

Usikkerhet i tilbudet av gass til Vest-Europa

Vil verdien av norsk gass være truet i et liberalisert marked?

Eirik Lund Sagen

Det er vesentlig usikkerhet knyttet til nivået på tilbudet av gass til Europa i fremtiden. Bakgrunnen er blant annet usikkerhet rundt nye investeringer i kapasitet for produksjon og transport av gass i rør fra Russland og samlet kapasitet for produksjon av flytende gass (LNG). Studien tar derfor utgangspunkt i to scenarier for nivået på tilbud av gass fra Russland og LNG-produsenter i 2010. Fokuset i studien er på mulige konsekvenser av endret gasstilbud for handel, etterspørsel og priser på gass i et liberalisert Vest-Europeisk marked generelt og på Norges situasjon som storeksportør av gass spesielt. Vi finner ved bruk av en numerisk likevektsmodell at den gjennomsnittlige produsentprisen på gass i Vest-Europa i 2010 trolig vil være godt over det gjennomsnittlige historiske nivå de siste 15 årene, selv i et optimistisk tilbudsscenario. Samtidig synes både produksjonsnivået og prisen på norsk gass å være robust ovenfor store endringer i samlet eksport fra konkurrerende produsenter.

1. Innledning

Det europeiske gassmarkedet vil i årene som kommer gjennomgå store endringer både på tilbuds- og etterspørselssiden. Siden implementeringen av EUs gassdirektiv¹ i 1998 har liberaliseringsprosessen mot et integrert europeisk gassmarked gradvis gått framover, og en foreløpig slutfase vil etter planen nås i 2008 (EU, 2000a). Gjennom fritt valg av gassleverandør og økt konkurranse på tilbudssiden håper EU å oppnå stabile og lave gasspriser, samt sikre leveranser av gass for Europas sluttbrukere. Dette vil isolert sett kunne medføre at Norge får lavere fortjeneste fra sin eksport av gass til Europa i fremtiden. Tredje-parts adgang til gassrør for alternative tilbydere og avvikling av tradisjonelle langsiktige salgskontrakter vil være viktige elementer i denne prosessen.

Europa vil imidlertid ventelig bli stadig mer avhengig av importert gass fra ikke-europeiske land, og spesielt spørsmålet rundt tilbudssikkerhet har stadig vært i fokus, se EU (2000b) og Stern (2002). I et marked med høye investeringskostnader hvor produsenter må ta risiko med hensyn til både pris og salgsvolum, vil investeringsviljen til ny produksjons- og transportkapasitet kunne svekkes. Samtidig vil avhengighet av gass fra fjerne strøk kunne medføre større sårbarhet

for redusert tilbud gjennom globale endringer i økonomiske og politiske forhold. Dette vil igjen kunne lede til økte priser på gass og endrede handelsmønstre i fremtiden. Vi ser på russisk gasseksport i rør og eksport av flytende gass i skip (LNG) som de største usikkerhetsmomentene på tilbudssiden i et antatt liberalisert vesteuropeisk gassmarked i 2010.

Russland er den største eksportøren av gass til Vest-Europa i dag, men betydelige investeringer i russisk gassektor er nødvendige for å opprettholde en ledende posisjon. Gassfelt med fallende produksjon og et aldrende rørledningsnett er hovedutfordringene for fremtidig russisk gasseksport. I tillegg er Russland avhengig av politisk stabilitet mht. deres viktigste transitland, først og fremst Ukraina og Hviterussland. Disse usikkerhetsmomentene er bakgrunn for vår modellering av et høytildbud- og et lavtilbud-scenario for russisk eksport av gass til Vest-Europa i 2010.

Import av LNG er forventet å få en stadig større rolle i det europeiske gassmarkedet. Store investeringer i både eksport- og importfasiliteter er imidlertid nødvendig for at betydelige volum av LNG fra en rekke fjerntliggende land kan nå Europa i fremtiden. I tillegg til politisk og økonomisk stabilitet vil ventelig fortsatte kostnadsreduksjoner i nedkjøling og skipstransport være avgjørende for utviklingen i LNG-sektoren. På bakgrunn av dette modellerer vi et høytildbud- og et lavtilbud-scenario også for eksport av LNG til Vest-Europa i 2010.

Eirik Lund Sagen er førstekonsulent ved Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (eirik.lund.sagen@ssb.no)

¹ EU-direktiv 98/30/EC omhandler felles regler for et liberalisert gassmarked i Europa.

Vi vil først kort introdusere modellen som har blitt brukt i denne analysen. Deretter vil de ulike scenariene, samt de bakenforliggende antagelser rundt tilbudet av gass til Vest-Europa i 2010, bli presentert. Til slutt vil modellresultatene bli diskutert i samsvar med artikkelens nevnte hovedfokus.

2. Modellen

Modellen som er brukt er langtidsversjonen av en numerisk partiell likevektsmodell (LIBEMOD) for et fullstendig liberalisert vesteuropeisk energimarked, se Aune et al. (2001, 2004). Modellen er kalibrert for år 1996, og alle priser som presenteres som modellresultater i analysen er derfor reelle 1996-priser gitt etterspørselsvekst og nyinvesteringer i produksjons- og transportkapasiteter. Modellen består av 13 model-land² hvor produksjon, handel og konsum av olje, gass, kull og elektrisitet, samt produsent- og sluttbrukerpriser for disse energivarene, bestemmes i modellen for hvert av landene. Modellen opererer med et verdensmarked for olje og kull, og gass kan importeres fra land utenfor modellregionen. Historisk sett har russisk rørgass, samt algerisk rørgass og algerisk LNG, vært dominerende importkilder for gass utenfor Europa. For 2010 antar vi i modellen at også Libya etablerer rør til Italia, og at betydelige volum av LNG kan komme fra Qatar, Egypt, Nigeria, Trinidad&Tobago og det øvrige Midtøsten.

For alle land utenfor modellområdet er gasseksport i 2010 satt lik antatt transportkapasitet i rør eller skip (LNG). For modelland er produksjonskapasiteten i 2010 satt lik antatt kapasitet, mens faktisk produksjon bestemmes av modellens forutsetninger om kostnader og av prisen på gass. Alle investeringer i produksjon og infrastruktur i modellandene er derfor basert på nytte-kostnads evalueringer. Vi bruker langtidselastisiteter for tilpasning på både tilbuds- og etterspørsels-siden. Det vil si at modelland responderer på endringer i tilbud med langsiktige beslutninger vedrørende både investeringer og produksjon.

Initiale transportkapasiteter for alle store gassprodusenter er satt lik eksisterende kapasitet i 2003, inkludert rørledninger hvor investeringsbeslutningen er tatt og arbeid påbegynt. Ytterligere investeringer i transportkapasitet for 2010 blir bestemt i modellen gjennom nytte-kostnads vurderinger. Initiale kapasiteter for LNG-transport er bestemt av 2003-kapasiteten i europeiske importterminaler, samt påbegynt arbeid i ny kapasitet. Ytterligere importkapasitet for LNG i 2010 krever investeringer i nye importterminaler. Vi

forenkler dette ved å anta at kostnaden ved importterminaler er lik for alle land, slik at mottaker av LNG bestemmes av distanse fra gassprodusent og gassprisen i de enkelte land.

Videre kan gass, olje og kull være konkurrerende fossile energikilder i elektrisitetsproduksjon³, så vel som konkurrerende energikilder i sluttbrukermarkedet. Dette er en unik og viktig egenskap ved modellen siden den fremtidige veksten i gassetterspørselen forventes å være knyttet til gasskraftproduksjon og en tettere integrering av energimarkedene i Europa. Etterspørselen av energivarer i 2010 blir bestemt av en eksogen vekstbane i modellen, samt eventuelle pris og krysspriseffekter.

3. Beskrivelse av gasstilbudet til Europa i 2010

I denne delen utdypes våre underliggende antagelser for kapasiteten i tilbud av gass til Europa i 2010. Med utgangspunkt i antatte initiale eksportkapasiteter og usikkerhet rundt fremtidig produksjon, beskriver vi to ulike eksportscenarier for både Russisk rørgass og samlet LNG-eksport til Vest-Europa; et høytilbuds- (H) og et lavtilbudsscenario (L). Disse scenariene, samt initial kapasitet og faktisk eksport i 2002, er presentert i tabell 1, under. For alle andre gassprodusenter, inkludert algerisk rørgass, er produksjonskapasiteten konstant i modellen og lik antatt kapasitet i 2010. Dette er gjort for å rendyrke eventuelle markedseffekter fra endringer i russisk gasseksport og eksport av LNG.

Fra tabell 1 ser vi at det er en samlet variasjon på 66 bcm mellom høy- og lavtilbud scenariet, noe som tilsvarer ca. 17% av samlet gasskonsum i modellandene i 2002. Sammenlignet med faktisk eksport i 2002 ser vi at både Russland og LNG-produsentene vil oppnå et vesentlig høyere eksportnivå i 2010 i begge scenari-

Tabell 1. Tilbudsscenarioer og transportkapasiteter for gass til Europa (bcm*)

	2010 eksportkapasitet	Initial årlig transportkapasitet	Faktisk 2002 eksport til modelland
Russland	H: 125 L: 91	86	73,5
LNG	H: 82 L: 50	44	33,3
Sum	H: 207 L: 141	130	106,8

* bcm = billion cubic meters (milliarder kubikkmeter).

Kilder: OME (2002), OSC (2000), BP Amoco (2003), Opitz og von Hirschhausen (2000), div nyhetsbulletiner og forfatternes egne betraktninger.

² Modellen inkluderer landene Belgia [inkludert Luxemburg], Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Nederland, Norge, Spania, Storbritannia, Sveits, Sverige, Tyskland og Østerrike.

For å skjerme normalavkastningen fra særskatt gis det et ekstra fratrekk i beregningsgrunnlaget for særskatten, nemlig «friinntekten». Friinntekten er på 30 prosent av investeringene, som kan avskrives over seks år fra det år investeringene påløper.

³ Andre teknologier som kjernekraft, vannkraft og andre fornybare energikilder kan også brukes til å produsere elektrisitet. Vi antar imidlertid at det ikke investeres i ny kapasitet for kjernekraft utover kapasiteten i modellens kalibreringsår.

ene. Som følge av ledig kapasitet i både russiske rør og europeiske mottaksanlegg for LNG, er imidlertid investeringsbehovet for ny kapasitet moderat i lavtilbudscenariet. Under presenteres bakenforliggende antagelser for begge scenariene, samt våre antagelser vedrørende konstant produksjonskapasitet for andre betydningsfulle gassprodusenter i 2010.

3.1 Forutsetninger i høytilbudscenariet

Vi antar her at russisk gassindustri klarer å tiltrekke nok finansiell kapital til å kunne møte sine eksportmål i 2010 på minimum 200 bcm årlig, hvor vi antar at 125 bcm kan gå til våre modelland. Foruten et stabilt økonomisk og politisk klima er dette trolig betinget av at russisk gassindustri dereguleres, slik at innenlandske priser stiger og uavhengige gassprodusenter kan benytte dagens Gazprom-kontrollerte infrastruktur. Alternativt kan Russland utvikle samarbeidet med store gassproduserende land i det tidligere Sovjetunionen, først og fremst Turkmenistan og Kasakhstan. I og med at Russland, gjennom Gazprom, kontrollerer disse lands eksporttilgang mot vesten, kan det være mer lønnsomt å kjøpe deres gass til det russiske innenlandsmarkedet fremfor å utvikle nye og dyre felt i nordområdene. Uansett behøves store investeringer til å vedlikeholde og utvide rørkapasiteten mot Europa. Mulige utvidelser kan være ekstra kapasitet i det allerede eksisterende Yamal-Europe nettverket via Hviterussland og Polen, og/eller nye rørledninger under det Baltiske hav. Begge alternativ har Tyskland som hovedmottaker. I sør vil Balkan-landene og/eller Tyrkia kunne bli viktige transitland for nye russiske eksportrør, først og fremst rettet mot det italienske markedet.

For LNG antar vi i høytilbudsscenariet en markant global ekspansjon i ny produksjonskapasitet, jfr dagens planlagte investeringer i nye LNG anlegg, se IEA (2004). Dette betinges trolig av at det siste tiårets utvikling med kraftige kostnadsfall i produksjon av LNG og prisfall på nye LNG-skip vil fortsette i årene som kommer. Økt konkurranse mellom produsenter av ulike kjøleteknologier, samt teknologisk utvikling, antas å ha vært de viktigste årsakene til kostnadsfall i LNG-produksjonen, se Greker og Sagen (2004a). For LNG-skip har skalafordeler, samt teknologi- og produktivetsforbedringer vært viktige elementer for prisfall på nye skip de senere år, se Greker og Sagen (2004b). Av en potensiell global LNG-produksjon på over 300 bcm i 2010, antar vi at maksimalt 82 bcm vil bli rettet mot det europeiske markedet. Dette er en vekst på 38 bcm (86%) sammenlignet med den initiale importkapasiteten i Europa, og nesten 50 bcm (146%) over faktisk LNG-import i 2002. Det aller meste av eksportveksten vil dekkes av LNG-produksjon utenfor Algerie, spesielt i Qatar, Nigeria og Egypt.

3.2 Forutsetninger i lavtilbudscenariet

Det er høyst usikkert om både russisk gasseksport og eksport av LNG vil nå de nivå vi skisserer i høytilbudscenariet. Flere faktorer indikerer at den samlede eksporten fra disse gasskildene kan nå et svært moderat volum i sammenligning. Lavtilbudscenariet forutsetter stagnasjon i veksten for både russisk gasseksport og eksport fra LNG-produsentene fram mot 2010. For Russlands del antar vi at eksporten i 2010 bare når 5 bcm over dagens transportkapasitet til Vest-Europa og dermed 34 bcm lavere enn i høytilbudscenariet. Problemer med dereguleringen av innenlandsmarkedet, samt politisk og økonomisk ustabilitet, er alle mulige faktorer som kan hindre tilstrekkelige investeringer i russisk gassindustri.

For LNG-sektoren forutsetter vi at en begrenset andel av planlagte LNG-anlegg vil bli realisert før 2010 og at LNG i stor grad vil bli trukket mot andre regionale markeder som Nord-Amerika og Asia. Vi antar at det i Europa behøves kun 6 bcm ekstra importkapasitet i 2010 sammenlignet med det som allerede er besluttet utbygd. Et høyt kostnadsnivå i hele LNG-kjeden⁴ har tidligere vært det største hinderet for utstrakt LNG-produksjon og eksport til Europa fra fjerne strøk, se Sagen (2001). Stagnerende kostnadsreduksjoner, manglende investeringer fra multinasjonale oljeselskaper og politisk uro kan alle medføre hindringer for dagens raskt voksende LNG-sektor. Samtidig kan vi oppleve at LNG trekkes til andre regionale markeder med vedvarende høyere priser. Vi forventer spesielt at det nord-amerikanske gassmarkedet, med sin synkende egenproduksjon og forventet etterspørselsvekst, vil bli stadig mer avhengig av LNG fra fjerne strøk. En vedvarende avhengighet av LNG i det asiatiske markedet vil også kunne trekke markedsandeler fra Europa. Til sist antar vi at etter hvert som gassindustrien i Midtøsten utvikles, vil det trolig bli snakk om etablering av stor-skala rørtransport til Vest-Europa via Tyrkia. Vi tror imidlertid ikke at slike rør vil bli en realitet innen 2010, men seriøse planer kan i seg selv være en hindring for nyinvestering i LNG importkapasitet, spesielt i søreuropeiske land.

3.3 Forutsetninger om gassproduksjon i andre land

For å isolere effektene av endret eksport fra Russland og LNG-produsenter holder vi produksjonskapasiteten for gass fra andre produsenter konstant på et antatt 2010-nivå. Først og fremst gjelder dette betydelige gassprodusenter som Norge, Storbritannia, Nederland og Algerie (kun rørtransport, ikke LNG). Usikkerheten vedrørende fremtidig eksportkapasitet for disse landene, spesielt de tre førstnevnte, betrakter vi generelt som mindre enn hva russisk gasseksport og produksjon av LNG angår.

⁴ LNG-kjeden består av nedkjøling, transport i skip og regassifisering i mottaksland.

Vi antar at Algerie investerer i ny rørkapasitet mot Europa tilsvarende 12 bcm fram mot 2010. Denne kapasiteten kommer i tillegg til eksisterende rør til Spania via Marokko og til Italia via Tunisia, hvor årlige kapasiteter er henholdsvis 15.5 bcm og 27.5 bcm. Per i dag er det planlagt nye direkte rørforbindelser med både Spania og Italia, hvor begge alternativer unngår transittland, men i modellen avgjøres destinasjonen for ny kapasitet av rene lønnsomhetsbetraktninger.

Norsk produksjon av gass er forventet å øke kraftig fram mot 2010, når nye felt som Ormen Lange, Kristin, Kvitebjørn og Snøhvit (LNG) når sine produksjonsfaser. Vi modellerer imidlertid ikke Norge som en separat LNG-tilbyder mot Europa. Vi antar en samlet norsk produksjonskapasitet i 2010 på 100 bcm, noe som er et moderat anslag sammenlignet med andre prognoser og uavhengige estimat, se Oed (2004) og OME (2002). Norge har allerede på plass potensiell årlig rørledningskapasitet på rundt 90 bcm til EU-land, hvor rundt 50 bcm kan gå til Tyskland og resten fordeler seg forholdsvis jevnt på Frankrike, Belgia og Storbritannia, se Oed (2004) og Statoil⁵. Det er også planlagt en direkte rørledning til Storbritannia fra 2007 tilknyttet Ormen Lange utbyggingen i Norskehavet (se Hydro⁶), men denne rørforbindelsen er ikke inkludert initialt i modellen.

Nivået på årlig gassproduksjon i Storbritannia er forventet å falle betraktelig fram mot 2010, og et tilsvarende importbehov vil dermed oppstå. Dette er primært grunnet høyere kostnader i utvinningen fra kraftig reduserte gassreserver på britisk sokkel. Wood MacKenzie (2001) estimerer et middelsscenario for britisk produksjonsnivå i 2010 på rundt 70 bcm. Vi antar at Storbritannia vil ha et ressursgrunnlag for en maksimal gassproduksjon på 90 bcm i 2010. Produksjon på dette nivået vil imidlertid kreve høye priser, da vi har kalibrert kostnadsfunksjonen for britisk gassproduksjon til å nå 70 bcm årlig produksjon ved dagens priser.

Gassutvinningen i Nederland er forventet å følge et stabilt nivå rundt 70 bcm årlig, som følge av en videreføring av dagens moderate utvinningspolitikk. Kjernepunkter i politikken er å utvinne små felt først, samt ikke la samlet årlig produksjon overskride 4% av totale utvinnbare ressurser, se NAM (2001). Vi antar at maksimalt nivå på årlig nederlandsk gassproduksjon i 2010 er 72 bcm, noe som er på linje med resultatene fra andre studier, se Kingma et al. (2002).

Libya er det siste landet som er modellert med gitt eksportkapasitet til Europa i begge scenariene. Vi antar dermed at Libya vil få på plass en direkte under-

sjøisk rørledning til Italia med årlig kapasitet på 8 bcm, noe som er i tråd med libyske nasjonale planer.

4. Modellresultater og diskusjon

Vi vil her presentere de viktigste modellresultatene for vårt høy- og lavtilbud-scenario. Diskusjonen vil først og fremst fokusere på mulige effekter på produksjon, prisnivå, etterspørsel og handelsmønstre i det europeiske gassmarkedet når tilbud av gass fra Russland og LNG-produsenter endres. Vi vil spesielt undersøke om Norges posisjon som storeksporthør av gass til Europa påvirkes av slike endringer i det totale tilbudet.

4.1 Effekter på priser og tilbud av gass i modelland

Tabell 2 og 3 under viser henholdsvis tilbud av gass og produsentpriser for ulike nøkkelland, gitt de ulike tilbudsscenariene. Simulert gasstilbud og priser i 2010 blir i tabellene sammenlignet med faktisk tilbud og priser i 2002. Sammenlignet med tallene for 2002 ser vi at samlet gassproduksjon innenfor Vest-Europa holder seg relativt stabilt for begge 2010-scenariene. Den viktigste årsaken til dette er trolig at norsk produksjonsvekst mer enn oppveier britiske kutt i gass-

Tabell 2. Tilbud av gass i 2002 og i de ulike modellscenariene for 2010 (bcm¹)

	2002 ²	H	L
Norge	65,4	98,0	98,4
Nederland	59,9	71,8	71,9
Storbritannia	103,1	76,5	79,0
Tilbud fra andre modelland	40,9	33,7	36,2
Samlet vesteuropeisk produksjon	269,3	280,0	285,5
Import fra land utenfor Vest-Europa	134	270,0	204,0
Samlet tilbud til Vest-Europa	403,3	550,0	489,5

¹ bcm = billion cubic meters (milliarder kubikkmeter).

² Kilde: BP Amoco (2003).

Tabell 3. Produsentpriser på gass i 2002 og i 2010¹ (USD/Mbtu²)

	2002 ³	H	L
Norge	2,52 ⁴	2,86	3,00
Nederland	2,83	2,97	3,15
Storbritannia	2,69	3,21	3,42
Tyskland	2,76	2,93	3,12
Finland	-	3,02	3,79
Belgia	3,40 ⁵	3,07	3,25
Frankrike	2,95	3,00	3,21
Østerrike	-	2,81	3,18
Italia	2,95	3,02	3,25
Spania	3,30	2,79	2,99
Gjennomsnitt	3,05	3,05	3,27

¹ Scenario-priser oppgis i reelle 1996-priser (se modellbeskrivelsen i del 2).

² Amerikanske dollar per millioner british termal units.

³ Pris ved landegrense. Kilde: World Gas Intelligence, div nummer, 2002

⁴ Gjennomsnittlig pris til produsent eksklusive gjennomsnittlige transportkostnader.

⁵ Eksklusive import fra Storbritannia.

⁵ <http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf?opendatabase&lang=en&artid=75C210A3B645C1354125665D004AFF77>

⁶ http://www.hydro.com/en/press_room/news/archive/2004_01/ol_progress_en.html

produksjonen og at begge landene produserer på et relativt stabilt nivå i begge scenarier. Videre medfører dette at det meste av etterspørselsveksten for gass må dekkes av import fra land utenfor Europa, jfr tabell 2. Dette gjør at den samlede vesteuropeiske importandelen stiger fra 33% i dag til nesten 50% i høytildbudscenariet. Dette er i samsvar med uavhengige estimat som predikerer en importandel på 45% for Vest-Europa i 2010, se Eurogas (2003).

Fra tabell 2 og 3 ser vi at Norge produserer nær kapasitetsgrensen på 100 bcm i begge scenariene til tross for moderate produsentpriser hos de viktigste handelspartnerne, spesielt når samlet gasstilbud er stort. Vi kan dermed fastslå at selv ikke i høytildbudscenariet i denne studien er prisene lave nok til å bli en skranke for norsk gassproduksjon, men verdien av samlet norsk gassalg reduseres moderat sammenlignet med lavtilbudscenariet. I lavtilbudscenariet vil Norge bli den største tilbyder av gass til Vest-Europa i 2010.

Sammenlignet med gjennomsnittlige produsentpriser på gass i Europa fra 1989-2003, finner vi det tvilsomt at gjennomsnittlige priser i et liberalisert marked i 2010 vil falle merkbart under dette prisenivået. Stabilt lav oljepris siden 1986 er primært årsaken til de lave gassprisene i denne perioden. Bare når oljeprisen steg til mer enn 30 dollar per fat i 2000 opplevde Vest-Europa gjennomsnittlige gasspriser godt over 3,0 USD/Mbtu, se Favennec (2002), og dette er også i stor grad årsaken til de historisk høye produsentprisene rundt 4,0 USD/Mbtu i Europa i dag. I begge våre scenarier ligger oljeprisen rundt 26 dollar per fat, og påvirker uansett gassprisen i liten grad grunnet lave krysspriselastisiteter og relativt liten konkurranse mellom olje og gass i kraftproduksjon og i sluttbrukermarkedene for øvrig. Dette vil isolert sett skape større forutsigbarhet for inntektene av fremtidig gasseksport i et liberalisert marked.

Resultatene våre viser også at produsentprisene i Europa er relativt lite følsomme for store endringer i gasstilbudet, spesielt sammenlignet med resultater fra andre studier, se for eksempel IEA (2001). Denne analysen ser imidlertid på svingninger i oljeprisen som et avgjørende element for prisenivået på gass i fremtiden. Med andre ord antar de i motsetning til denne studien at den tradisjonelle linken til oljeprodukter i salgskontrakter for gass vil vedvare, og kun deres lavpris-scenario ser ut til å innbefatte en vesentlig andel av gass-til-gass konkurranse i det europeiske markedet. Det er imidlertid interessant å merke seg at selv vår laveste pris for 2010 er nærmere et antatt høypris-scenario enn et lavpris-scenario i IEAs analyser. Samlet viser dette at prisen for norsk gass til Vest-Europa i

et historisk perspektiv trolig vil være stabilt høy i et fremtidig liberalisert marked.

Selv om det gjennomsnittlige prisenivået på gass i Vest-Europa endres lite mellom de to scenariene, ser vi fra tabell 3 at det er forholdsvis store nasjonale forskjeller. Mens Norge opplever den laveste produsentprisveksten hvis både eksport fra Russland og LNG-producenter faller fra sine høye nivå, vil spesielt Finland, Østerrike og Italia oppleve en merkbart prisvekst. For å kunne diskutere disse forskjellene må vi skille mellom tilbud og etterspørsel av energi i de enkelte land.

Spesielt Finland og Østerrike ser ut til å være svært avhengig av russisk gasseksport i fremtiden. På grunn av deres geografiske plassering, relativt nær russiske stor-skala eksportør sammenlignet med LNG-terminaler og andre gassrør, må disse land finne andre og dyrere kilder for å dekke sin gassetterspørsel hvis russisk eksport svikter. Alternativene er å investere i nye rør fra naboland, eller investere i LNG-importterminaler for land med kystlinje, og dermed konkurrere med andre land om det gitte volum LNG tilgjengelig. Hvis den importerte gassen i stor grad brukes til kraftproduksjon er det imidlertid også et reelt alternativ å importere elektrisitet direkte fra naboland. Dette vil ofte utgjøre de viktigste tilbudside-effektene på gassprisenivået i det enkelte land. For Finlands del vil vi se at det er optimalt å importere LNG framfor annen rørgass eller elektrisitet hvis russisk gasseksport stagnerer. Dette er en direkte årsak til høye priser på gass i Finland i et slikt scenario.

4.2 Etterspørselsatferd og handelsmønstre

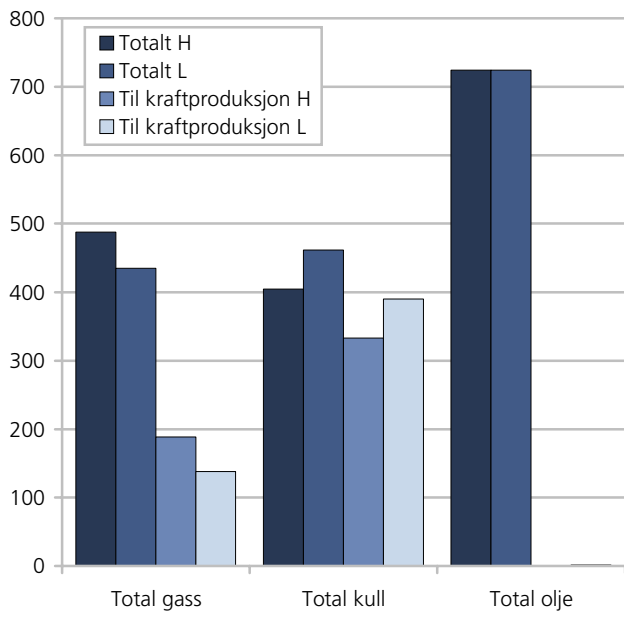
Etterspørselssiden kan enten forsterke eller modifisere tilbudseffektene. Hvis et land kan vri seg unna økt gasspris ved å endre etterspørselsmønster, kan pris-effekten av endret tilbud av gass reduseres kraftig. Et aktuelt eksempel er å bruke andre energikilder (først og fremst kull) framfor gass til elektrisitetsproduksjon⁷. Et annet alternativ er å importere elektrisiteten direkte ved bruk av ledig kapasitet eller nyinvesteringer i kraftkabler fra naboland. Hvis derimot kapasiteten i kraftkabler og i produksjon av kullkraft er mettet vil et land i større grad være eksponert for høye gasspriser når gasstilbudet faller.

Vi vil i denne delen se nærmere på etterspørselssiden i det vesteuropeiske energimarkedet i 2010. Figur 1 og 2, viser henholdsvis samlet vesteuropeisk og landspecifikk etterspørsel etter gass totalt, og til bruk i elektrisitetsproduksjon, for både høy (H)- og lavtilbud (L)-scenariet. Siden vi sammenligner ulike energivarer, presenterer vi tallene i Mtoe⁸.

⁷ Finland har også planlagt et stor-skala kjernekraftverk med produksjonsstart i 2009. Dette utelukkes imidlertid i våre resultater, da vi har ekskludert nye investeringer i kjernekraft i modellen.

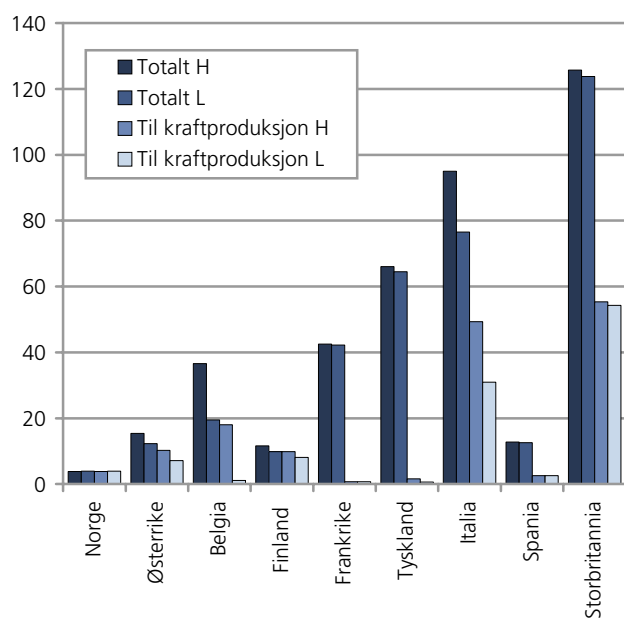
⁸ Millioner tonn olje-ekvivalenter (mtoe) = 1,11 milliarder kubikkmeter gass (bcm).

Figur 1. Energieterspørsel i Vest-Europa i 2010 (mtoe*)



* Millioner tonn olje-ekvivalenter

Figur 2. Gassetterspørsel i utvalgte land i 2010 (mtoe*)



* Millioner tonn olje-ekvivalenter

Sammenlignet med den faktiske vesteuropeiske gassetterspørselen i 2002 på rundt 350 mtoe (BP Amoco, 2003), ser vi at etterspørselen etter gass vil stige markant mot 2010 for begge våre scenarier. Generell økonomisk vekst samt lavere fortjeneste i gasstransport mot sluttbrukere i et liberalisert marked er vesentlige pådrivere for etterspørselsveksten. Storbritannia og Italia, som begge i stor grad bruker gass i innenlandsk kraftproduksjon, er de to viktigste vekstmarkedene i Europa i nær fremtid. Norge, Østerrike, Belgia og Fin-

land øker også sin bruk av gass i kraftproduksjon fram mot 2010, i motsetning til spesielt Tyskland og Spania som satser ensidig på kullkraft. Tyskland, med sin relativt billige tilgang på hjemlig kull, vil kun ha 14% av sin gasskraftkapasitet fra 1996 tilgjengelig i 2010, og ingen nye gasskraftanlegg vil bli bygd. Dette er et kontroversielt resultat bl.a. med tanke på dagens fokus rundt forurensningsmål, som argumenterer for den motsatte utviklingen. Vi har imidlertid ikke implementert noen miljøkrav eller CO₂-avgifter i modellen, noe som kunne endret resultatene for enkelte land betraktelig. Andelen gasskraft i elektrisitetsproduksjon i Vest-Europa totalt er 39% i høytildbud scenariet. Dette er under EUs forventninger på rundt 45% gasskraft i 2010 (EU, 2000c), og spriket er enda større i lavtilbudscenariet når gassetterspørselen responderer på høyere priser.

For Norges del antar vi at produksjon av gasskraft i 2010 ikke vil overstige 25 TWh, dvs. omtrent to ganger teoretisk kapasitet i allerede tildelte gasskraftkonsesjoner⁹, se Oed (2002). Dette er trolig i overkant av hva som kan forventes. På den annen side vil modellen uten et slikt tak predikere en langt større produksjon, hvor en stor del av kraften eksporteres til bl.a. Sverige. Politisk motstand og uttalt satsing på gasskraft med CO₂-håndtering i Norge er noen av elementene som taler i mot en slik utvikling. I både høy- og lavtilbudscenariet produserer derfor Norge 25 TWh gasskraft, og er samtidig nettoimportør av elektrisitet i begge scenariene.

Fra figur 1 og 2 framgår det tydelig at kraftproduksjon generelt er den sluttbrukersektoren som varierer når tilbudet av gass til Europa endres. Det vil si at når prisen på gass øker, som følge av redusert gasstilbud, vil flere land benytte først og fremst kull som den billigste innsatsfaktor i kraftproduksjon. Vi ser derfor fra figur 1 at etterspørselsendringen for kull er tilnærmet omvendt proporsjonal med endringen i gassetterspørsel. Tilnærmet like investeringskostnader for ny produksjonskapasitet mellom kull- og gasskraft medfører at den gjennomsnittlige elektrisitetsprisen for sluttbrukere, samt samlet kraftetterspørsel i Vest-Europa, blir så godt som uendret. Land som er avhengig av gass, fortrinnsvis til kraftproduksjon, blir derfor hardest rammet av prisvekst på både gass og elektrisitet ved redusert gasstilbud.

Som gassprodusent vil Norge eksportere til forskjellige nasjonale markeder, både med hensyn til eksportvolum og følsomhet for endringer i tilbudssituasjonen for gass. God tilgang på alternativ gass, samt ledig kapasitet til produksjon av kullkraft, gjør at både produsentpriser og etterspørselsvolum for gass i store "norske" markeder som Tyskland, Frankrike og Storbritannia reagerer lite på relativt store endringer i

⁹ Det er gitt konsesjoner på produksjon av til sammen 12,4 TWh gasskraft. I tillegg kommer 1,5 TWh gasskraftproduksjon i forbindelse med produksjon av LNG fra Snøhvit-feltet.

Tabell 4. Gasshandel mellom europeiske land i høy- og lavtilbud scenarier for 2010 (bcm*)

	Belgia		Norden		Frankrike		Tyskland		Italia		Spania		Storbritannia		Østerrike + Sveits		Total fra	
	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L	H	L
Russland			12.8	6.8			58.5	58.5	3.6						47.5	23.8	122.4	89.1
LNG	5.4	5.4		4.1	15.6	12.7			28.6	8.6	19.6	18.8	12.7	0.7			82.0	50.3
Algerie (rør)									26.3	38.8	28.1	15.6					54.4	54.4
Norge	12.7	12.7		0.1	16.3	16.3	51.2	51.5					11.7	11.7			91.9	92.3
Belgia													19.5	29.6			19.5	29.6
Frankrike	12.0												19.8	16.9			31.8	16.9
Tyskland	17.8	18.2	17.6	15.3	9.8	9.8			3.8						1.6	3.6	46.8	50.7
Spania					35.3	22.6											35.3	22.6
Østerrike							2.7		21.7	11.1					6.0		30.4	11.1
Nederland																		
+ andre	12.5	15.4	1.5	1.5					8.0	8.0							22.0	24.9
Total til	60.4	51.7	31.9	27.8	77.0	61.4	112.4	110.0	88.2	70.3	47.7	34.4	63.7	58.9	55.1	27.4	536.4	441.9

* bcm = billion cubic meters (milliarder kubikkmeter)

gasstilbudet fra Russland og LNG-eksportører. I Storbritannia blir imidlertid prisene vesentlig høyere enn i de fleste andre land, siden det britiske markedet er avhengig av fordyrende LNG-import uavhengig av tilbud-scenarier i denne analysen. Isolert sett gjør dette Storbritannia til et relativt mer ettertraktet marked for norsk gass i fremtiden. I Belgia svinger etterspørselen etter gass betydelig ved relativt små endringer i gassprisen. I stor grad er dette et resultat av substitusjon mellom gass og kull i kraftproduksjon, og gjør isolert sett Belgia til et relativt ustabil sluttbrukermarked for norsk gass i fremtiden. Belgia kan imidlertid være et viktig transitland for norsk gass til det britiske markedet gjennom utvidelser av den allerede eksisterende rørforbindelsen "Interconnector" fra Zeebrugge til Bacton i England. Hvordan det vest-europeiske handelsmønsteret for gass ellers varierer mellom høy- og lavtilbud-scenariet er beskrevet under i tabell 4.

Våre resultater viser at Norge vil bli den eneste betydningsfulle eksportøren av gass i Vest-Europa i 2010. Nederland, med sin restriktive utvinningspolitikk, vil kun eksportere moderate volum til Belgia, mens Storbritannia utvikler en nettoimport rundt 60 bcm årlig. Vi ser at det store behovet for gass tvinger frem nye investeringer i gassrør fra kontinentet til Storbritannia, samt investeringer i flere LNG-importterminaler i høytilbud-scenariet. Selv for de høyeste gassprisene i lavtilbud scenariet investeres det ikke i ny importkapasitet for elektrisitet til Storbritannia, noe som bekrefter den britiske avhengigheten av gass som energikilde.

Vi antar at begge de foreslåtte britiske importanleggene for LNG på Isle of Grain og Milford Haven i Wales kan bli en realitet hvis veksten i LNG-sektoren fortsetter. Ved stagnasjon i samlet LNG-tilbud ser vi imidlertid at en utvidelse av kapasiteten til "Interconnector" fra Belgia til Storbritannia er mest sannsynlig da LNG

først og fremst vil gå til Sør-Europa. Allerede i dag eksisterer det konkrete offisielle planer for en kapasitet på totalt 20 bcm årlig fra 2008¹⁰, og i våre analyser øker denne til 30 bcm i lavtilbudscenariet for 2010. Dette kan også være en mulig korridor for norsk gass via Belgia, da Norge har et uttalt mål om økte markedsandeler i det britiske gassmarkedet. Dette målet tatt i betraktning gjør det interessant at det i våre analyser, gitt en antatt produksjonskapasitet på 100 bcm, ikke er optimalt for Norge å etablere nye gassrør direkte til Storbritannia i 2010. Dette resultatet er i kontrast til dagens planer om en direkte rørledning til Easington i England med kapasitet på 20-25 bcm årlig tilknyttet Hydros utbygging av gassfeltet Ormen Lange i Norskehavet. Resultatene fra våre analyser viser tvert i mot at en optimal samfunnsøkonomisk løsning for Norge vil være å utnytte dagens eksisterende kapasitet til kontinentet, da spesielt til Tyskland. Hvis faktisk norsk gasseksport for 2010 og utover vesentlig overstiger våre beregninger kan imidlertid ekstra transportkapasitet til det mest lønnsomme markedet (f.eks. Storbritannia) være den beste løsningen. En alternativ transportløsning kan også være utnyttelsen av betydelig potensiell kapasitet i rørene på britisk side av Nordsjøen når britisk produksjon faller. Dette kan være en kostnadseffektiv transportløsning, som kunne endret resultatene i vår analyse, men modellens virkemåte tillater per i dag ikke en slik form for transportdeling som et eksplisitt modellresultat. En slik transportløsning ville også reelt sett gitt ulike tekniske og kostnadmessige utfordringer, blant annet grunnet behovet for foredling, eventuelt reforedling av gassen på britisk side. Ulikheter i nasjonal skattlegging av petroleumsvirksomhet samt eiendomsrett til infrastruktur kan også være eksempler på hindringer for et norsk-britisk gasstransportsamarbeid, se Pilot-Konkraft (2002).

I Sør-Europa ser vi at endringer i eksport av russisk gass og LNG har forholdsvis stor effekt på handels-

¹⁰ <http://www.interconnector.com/Enhancement/Project.htm>

mønsteret. Med sitt voksende nasjonale gassmarked, og multiple importkilder, er Italia i sentrum for endringene. I høytilbud-scenariet vil både LNG-produsenter og Russland nå Italia med ny kapasitet. Dette tvinger nyinvesteringer i algerisk eksportkapasitet mot det spanske markedet og mulig transitt videre nordover. Det ser med andre ord ut til å bli en krig om italienske markedsandeler mot 2010, og et reelt scenario kan være at den som kommer først til markedet vinner. Det er også en viss fare for at strategiske investeringer i infrastruktur kan bidra til en betydelig overkapasitet i transport av gass til Italia. Vår modell er imidlertid statistisk og inkluderer imidlertid ikke fremadskuende atferd. For en nærmere utdyping av både scenarier og diskusjon, se Sagen og Aune (2004).

5. Konklusjon

I denne studien har vi analysert hvorvidt store endringer i tilbudet av gass fra Russland og LNG-produsenter i 2010 vil ha konsekvenser for priser, etterspørsel og produksjon av gass i Vest-Europa generelt og i Norge spesielt.

Beregningene viser at gjennomsnittlige produsentpriser på gass i Vest-Europa lite trolig vil falle under 3,0 USD/Mbtu i et liberalisert marked i 2010, selv ikke i et optimistisk scenario for gasseksport fra både Russland og LNG-produsenter. Dette er godt over gjennomsnittlig prisnivå på gass i Europa de siste 15 år. For Norge betyr dette først og fremst relativt høye priser for vår eksport av gass til Storbritannia og kontinentet i fremtiden. Til tross for enkelte landspesifikke forskjeller, er også produsentprisene bare moderat følsomme for endringer i gasstilbudet. Stabil norsk gassproduksjon, uavhengig av nivå på samlet tilbud fra konkurrerende produsenter, sørger dermed for at verdien av Norges gassressurser trolig vil være relativt forutsigbar gitt våre forutsetninger. Ved stagnasjon i russisk gasseksport kan Norge også bli den største leverandøren av gass til Vest-Europa i 2010.

Våre resultater viser videre at kull fortsatt blir den mest lønnsomme energikilden for kraftproduksjon i de fleste europeiske land i 2010, selv for de laveste gassprisene i et optimistisk tilbuds-scenario. Samtidig er kullkraft også en nærliggende erstatning for gasskraft i flere land, noe som modererer prisveksten på gasskraft ved reduksjon i samlet gasstilbud. Vi finner nettopp at de største forskjellene i landsspesifikke prisendringer som følge av redusert gasstilbud er en konsekvens av gasskraftavhengighet kombinert med endringer i handlemønstre, hvor landet må kjøpe kostbar gass fra alternative kilder. Det er således en fare for at Europa blir mer utsatt for store prisvingninger på gass hvis avhengigheten av gass blir stor, samtidig som den totale produksjonen av gass svinger mye. Dette vil igjen medføre større usikkerhet for Norge som gassprodusent med hensyn til både forventede priser og fremtidig optimal produksjon.

Referanser

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen, K.E. Rosendahl and O. Wolfgang (2001a): "LIBeralisation MODEL for the European Energy Markets: A Technical Description", Working Paper 1/2001, Frisch Centre, University of Oslo.

Aune, F.R., R. Golombek, S.A.C. Kittelsen and K.E. Rosendahl (2004): "Liberalising the Energy Markets of Western Europe – A Computable Equilibrium Model Approach", kommer i serien *Applied Economics*.

BP Amoco (2003): BP Statistical Review of World Energy, June 2003.

EU (1998): directive 98/30/EC (the gas directive). http://europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/existing_legislation_en.htm

EU (2000a): Opening up to choice; launching the single European gas market. http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/doc/brochure_gas_en.pdf

EU (2000b): "Towards a European strategy for the security of energy supply", The European Commission Green Paper. http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/gpr/2000/act769en01/com2000_0769en01-01.pdf

EU (2000c): Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply - technical document. http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-technique/doctechlv-en.pdf

Eurogas (2003): Annual Report 2002/2003.

Favennec, J.P. (2002): Oil and Gas Prices Decoupling?, Presentation at the IEA Regulatory Forum, February 2002.

Greaker, M. and E.L. Sagen (2004a): "Explaining experience curves for LNG liquefaction costs", kommer i serien Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå.

Greaker, M. and E.L. Sagen (2004b): "Tittel", kommer i serien Discussion Papers, Statistisk sentralbyrå.

IEA (2001): World Energy Outlook 2001, International Energy Agency, Paris.

IEA (2004): The global outlook for LNG, presentation at the 14th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas, March 2004, Doha, Qatar.

Kingma, D., M. Lijesen, H. Mannaerts and M. Mulder (2002): "Liberalisation of the energy markets: an outlook towards 2010", paper presented for the 25th Annual International Conference of the IAEE, Aberdeen, June 2002.

NAM (2001): "Natural Gas in the Future - The Role of Dutch Natural Gas in a Changing Energy Market", information of the Nederlandse Aardolie Maatschappij B,V, Mars 2001.

Oed (2002): Faktaheftet 2002 - Energi- og vassdragsvirksomheten i Norge, Olje- og energidepartementet, Oslo.

Oed (2004): Faktaheftet 2004 – Norsk petroleumsvirksomhet, Olje- og energidepartementet, Oslo.

OME (2002): "Future natural gas supply options and supply costs for Europe", presented at the Natural Gas Workshop in Brussels, November 2002.

Opitz, P. and C. von Hirschhausen (2000): "Ukraine as the Gas Bridge to Europe? Economic and Geopolitical Considerations", Working Paper No,3, Institute for Economic Research and Policy Consulting.

OSC (2000): "World LNG: Trade & Shipping Prospects to 2010", Ocean Shipping Consultants LTD.

Pilot-Konkraft (2002): "Unlocking Value Through Closer Relationships", Report of the UK-Norway North Sea Co-operation Workgroup. <http://odin.dep.no/archive/oedvedlegg/01/01/Repor065.pdf>

Sagen, E.L. (2001): Mot et liberalisert europeisk gassmarked, Økonomiske analyser 6/2001, Statistisk sentralbyrå.

Sagen, E.L. og F.R. Aune (2004): «The Future European Natural Gas Market - are low gas prices attainable?», Discussion Paper No.379, Statistisk sentralbyrå.

Stern, J, P (2002): "Security of European Natural Gas Supplies – the impact of import dependence and liberalization", RIIA, London,

Wood MacKenzie (2001): Running Short of Gas? The Outlook for UK and Irish Gas Markets, Horizons, Energy Issue 1: November 2001,

www.hydro.com

www.interconnector.com

www.statoil.com