

# Reduserte transportkostnader i gassmarkedet – mulige konsekvenser for Norge

**Knut Einar Rosendahl  
og Eirik Lund Sagen**

*Etterspørselen etter gass er i vekst verden over og kostnadene ved å transportere gassen har falt betraktelig. Samtidig ser vi en utvikling mot deregulerte og integrerte regionale gassmarkeder. Hva skjer med prisene i et globalt marked hvis transportkostnadene fortsetter å falle? Denne studien viser at resultatet ikke er opplagt. For Norge som gasseksportør kan konsekvensen være at verdien av gassen faller eller øker, avhengig av hvilken transportteknologi som blir billigere og den geografiske avstanden mellom de største gassmarkedene.*

## 1. Innledning

Handelen med naturgass har tradisjonelt funnet sted innenfor regionale markeder. Store kostnader ved transport av gass, samt rigide og regulerte markeder, har vært hovedårsaken til dette. En stor del av handelen med gass foregår fortsatt regionalt innad i Europa, Asia og Nord-Amerika, men dette bildet er i ferd med å endre seg. Deregulering av regionale gassmarkeder, samt reduserte transportkostnader, spesielt for flytende gass i skip (LNG), har ført til at handelen mellom kontinenter har økt betydelig de senere år (IEA, 2007). Denne trenden mot et mer globalt gassmarked er ventet å fortsette, og LNG-handelen vil ventelig mer enn doble innen 2015. Dette forsterkes ytterligere av at en stor andel av globale gassreserver befinner seg i Midtøsten, relativt langt fra de store konsumentregionene i Europa og Nord-Amerika, som gradvis vil tømme sine egne ressurser (BP, 2007). Norge har med oppstarten av LNG-produksjon i Barentshavet gått fra å være en storeksportør av gass til Europa, til å bli en global aktør i gassmarkedet. Dette medfører at verdien av norsk gass kan påvirkes av markedsendringer i flere geografiske regioner enn Europa, først og fremst i Nord-Amerika.

I denne artikkelen, som er basert på Rosendahl og Sagen (2007), ser vi på hvordan reduserte transportkostnader for gass kan påvirke gasspriser i ulike regionale markeder, og handelen mellom disse. Vi skiller mellom kostnader ved å transportere gass i rør og kostnader ved å transportere LNG. LNG-transport kan igjen deles inn i tre komponenter; i) nedkjøling av gassen til flytende form, ii) transport på spesialbygde skip og iii) regassifisering tilbake til opprinnelig form. I et tilfelle med kun to markeder/regioner vil reduserte transportkostnader normalt føre til at handelen mellom regionene øker. Dette medfører at importregionen får reduserte priser,

mens eksportregionen får økte priser, slik at prisdifferansen mellom regionene minker. Vi viser i denne artikkelen at i et marked med flere enn to regioner, vil vi kunne få kontrainuitive effekter ved fallende transportkostnader. Dvs. at et import- (eksport-) marked kan få økte (reduerte) priser og prisdifferansen mellom importregioner kan øke. Konsekvensen for Norge som gasseksportør kan bl.a. være at eksportverdien i ett marked faller samtidig som verdien kan øke i et annet. Utfallet avhenger i stor grad av den geografiske avstanden mellom markedene og valg av transportteknologi (LNG/rør). Vi bruker en global simuleringsmodell til å utføre beregningene. I resultatene fokuserer vi på Atlanterhavsmarkedet, og ser på handel og priser i Midtøsten, Europa og Nord-Amerika.

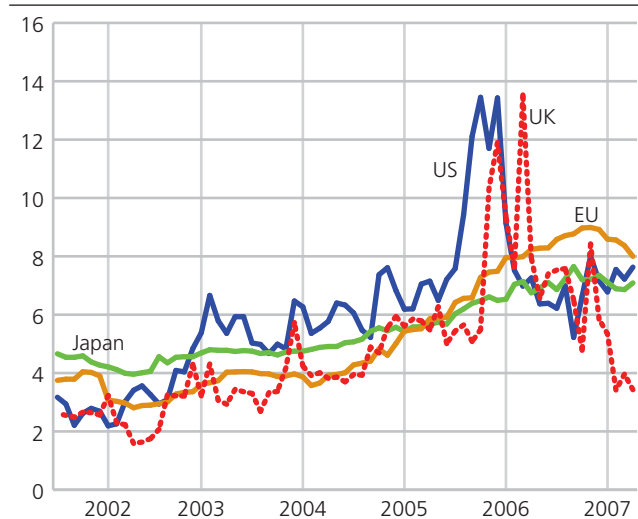
Dette er en av de første studiene innenfor økonomisk litteratur som analyserer slike sammenhenger i et globalt gassmarked. Tidligere teoretiske studier rettet mot gasstransport har ofte fokusert på nettverksreguleringer og optimale tariffer, hovedsakelig for intraregional rørtransport (Cremer et al., 2003; Hagen et al., 2004). Simuleringer av gassmarkeder har hovedsakelig vært rettet mot én spesifikk region, noe som har vært naturlig gitt den historiske regionaliserte gassmarkedsstrukturen. Golombek et al. (1998), Boots et al. (2004) og Egging og Gabriel (2006) analyserer det europeiske markedet, mens MacAvoy og Moshkin (2000) og Gabriel et al. (2005) analyserer det nordamerikanske markedet.

## 2. Bakgrunn

I modellsimuleringene legger vi til grunn at det internasjonale gassmarkedet er fullt ut liberalisert og integrert. Dette er en forenkling sett ut fra dagens markedsforhold, hvor kun Nord-Amerika og Storbritannia har et deregulert marked med priser linket til et spotmarked for gass. I Europa forøvrig og Asia er markedene i stor grad regulerte med priser linket til oljeprodukter gjennom langsiktige kontrakter med produsentene. Dette har bidratt til at det historisk har vært lite handel mellom regionene, og mulighetene til å utnytte prisforskjeller i ulike markeder har vært små (selv når prisforskjel-

**Knut Einar Rosendahl** er forsker ved Gruppe for petroleum og miljøøkonomi (knut.einar.rosendahl@ssb.no).

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

Figur 1. Månedlige gasspriser i ulike regionale markeder (US\$/Mbtu<sup>1</sup>)

<sup>1</sup> 1 Mbtu (million British thermal units) = 27.8 m<sup>3</sup> gass.

Kilde: World Gas Intelligence og Energy Information Administration

lene har oversteget transportkostnadene). En studie av Siliverstovs et al. (2005) finner nettopp ingen tegn på prisintegrasjon mellom det nordamerikanske og verken det europeiske eller asiatiske markedet i perioden 1994-2003. Figur 1 viser også at prisdifferansen mellom ulike markeder har variert kraftig de siste årene. Samtidig har handelen for å utnytte disse prissvingningene (dvs. ikke kontraktshandel) vært neglisjerbar.

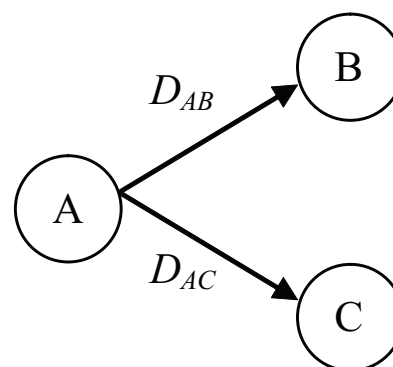
Selv om det er langt igjen før de regionale gassmerkene er integrert i tilsvarende grad som oljemarkedet, går utviklingen klart i retning av globalisering. Internasjonal handel basert på spotmarkedspriser er i kraftig vekst (IEA, 2006). Færre langsiktige kontrakter og økt handel i spotmarkeder vil gjøre det lettere for aktører å utnytte kortsiktige prisforskjeller mellom markeder (arbitrasjehandel). Dette kan igjen medføre at prisene i ulike regioner i større grad konvergerer, og Jensen (2004) påpeker at selv et moderat handelsvolum er nok til å utjevne prisforskjeller mellom to markeder. Hittil har det meste av arbitrasjehandel funnet sted mellom land i Atlanterhavsmarkedet (USA, Europa, Nord-Afrika), men i den senere tid har land i Midtøsten også begynt å utnytte prisforskjeller mellom Europa/USA og Nordøst-Asia (Japan, Sør-Korea).

### 3. Modellbeskrivelse og teoretisk intuisjon

En enkel måte å illustrere effektene av kostnadsreduksjoner på er å se på et marked med tre regioner, hvor region A eksporterer til to importregioner, B og C. Distansen mellom regionene er uttrykt ved  $D_{AB}$  og  $D_{AC}$ , vist i figur 2.

Kostnaden ved å transportere gass mellom regioner inkluderer både et fast element (distanseuavhengig),  $T^F$ , og et element knyttet til den geografiske distansen mellom regionene,  $T^D$ . Det faste leddet er relativt stort ved LNG-transport (nedkjølingen av gass), mens det er

Figur 2. Handelsmønster med én eksportregion og to importregioner



svært lite ved rørtransport. I et fritt og integrert marked uten noen form for markedsrett vil produsentprisen i importmarkedene være lik produsentprisen i eksportmarkedet pluss transportkostnader:

$$(1) \quad p_A + D_{AB}T_{AB}^D + T_{AB}^F = p_B$$

$$(2) \quad p_A + D_{AC}T_{AC}^D + T_{AC}^F = p_C$$

I Rosendahl og Sagen (2007) viser vi at en kostnadsreduksjon for gasstransport alltid vil føre til økte priser i eksportregionen så lenge den transportteknologien som blir billigere benyttes på minst én transportdistanse. Samtidig kan det vises at prisene alltid vil falle i den importregionen som ligger lengst unna eksportregionen, hvis den transportteknologien som blir billigere benyttes. For den importregionen som ligger nærmest eksportmarkedet vil prisene alltid falle hvis det *distanseuavhengige* transportleddet blir rimeligere. Derimot vil prisen være usikker hvis det *distanserelaterte* kostnadsleddet blir rimeligere. Dette skyldes at kostnadseffekten øker proporsjonalt med transportdistansen. Det relativt lave kostnadsleddet grunnet geografisk nærhet kan dermed bli mer enn oppveid av at de økte prisene i eksportmarkedet «overføres» til importregionen gjennom handel. Nettoeffekten kan dermed bli at importregionen som ligger nærmest eksportmarkedet får økte priser når transportkostnadene faller. På tilsvarende måte vil prisene alltid øke i en importregion hvis transportteknologien som blir billigere ikke benyttes av denne regionen. Et nærliggende eksempel fra dagens gassmarked er at Midtøsten fungerer som eksportregion, mens Nord-Amerika er den geografisk fjerne importregionen og Vest-Europa er den geografisk nære importregionen.<sup>1</sup> Se Rosendahl og Sagen (2007) for en mer detaljert teoretisk gjennomgang av effektene fra kostnadsreduksjoner i gasstransport.

Ved å benytte en global numerisk energimarkedsmodell (FRISBEE) har vi simulert hvordan reduserte transport-

<sup>1</sup> Selv om Norge er en stor leverandør av gass (i rør) til andre europeiske land, er Vest-Europa en stor nettoimportør av gass fra land utenfor Europa, i dag først og fremst fra Russland og Algerie.

Tabell 1. Regioner i FRISBEE-modellen

Industrialiserte regioner	Transittregioner	Utviklingsregioner
Canada	Kaspiske hav	Afrika
OECD Stillehavet	Øst-Europa	Kina
USA	Russland/Hviterussland/Ukaraia	Latin-Amerika
Vest-Europa		OPEC Midtøsten
		Rest-Asia
		OPEC Afrika

kostnader for gass vil påvirke priser og handel i ulike regioner i fremtiden. Med start i år 2000 modellerer FRISBEE årlig tilbud og etterspørsel for olje, gass, kull og elektrisitet i 13 ulike regioner. Modellen gir også årlige regionale priser samt handel med gass mellom alle 13 regionene. Tabell 1 viser regionoppdelingen i FRISBEE:

I FRISBEE er gassmarkedet antatt å være i frikonkurranse, både på tilbuds- og etterspørselssiden. Det vil si at vi ser bort fra den tradisjonelle formelle linken mellom oljepris og gasspris, og underbygger dette med at flere regionale markeder dereguleres og at handel i spotmarkeder for gass er i kraftig vekst. I FRISBEE-modellen er det derimot en indirekte link mellom ulike energipriser ved at olje, gass og kull er (imperfekte) substitutter i etterspørselen. Vi ser bort fra eventuelle geopolitiske konflikter som kan hindre investeringer i både transport og produksjon.

Spesielt tilbudssiden av gassmarkedet er modellert i detalj i FRISBEE. Produksjon av gass i hver region avhenger av den initiale produksjonskapasiteten, investeringer og nye funn, feltutvikling og økt utvinningsgrad fra eksisterende felt. Produksjonsbeslutningen bestemmes av marginalkostnadene ved produksjon og prisen til produsent i hver region.

FRISBEE modellerer bilateral handel med gass mellom hvert par av regioner. Hvilken teknologi som benyttes (LNG eller rør) avgjøres av teknologien med den laveste enhetskostnaden (kapitalkostnader og driftskostnader) mellom to regioner. Unntaket er eksisterende transportkapasitet før 2007, hvor totalkostnaden kun reflekteres av driftskostnaden. For en mer detaljert beskrivelse av FRISBEE, se Aune et al. (2005) og Rosendahl og Sagen (2007).

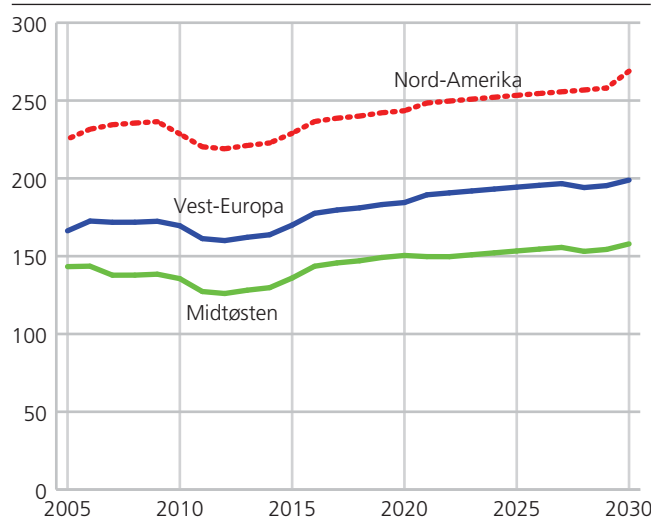
## 4. Modellresultater og diskusjon

### 4.1. Referansebanen og scenariobeskrivelse

Vi tar utgangspunkt i tre scenarier med ulike kostnadsreduksjoner innenfor LNG- eller rørtransport. I hvert scenario blir kostnadene redusert med 4% hvert år relativt til en referansebane med konstante kostnader. Vi ser på perioden 2000-2030, dvs. at kostnadene reduseres totalt med 70% i 2030 sammenlignet med referansebanen. Selv om dette kan virke som en kraftig reduksjon, spesielt for rør, er poenget her å illustrere potensielle markedseffekter fra fallende transportkostnader. Historiske observasjoner viser at LNG-nedkjølingskostnader har falt med 35-50% bare det siste

Tabell 2. Ulike scenarier for reduserte transportkostnader i gassmarkedet

Scenario "Liq"	Scenario "Ship"	Scenario "Pipe"
Kostnadsreduksjon for LNG nedkjøling (4% p.a. fra 2000)	Kostnadsreduksjon for LNG shipping (4% p.a. fra 2000)	Kostnadsreduksjon for rørtransport (4% p.a. fra 2000)

Figur 3. Produsentpriser i referansebanen (US\$-2000/toe<sup>1</sup>)

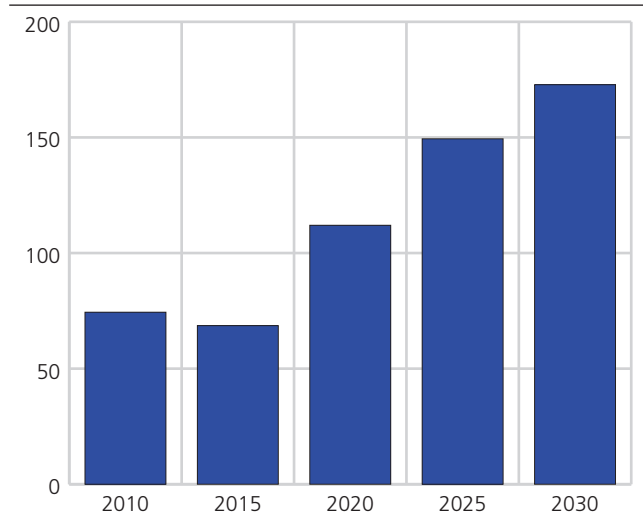
<sup>1</sup> 1 tonn oljeequivalenter (toe) = 1,11 millioner m<sup>3</sup> gass.

tiåret, mens LNG-shipingkostnader har falt med ca. 40% (Brito og Hartley, 2007). Tabell 2 gir en oversikt over de ulike scenarier som brukes i denne studien.

I likhet med eksemplifiseringen i kapittel 3, vil vi fokusere på endringer i priser og handel mellom tre viktige modellregioner i Atlanterhavsmarkedet; OPEC-Midtøsten som eksportregion, og Vest-Europa og Nord-Amerika (USA og Canada) som importregioner.<sup>2</sup> Dette er den del av det globale markedet som har vært i størst fokus når det gjelder arbitrasjehandling og priskonvergens, og er også det delmarkedet hvor Norge vil være en sentral aktør. OPEC-Midtøsten er selvsagt ikke den eneste eksportøren til Nord-Amerika og Vest-Europa, verken i FRISBEE eller i virkeligheten. Modellregionen OPEC-Afrika, hovedsakelig representert ved Algerie og Nigeria, kan eksportere betydelige mengder gass til både Nord-Amerika (som LNG) og til Vest-Europa (både som LNG og i rør). I tillegg er Russland den største eksportøren av gass i rør til Europa i dag, og har også ambisjoner om å utnytte gass fra nordområdene til LNG-eksport. Dette forandrer ikke intuisjonen bak våre resultater siden gjennomsnittsavstanden til Vest-Europa fra både de afrikanske landene og fra Russland er kortere enn til Nord-Amerika. I tillegg er det stadige diskusjoner rundt Russlands eksportpotensiale da lave innenland-

<sup>2</sup> USA og Canada er separate regioner i vår modell, se Tabell 1. Når vi oppgir priser for Nord-Amerika vil vi derfor kun rapportere priser for USA, mens vi ser på Nord-Amerika samlet ved rapportering av handel (intern handel mellom Canada og USA er dermed ignorert).

Figur 4. Transatlantisk handel med gass til Nord-Amerika i referansebanen (Mtoe)



ske priser og usikker produksjonskapasitet truer med å underminere framtidig russisk gasseksport (Sagen og Tsygankova, 2006).

Fra vår teoretiske gjennomgang i kapittel 3 vil vi forvente at prisene i Nord-Amerika er høyere enn i Vest-Europa som følge av den lengre geografiske avstanden fra eksportregionen. Figur 3 viser prisutviklingen i referansebanen, og bekrefter denne hypotesen.

Figur 3 viser en oppadgående langsiktig trend i prisene for alle modellregioner i referansebanen. Dette er forventet da naturgass er en ikke-fornybar ressurs og at de billigste feltene utvinnes først. Vi ser også at prisene i Nord-Amerika er høyere enn i Vest-Europa, mens OPEC-Midtøsten har de laveste prisene. Dette resultatet er en kombinasjon av lengre distanse til Nord-Amerika fra eksportregionene og at Vest-Europa har tilgang til gass via rør fra flere ulike regioner. Gjennom gradvis uttømming av gassressursene i Nord-Amerika, og med LNG som eneste reelle importmulighet, vil vi også forvente at handel med gass over Atlanterhavet vil øke over tid. Dette viser også våre modellresultater, se figur 4.

#### 4.2. Preiseffekter av reduksjoner i transportkostnader

Resultatene fra våre modellsimuleringer støtter i stor grad opp under de teoretiske funnene som ble skissert i kapittel 3. Figurene 5-8 viser prisendringene for alle scenarier relativt til referansebanen i Nord-Amerika, Vest-Europa og OPEC-Midtøsten.

Figur 5 viser at ved reduksjon i LNG-kostnader (både distanseavhengig og -uavhengig) vil prisene i Nord-Amerika falle. Dette er i samsvar med våre teoretiske betraktninger da denne regionen kun bruker LNG som transportteknologi ved import. Samtidig ligger Nord-Amerika lengst unna eksportregionen(e). Kostnadsreduksjoner innenfor shipping har størst effekt på prisene

siden shippingsegmentet tar den største andelen av kostnadene ved svært lange transportdistanser. Da Nord-Amerika ikke importerer via rør, ser vi at prisene generelt stiger noe i dette markedet når rørkostnadene faller, noe som også er i samsvar med det vi antydte over. Det at prisene likevel faller i dette scenariet mot slutten av perioden kan forklares med at rørtransport da er blitt så rimelig at gassen transporteres først i rør fra eksportregionen til et transittland (nærmere Nord-Amerika), for så å transporteres som LNG over Atlanterhavet.

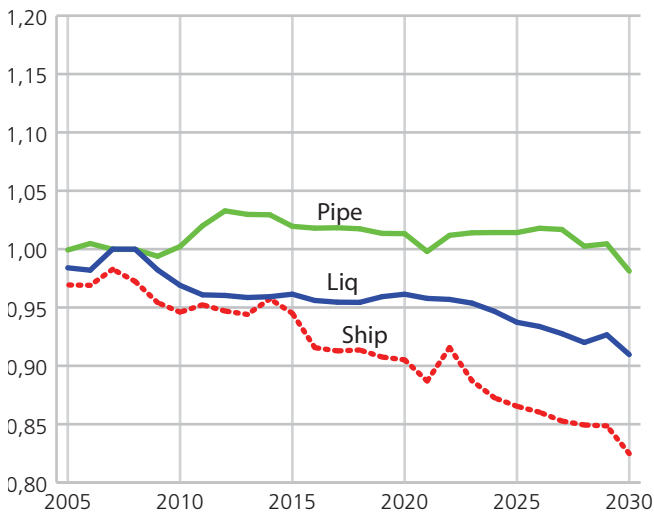
For OPEC-Midtøsten (figur 7) ser vi at prisene generelt stiger i alle scenarier, noe som også er forventet i en eksportregion. Vi ser imidlertid at priseffekten varierer mye over tid, noe som kan tillegges varierende andel av LNG som foretrukket transportmetode i eksporten fra OPEC-Midtøsten. Generelt viser resultatene at rør er den foretrukne transportmetoden fra Midtøsten til både Europa i vest og India/Kina i øst. Dette betyr at produsentprisene i OPEC-Midtøsten generelt er mest sensitive for kostnadsendringer innenfor rørtransport. Når LNG-kostnadene faller, vil imidlertid LNG benyttes i stadig større grad som transportform slik at priseffekten av kostnadsendringer innen LNG-segmentet også vil øke.

For Vest-Europa (figur 6) ser vi at priseffekten relativt til referansebanen også varierer betydelig over tid, avhengig av hvilken transportteknologi som får kostnadene redusert. I kraft av hovedsakelig å være importør av rørgass, ser vi at Vest-Europa generelt opplever reduserte priser når kostnadene ved rørtransport faller. Relativt lite LNG-import, samt geografisk nærhet til eksportøren(e) fører videre til generell vekst i europeiske gasspriser når LNG-kostnadene faller.

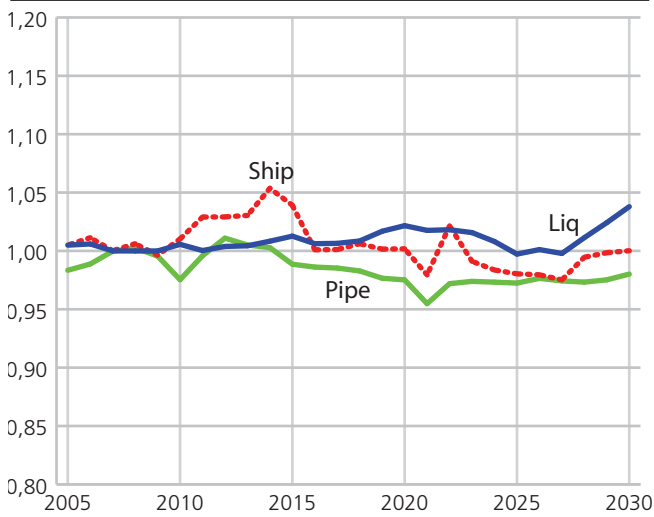
Samlet sett indikerer våre resultater at Norge, til tross for sin nye rolle som LNG-produsent, vil fortsette å ha Europa som sitt primære eksportmarked. Ved fortsatt fallende LNG-kostnader kan dermed Norge profitere på høyere priser i Europa gjennom sin eksport via eksisterende rør. I tillegg kan investeringer i ytterligere LNG-produksjon i nordområdene bli mer lønnsomt. Med sin store eksisterende rørkapasitet mot Europa vil imidlertid Norge bli rammet av lavere gasspriser ved betydelige reduksjoner i kostnadene ved nye rør. Som LNG-eksportør vil det da kunne bli optimalt å sende noe mer gass over Atlanterhavet til et nordamerikansk marked med stigende priser.

Våre modellresultater viser også, ikke uventet, at eksportvolumet over Atlanterhavet øker når LNG-kostnadene faller, se figur 8. Dette er hovedsakelig knyttet til økt eksport fra OPEC-Midtøsten og Nord-Afrika. Vi ser også at handelen går ned hvis rørkostnadene reduseres. Dette er et resultat av økt LNG-eksport til Nord-Amerika fra Latin-Amerika, som ligger nærmere geografisk. På slutten av perioden vokser imidlertid transatlantisk handel også i dette tilfellet som et resultat av at reservene i Latin-Amerika også skrumper inn.

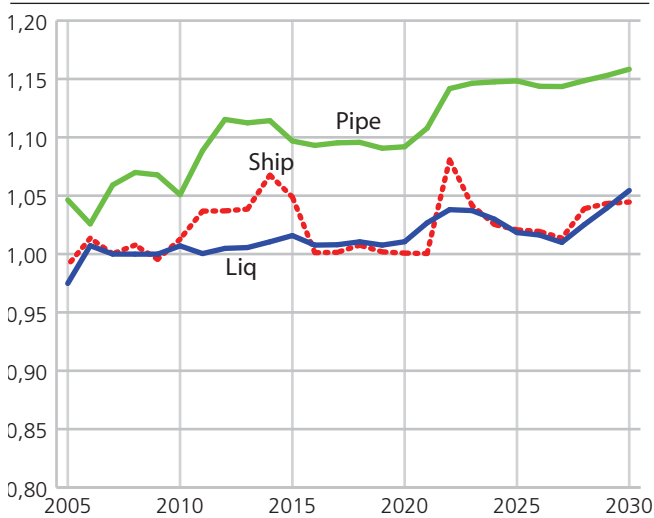
Figur 5. Gasspris relativt til referansebanen. Nord-Amerika



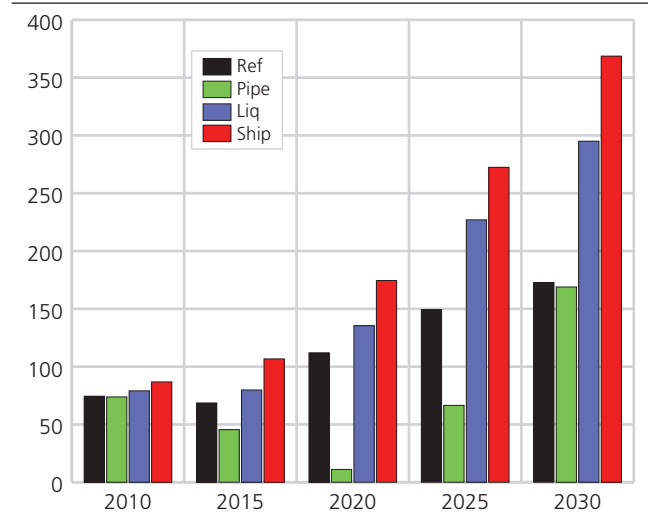
Figur 6. Gasspris relativt til referansebanen. Vest-Europa



Figur 7. Gasspris relativt til referansebanen. OPEC-Midttøsten



Figur 8. Handel med gass over Atlanterhavet til Nord-Amerika (Mtoe)



### 5. Konklusjon

I denne studien har vi sett hvordan reduserte transportkostnader for gass kan påvirke regionale gasspriser og handelsmønstre. Hvis flere enn to regioner deltar i handel med en vare (her gass) er det ikke opplagt at en importregion får reduserte priser når transportkostnadene faller.

Vi har sett at en importregion som ligger nærme eksportregionen og/eller ikke benytter seg av den transportteknologien som blir billigere, kan få økte priser som følge av et kostnadsfall i gasstransport.

Gjennom teoretiske resonneringer og en numerisk modell for det globale gassmarkedet, har vi vist at reduserte LNG-kostnader kan føre til reduserte priser i Nord-Amerika og *stigende* priser i Europa. Dette er stikk i strid med hva EU-myndigheter (EU, 2006) anslår som en trolig effekt av liberaliserte og integrerte markeder. Samtidig viser vi at reduserte rørkostnader kan føre til reduserte priser i Europa, mens Nord-Amerika da kan få økte priser. Ikke overraskende finner vi at transatlantisk handel vil øke ved fallende LNG-kostnader, mens handelen vil reduseres hvis rørkostnadene faller.

Verdien av norsk gass vil i stor grad avhenge av prisene på det europeiske markedet i overskuelig fremtid. Norge vil derfor komme best ut av et scenario hvor LNG-kostnadene fortsetter å falle. Hvis rørkostnadene faller betraktelig, kan Norge imidlertid oppleve reduserte priser i sitt største marked og økt konkurranse fra andre eksportregioner, noe som selvfølgelig vil være ønskelig for EUs konsumenter. I en slik situasjon kan det være aktuelt for Norge å utnytte sin posisjon som LNG-produzent for å selge mer av gassen til andre markeder.

## Referanser

Aune, F.R., S. Glomsrød, L. Lindholt og K.E. Rosendahl (2005): Are high oil prices profitable for OPEC in the long run? Discussion Papers nr. 416, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Boots, M.G., F.A.M. Rijkers og B.F. Hobbs (2004): Trading in Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly, *The Energy Journal* **25** (3), 73-102.

BP (2007): *BP Statistical Review of World Energy 2007*.

Brito, D.L. og P.R. Hartley (2007): Expectations and the Evolving World Gas Market, *The Energy Journal* **28** (1), 1-24.

Cremer, H., F. Gasmi og J.-J. Laffont (2003): Access to Pipelines in Competitive Gas Markets, *Journal of Regulatory Economics* **24**, 5-33.

Egging, R.G. og S.A. Gabriel (2006): Examining market power in the European natural gas market, *Energy Policy* **34**, 2762-2778.

EU (2006): Green Paper. A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, 08.03.2006, Brussels.

[http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006\\_03\\_08\\_gp\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_en.pdf)

Gabriel, S. A., J. Zhuang og S. Kiet (2005): A large-scale linear complementarity model of the North American natural gas market, *Energy Economics* **27**, 639-665.

Golombek, R., E. Gjelsvik og K.E. Rosendahl (1998): Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market, *The Energy Journal* **19** (3), 1-18.

Hagen, K.P., H.J. Kind og J.G. Sannarnes (2004): Network Ownership and Optimal Tariffs for Natural Gas Transport, Discussion Paper 27/04, Norges handelshøyskole, Bergen.

IEA (2006): *Natural Gas Market Review 2006. Towards a Global Gas Market*, Paris: OECD/IEA 2006.

IEA (2007): *Natural Gas Market Review 2007. Security in a globalising market to 2015*, Paris: OECD/IEA 2007

Jensen, J.T. (2004): *The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so When?* NG 5, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

MacAvoy, P.W. og N.V. Moshkin (2000): The new trend in the long-term price of natural gas, *Resource and Energy Economics* **22**, 315-338.

Rosendahl, K.E. og E.L. Sagen (2007): The Global Natural Gas Market . Will transport cost reductions lead to lower prices?, Discussion Paper nr.523, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

Sagen, E.L og M. Tsygankova (2006): Russian Natural Gas Exports to Europe. Effects of Russian Gas Market Reforms and the Rising Market Power of Gazprom, Discussion Paper nr. 445, Statistisk sentralbyrå, Oslo (kommer i *Energy Policy*).

Siliverstovs, B., G. L'Hegaret, A. Neumann og C. von Hirschhausen (2005): International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan, *Energy Economics* **27**, 603-615.