full liberalisering av tilbudssiden i det europeiske gassmarkedet. Diskusjoner mellom EU og Russland om dobling av gassleveransene etter langsiktige kontrakter er på den annen side tegn på at denne delen av EUs energipolitikk i større grad nå ønskes styrt politisk. EU har annonsert en analyse av tilbudssiden i det europeiske gassmarkedet mot slutten av 2001 (EU 2001d).

Som vi har diskutert ovenfor, vil hvem som tjener og taper på en liberalisering være avhengig av hvordan liberaliseringen finner sted, og hvordan kommersielle og politiske aktører i de enkelte ledd i gasskjeden opptrer, hver for seg og sammen. Uavhengig av politiske vedtak vil norsk gass i økende grad uansett måtte selges direkte til distribusjonsselskaper, industrien og gasskraftverk. Markedsutviklingen og politiske vedtak tvinger frem nye kommersielle strategier, øker behovet for nye former for samspill mellom industrien og norske myndigheter og stiller nye krav til myndighetene for å påvirke og spille i utformingen av internasjonale institusjoner og egen, kjøperlandenes og andre eksportlands energipolitikk.

I det europeiske gassmarkedet kan Norge være følsom, eventuelt sårbar, i avhengigheten av å eksportere gass til EU, alt ettersom

energi-, miljø- og avgiftspolitikken i EU og EU-land blir utformet (Austvik 1999). Det er behov for utvikling av en helhetlig norsk gasstrategi som omfatter måten vi organiserer produksjon, transport og salg av norsk gass på, hvordan vi forholder oss til EU og EU-lands energi-, miljø- og avgiftspolitik og forholdet til andre eksportører av gass. For å bli konsistent må en norsk gasstrategi utvikles på grunnlag av en forståelse både for økonomiske og politiske forhold i seg selv og for deres sammenhenger. Økonomiske analyser vil her kunne drøfte hvordan økonomien og samfunnet virker under (ulike) forutsetninger om rammer, spilleregler og aktørenes posisjoner. Politikken vil på sin side omfatte forhandlinger (inkludert diplomati) og bruk av posisjoner og makt, og utvikling og påvirkning av institusjonelle forhold i det norske og internasjonale samfunnet.

En del av en strategiutvikling må omfatte måten å organisere produksjon, transport og salg av gass på innen rammen av en mer integrert internasjonal økonomi. Den må også omfatte måter å forbedre kvaliteten og fleksibiliteten i de produktene vi tilbyr i markedet på og hvordan kostnadsreduksjoner i produksjon og transport kan nås, slik at merverdiskapningen øker også gjennom nye produkter og markeder. Heri inngår spørsmålet hvordan norske selskaper bør utnytte de mulighetene markedsliberaliseringen åpner for gjennom å engasjere seg sterkere nedstrøms gjennom vertikal integrasjon, og i hvilken grad nedstrømselskaper skal tillates å integreres oppstrøms på norsk sokkel.

Også forholdet til andre gasseksporterende land er viktig. Andre gasseksportører, og særlig Russland, vil være konkurrenter til norsk gass i markedet. Samtidig er det slik at gassprisen er relativt lik for de enkelte eksportørene. Norge får altså ikke noen prispremie for politisk tilhørighet eller påstått bedre leveringsikkerhet enn russerne (Austvik 1986). Det vil være viktig for Norge å følge med i russisk energipolitikk.

Liberaliseringen og norske interesser

Den økte ustabiliteten vil være negativt for Norge og innebærer en større risiko for gasselgerne. Prisnedgangen som i første omgang kan bli virkningen, vil kunne føre til en stopp-og-gå-politikk i investeringer og inntekter. Når prisene faller, svekkes investerings-

lysten, og forbruket øker. Når prisene har holdt seg høye en tid, og forventningene om at de skal fortsette på dette høye nivået er til stede, foretas investeringer som kan føre til overskuddstilbud i markedet med påfølgende prisfall.⁸ Både forbrukere og produsenter har felles interesse i stabile priser og forsynings-/leveransesikkerhet i energimarkeder da energi inngår i annen industriell virksomhet og er en grunnleggende vare for den enkelte forbruker. Ingen av disse fellesinteressene blir borte med den pågående liberaliseringen av de europeiske energimarkedene. For Norge gjelder det her å finne felles forståelse med EU for gassektorens særegenheter.

EU krever nå en annen struktur på norsk gassvirksomhet enn i de andre eksportlandene som følge av vår EØS-avtale og de konkurranseregler som følger av den. Det bør imidlertid fra Norges side være et krav om at EU formulerer en energipolitikk før den utøver en konkurransepolitikk på et så vidt spesielt område som energisektoren. Uten en kopling mot gassektorens særegenheter, blir det interessant å se om trusselen om milliardbøter mot et statspålagt samarbeid mellom et 100 prosents og et (i mesteparten av tiden) 51 prosents statseid selskap virkelig kan vinne frem.⁹

Det er imidlertid flere forhold enn organiseringen av gassproduksjon og -salg som er viktig for Norge. For det første lar Gassdirektivet det være opp til det enkelte land å velge forhandlet eller regulert TPA. Dette gjør at det er mulig det ikke skjer så mye nedstrøms som intensjonen bak direktivet legger opp til. I modifiserte former kan det derfor tenkes at transmisjonsselskapene fortsetter å være betydelige kjøpere av gass. En bekymring for dette uttrykker EU-kommisjonen i sin pressemelding 2. august 2001 (EU 2001c). I denne henstiller den til medlemslandene å sikre at norsk gass får reell adgang til kjøperne. Markedsliberaliseringen vil altså ikke bare svekke norsk gasseksport. Gassdirektivet er positivt for de norske gasselgerne i og med at de får bedre åpning til markedene på kontinentet. Dette vil samtidig bedre EU-landenes forsynings-sikkerhet.

For det andre er Gassdirektivet ment å gi lavere priser til forbrukerne. Det er imidlertid langt fra sikkert at dette vil bli effekten på lang sikt. Ved at EU fremtvinger konkurranse i dette markedet,

8 Se Lynch (1992) for en diskusjon av hvordan prisprognosene på energi (olje) sterkt påvirkes av de til enhver tid gjeldende priser, selv om dette empirisk nesten alltid viser seg å være feil. Austvik (2000e:17–19) oppdaterer senere erfaringer med samme resultat.

9 EU har sommeren 2001 utvidet anklagene til å omfatte også utenlandske selskaper på norsk sokkel.

overlates prisfastsettelsen i større grad til forholdet mellom tilbud og etterspørsel på gass. I dag er prisene i hovedsak knyttet til prisene på oljeprodukter. På kort sikt tilsier dette økte prissvingninger. En høy pris i en periode kan ikke så lett møtes av økt tilbud da det tar tid å fremskaffe nye gassreserver, som også bare finnes noen få steder. En lav pris i en periode leder til redusert kapasitetsutbygging med betydning for tilbudet på lengre sikt. Dersom utbyggingen av nye gassreserver tørker inn, vil prisene stige på lengre sikt og true EUs forsyningsikkerhet.

For det tredje foreslår EU også en omlegging av skattepolitikken der lavere skatt på arbeid skal kompenseres ved økte energiavgifter. Avgifter på den miljøvennlige gassen skal øke like mye som avgiftene på det forurensende kullet (EU 1997b). Det er altså slett ikke sikkert at forbrukerne og industrien heller vil se så mye til de lavere prisene. Siden EU dominerer det europeiske gassmarkedet på etterspørselssiden, vil harmoniseringen av avgiftene samtidig legge et trykk på prisene til produsent og virke omtrent som en importtoll. Vinnerne i det nye europeiske gassmarkedet kan dermed bli statskassene i EU-landene på bekostning av forbrukere og produsenter. De annonserte økte avgiftene på vårt etter hvert viktigste eksportprodukt representerer over tid den kanskje mest alvorlige trussel for de norske gassinntektene. Her har vi en klar interessekonflikt med EU.

Norges forhold til omverdenen på et såvidt komplekst område som gassektoren må håndteres både interdisiplinært og -departementalt. Det kan ha vært en svakhet ved utformingen av den norske gasspolitikken at den i svært liten grad har vært gjenstand for offentlig debatt med sikte på å evaluere eksisterende ordninger og generere innspill til reformer og strategier i forbindelse med ytre endringer. Isteden har man, som norsk hoppSPORT gjorde, motsatt seg det nye og holdt fast på de gamle stilarter. En mer åpen debatt kunne gjøre det lettere å føre en politikk som håndterer kombinasjonen av felles og motstridende interesser mellom Norge og EU på dette feltet.

Litteratur

- Andersen, Svein & Ole Gunnar Austvik (2000) *Nasjonal handlefrihet – nye internasjonale rammebetingelser: Petroleum, makt og demokrati*. Forprosjekt til Makt- og demokratiutredningen 1998–2003. Unipub forlag, august.
- Austvik, Ole Gunnar (1986) «Political Gas Pricing Premiums: The Development in West Germany 1977-1985», *OPEC Review* no. 2 June 1987.
- Austvik, Ole Gunnar (1990) *Europe 1992; Introduction of Common Carriage for*

- Natural Gas?*, Discussion Paper M-90-01, Energy and Environmental Policy Center, John F. Kennedy School of Government, Harvard University July
- Austvik, Ole Gunnar (1991a) «Stormaktsinteresser og norsk petroleumspolitik», *Internasjonal Politikk* 49(1).
- Austvik, Ole Gunnar (1991b) *Norwegian Gas in the New Europe; How Politics Shape Markets*. Oslo: NUPI/Vett & Viten .
- Austvik, Ole Gunnar (1996) «Avgifter og petroleum priser. Tar forbrukslandene olje- og gassinntektene?», *Sosialøkonomen* x/mai.
- Austvik, Ole Gunnar (1997) «Gas pricing in a liberalized European market; Will the rent be taxed away?», *Energy Policy* 20(12): 997–1012. Elsevier Science.
- Austvik, Ole Gunnar (1999) «Norges avhengighet av olje- og gassmarkedene», *Internasjonal politikk* 57(3).
- Austvik, Ole Gunnar (2000a) *Economics of Natural Gas Transportation* , Forskningsrapport nr. 53, Høgskolen i Lillehammer, august.
- Austvik, Ole Gunnar (2000b) *Government Taxation and Supply of Gas*, Presentation at the European Gas Supply Conference, Europaprogrammet & Russian Academy of Sciences. Oslo 13. september 13, 2000. Arbeidsnotat nr. 115/2000 Høgskolen i Lillehammer.
- Austvik, Ole Gunnar (2000c) *Norge som storeksportør av gass*. Europaprogrammet desember.
- Austvik, Ole Gunnar (2000d) *Norge som storeksportør av gass; Utenriks- og sikkerhetspolitiske konsekvenser*, Det sikkerhetspolitiske bibliotek nr. 8 – 2001. Den norske atlantehavskomiteé, juni.
- Austvik, Ole Gunnar (2000e) *Drivkreftene i oljemarkedet*. Forskningsrapport nr. 50, Høgskolen i Lillehammer, mars.
- Energy Information Administration, EIA (annual) *International Energy Outlook*, US Department of Energy.
- European Union (EU) (1988a) «The Internal Energy Market», *Commission Working Document*, May.
- EU (1988b) The Need for Greater Integration of Europe's Gas Grid. *Energy in Europe* no. 10.
- EU (1990) Council Directive of 29 June 1990 concerning a community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users, CEL-Title: 90/377/EEC.
- EU (1991a) Council directive of 31 May 1991 on the TRANSIT of natural gas through grids, CEL-Title 91/296/EEC
- EU (1991b) Reports of the Consultative Committees on Third Party Access to Natural Gas Networks, Directorate General for Energy, Brussels.
- EU (1992) Proposal for a Council directive concerning common rules for the internal market in natural gas, (Third Party Access, TPA, directive) Com (91) 548 Final SYN 385, European Union, Brussels.
- EU (1993) European Parliament: *Draft Report on the Commission's Proposal for a Council Directive Concerning Common Rules for the Internal Market in Natural Gas*», Committee on Energy, Research and Technology, Claude Desama. Com (91) 0548 Final c3-0103/92 SYN 385.
- EU (1997a) *Directive of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity*. Directive 96/92/EC (Official journal NO. L 027, 30/01/1997 P. 0020).

- EU (1997b) *Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*, Proposal for a Council Directive COM (97) 30 Final 97/0111 (CNS) 12.03.1997. <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/rapcge.htm>
- EU (1998) *The Single Market for Natural Gas, IGM Directive 98/30* («Gasdirektivet»). <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/gashome.htm>
- EU, 2001a: *The Internal market for Gas and Electricity: Completing the internal energy market*, Package of Commission documents adopted on 13 March 2001.
<http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/int-market.html>
- EU (2001b) *Commission objects to GFU joint gas sales in Norway*, DN: IP/01/830 Date: 2001-06-13.
http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.gettxt=gt&doc=IP/01/830|0|RAPID&lg=EN
- EU (2001c) *Commission insists on effective access to European pipelines for Norwegian gas*. Date: 2001-08-02.
http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.gettxt=gt&doc=IP/01/1170|0|RAPID&lg=EN &doc=IP/01/1170|0|RAPID&lg=EN
- EU (2001d) *Assessment of internal and external gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU and an investigation of related financial requirements and tools*. Forthcoming fall 2001.
- International Energy Agency (IEA) (1994) *Natural Gas Transportation; Organisation and Regulation*, IEA/OECD Paris.
- IEA (1995) *The Energy Charter Treaty. A description of its provisions*, by the Legal Counsel of the IEA. ISBN 92-64-14384-X.
- IEA (1995) *The IEA Natural Gas Security Study*, IEA/OECD, Paris.
- Kibsgaard, B. (red.) (2000) *Norge i energiens geopolitikk*. Oslo: Europaprogrammet, desember.
- Lynch, Michael (1992) *The Fog of Commerce. The Failure of Long-Term Oil Market Forecasting*, Center for International Studies, Massachusetts Institute of Technology. Working Paper C92/5, september.
- Olje- og energidepartementet (OED) (2001) *Eierskap i Statoil og fremtidig forvaltning av SDØE*. St. prp. nr. 36 (2000–2001)

