

LNG i Sverige - en explorativ samhällsekonomisk studie

ER 2005:26

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 150 ex

ER 2005:26

ISSN 1403-1892

Förord

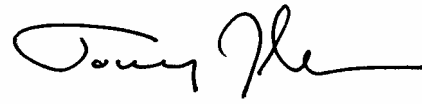
Målet med den svenska politiken på naturgasmarknaden är att vidareutveckla naturgasmarknadsreformen så att en effektiv naturgasmarknad med konkurrens kan uppnås. I Energimyndighetens regleringsbrev för 2005 framgår att myndigheten ska följa och analysera utvecklingen på naturgasmarknaden. Vidare bör myndigheten ta upp och behandla aktuella frågor på naturgasmarknaden.

Energimarknadsinspektionen har skrivit rapporten "LNG i Sverige – En explorativ samhällsekonomisk studie". Rapporten syftar till att identifiera de faktorer som stödjer eller hindrar en utveckling av LNG-import till Sverige. Denna rapport begränsas till frågor som rör förutsättningar för en LNG-introduktion i det svenska naturgassystemet. Rapporten behandlar således inte de energipolitiska aspekterna av en ökad naturgasanvändning i Sverige.

Inom ramen för detta uppdrag har Energimarknadsinspektionen vid Statens energimyndighet sammanställt denna rapport. Rapporten syftar till att identifiera de faktorer som stödjer eller hindrar en utveckling av LNG-import till Sverige. Studien utgår från en jämförelse med övriga Europa.



Håkan Heden



Tommy Johansson

Sammanfattning

Sveriges naturgasanvändning är förhållandevis liten jämfört med användningen i övriga EU-länder. Naturgas står för mindre än två procent av den totala energitillförseln i Sverige. Motsvarande andel inom EU är drygt tjugo procent. I de kommuner i Sverige där naturgas introducerats står den för cirka tjugo procent av energitillförseln, alltså ungefär samma nivå som i övriga Europa.

Sverige har ingen egen utvinning av naturgas. All naturgas som används i Sverige måste således importeras. Naturgas kan importeras antingen i gasform via rörledningar eller i kondenserad form (LNG) med specialanpassade fraktfartyg. För närvarande importeras all naturgas som används i Sverige via den rörledning som sträcker sig mellan Danmark och Sverige. LNG har hittills inte kunnat konkurrera med rörburen naturgas i Norden.

Det finns en rad positiva aspekter med LNG-import till Sverige. Ur ett nationellt perspektiv kan LNG fungera som ett alternativ för att trygga energiförsörjningen och minska beroendet av ett fåtal energislag. Detta minskar sårbarheten vid störningar i energiförsörjningen och ökar flexibiliteten allteftersom andra energikällor fasas ut. Ur ett naturgasmarknadsperspektiv skapar LNG-import större flexibilitet för aktörerna vad gäller handelspartner och volymer jämfört med rörburen import. LNG medför även ett minskat beroende av transitländer jämfört med rörburen naturgas. Därutöver kan LNG användas för att möta kortsiktiga variationer i energiefterfrågan och säkra säsongsmässig lastutjämning. Vidare kan LNG vara ett alternativ vid introduktion av naturgas på en marknad som saknar volymer för rörburen transport eller på mindre marknader där rörledningar ännu inte är ekonomiskt motiverade.

Syftet med föreliggande rapport är att identifiera de faktorer som stödjer eller hindrar en utveckling av LNG-import till Sverige. Denna rapport begränsas till frågor som rör förutsättningar för en LNG-introduktion i det svenska naturgassystemet. Rapporten behandlar således inte de energipolitiska aspekterna av en ökad naturgasanvändning i Sverige. Studien utgår från en jämförelse med övriga Europa.

De drivkrafter som ligger till grund för utvecklingen av LNG-marknader i Europa beskrivs som:

- förväntad ökad efterfrågan på naturgas,
- begränsad kapacitet i befintliga rörledningar,
- betydande kostnadsreduktioner för hantering och transport av LNG,
- närheten till befintlig naturgasinfrastruktur,
- strävan efter en mer diversifierad energimix samt
- regelreformer av de nationella naturgasmarknaderna.

Huruvida LNG kan utvecklas som en viktig del av den svenska energiförsörjningen är direkt kopplat till kundernas vilja och möjlighet att

använda LNG. Förutsättningarna mellan Europa och Sverige skiljer sig åt på en rad punkter. Det finns dock även vissa gemensamma beröringspunkter.

I Europa används LNG huvudsakligen som ett komplement till naturgas i en befintlig infrastruktur. Naturgas användes i regel i stor omfattning redan innan LNG introducerades. I Sverige tycks en eventuell introduktion av LNG främst handla om att substituera andra energislag mot naturgas, inte huruvida naturgasen ska importeras via rörledningar eller som LNG.

Begränsningar i rörledningarnas överföringskapacitet tvingar Europeiska aktörer att söka alternativa tillförselalternativ som ligger utanför befintliga nätverk. Detta kan förklara delar av den ökade LNG-importen som skett till Europa. Vidare har närheten till befintliga rörledningssystem reducerat kostnaderna för LNG-import i Europa. För att möjliggöra LNG-import till Sverige krävs dels investeringar i LNG-terminaler, dels investeringar i ökad rörledningsskapacitet till kunderna efter återförgasningen. Det gör att förutsättningarna för LNG skiljer sig markant från förutsättningar i övriga Europa.

Strävan efter att diversifiera sin energimix är gemensamt för Sverige och Europa. Även här föreligger dock skillnader. För Sveriges del kan det handla om ökad användning av naturgas generellt. I övriga Europa handlar en ökad användning av LNG mer om försörjningstrygget och topplasthantering i förhållande till rörburen naturgas än en ökad diversifiering.

Vid en kostnadsjämförelse mellan en utbyggnad av rörledningssystemet till Mälardalen eller anläggning av LNG-terminaler, förefaller det som att en utbyggnad av rörledningar kan ske till en något lägre kostnad. Vid mindre volymer än full kapacitet på rörledningarna kan det dock vara mer fördelaktigt med LNG-import. Alternativen att bygga rörledningar för import från Tyskland (Baltic Gas Interconnector) respektive Ryssland (North European Gas Project) blir troligen dyrare än sjöburen LNG-import.

På senare år har en allt större andel av den globala LNG-handeln skett via spothandel. Spothandeln bidrar med en ökad flexibilitet och möjliggör import av mindre kvantiteter. Detta underlättar en initial utbyggnad av LNG-terminaler i Sverige. Därutöver har den utökade fartygskapaciteten lett till ökade möjligheter att påbörja LNG-import till Sverige.

Befintliga aktörer uppger att osäkerheten kring investeringen är ett hinder för att bygga terminaler för import av LNG i Sverige. Denna osäkerhet uppstår inte enbart som en ren finansiell risk, utan aktörerna uttrycker också en osäkerhet över framtida energipolitik. Med tanke på investeringens långa livslängd krävs antingen en betydande riskpremie eller att den politiska risken, såsom den upplevs, kan minskas.

Den 1 juli 2005 träder en ny naturgaslag i kraft i syftet att öppna marknaden för konkurrens. Den pågående konkurrensutsättningen av den svenska naturgasmarknaden kan verka investeringshämmande för svensk LNG-import. Kravet på åtskillnad mellan nätverksamhet och handelsverksamhet samt kravet på reglerat tredjepartstillträde till LNG-terminaler minskar incitamenten för investeringar genom att den kan komma att reducera möjligheten till snabb avkastning på investerat kapital.

För att uppmuntra att storskaliga infrastrukturprojekt ändå genomförs innehåller den nya naturgaslagen en möjlighet till undantag från reglerna om marknadsöppning i den infrastruktur som omfattas av investeringen. Energimarknadsinspektion ser för närvarande inte något behov av sådana undantag. Det är viktigt att framhålla att konkurrensen på marknaden på lång sikt inte får hämmas.

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Inledning	11
Bakgrund	11
Syfte	11
Säkerhetsaspekt av LNG	11
Förutsättningar och avgränsningar	12
Metod	12
Disposition	12
2 LNG och dess ekonomiska förutsättningar	13
Investeringar i LNG	15
Prisbildning på naturgas	16
Kostnadsstruktur	17
3 Utveckling av LNG-användning i Europa	19
Spanien	20
Portugal	20
Italien	21
Storbritannien	21
Frankrike	22
Belgien	22
Exportörer av LNG	22
Transportmöjligheter	24
4 Drivkrafter bakom utvecklingen i Europa	27
Efterfrågesidan	27
Tekniska och säkerhetsmässiga aspekter	28
Regleringsfrågor inom EU	28
5 Utvecklingsmöjlighet av LNG-användningen i Sverige	31
Sveriges förväntade naturgasanvändning	31
Pågående projekt	32
Hur ser möjligheterna ut för svensk LNG-import?	33
Jämförande analys av LNG-användningen i Europa och Sverige	35
6 Slutsatser	37
Transport	37
Försörjningstrygghet	37
Marknadsflexibilitet	37
Politisk osäkerhet om naturgas	38
Marknadens konkurrensutsättning	38

1 Inledning

Bakgrund

Naturgas är ett fossilt bränsle som består av en blandning av brännbara kolväten, främst metan. Naturgas svarar för drygt tjugo procent av Europas energitillförsel. I Sverige är motsvarande marknadsandel cirka två procent. I de kommuner som har tillgång till naturgas står naturgasen för cirka tjugo procent, alltså lika stor andel som i övriga Europa.

Användningen av naturgas har ökat i Europa under senare år. Några av orsakerna bakom expansionen är fördelaktiga utbudsvillkor, låga kostnader och mindre miljöpåverkan jämfört med andra fossila bränslen. I Norden har utvecklingen varit mer begränsad.

Vid normalt tryck och normal temperatur befinner sig naturgas i gasform. Gasen kan då överföras via rörledningar från gasfälten till slutförbrukare. Rörledningar kan inte byggas i alla miljöer och vid besvärliga geografiska förutsättningar blir de kostsamma. Genom att kyla naturgasen till -162°C övergår den till flytande form, så kallad Liquefied Natural Gas (LNG), och upptar då endast 1/600-del av volymen i gasform. Detta gör det ekonomiskt att transportera naturgas långa avstånd utan att använda ett rörledningsnät. Transport av LNG sker vanligen i specialanpassade fraktfartyg. LNG har under de senaste tjugo åren blivit ett kraftigt växande marknadssegment inom den internationella naturgasindustrin. I Sverige förekommer ännu inte någon storskalig LNG-import.

Syfte

Syftet med föreliggande rapport är att identifiera de faktorer som stödjer eller hindrar en utveckling av LNG-import till Sverige. Studien utgår från en jämförelse med övriga Europa.

Säkerhetsaspekt av LNG

Det är vedertaget att den lättantändlighet som LNG har under vissa omständigheter samt dess tendenser till dispersion utgör potentiella säkerhetsrisker vid transport och hantering. I praktiken – baserat på branschens erfarenhet och de säkerhetsföreskrifter som finns för hantering och transport av LNG – finns det dock belägg för att dessa säkerhetsrisker kan hanteras på ett tillfredsställande sätt.

Baserat på den nuvarande vetenskapen förefaller det som att LNG inte utgör någon större risk än många andra i dag använda energislag.

Förutsättningar och avgränsningar

Rapporten är avgränsad till ett samhällsekonomiskt perspektiv. Tekniska, säkerhetsmässiga och miljömässiga aspekter av LNG-användning diskuteras inte förutsatt att ingen direkt återkoppling är nödvändig för den ekonomiska analysen.

Metod

Europas efterfrågeutveckling av LNG analyseras deskriptivt i ett försök att identifiera de faktorer driver utvecklingen. Dessa faktorer ligger sedan till grund för en komparativ analys där möjligheter för import av LNG till Sverige undersöks.

Disposition

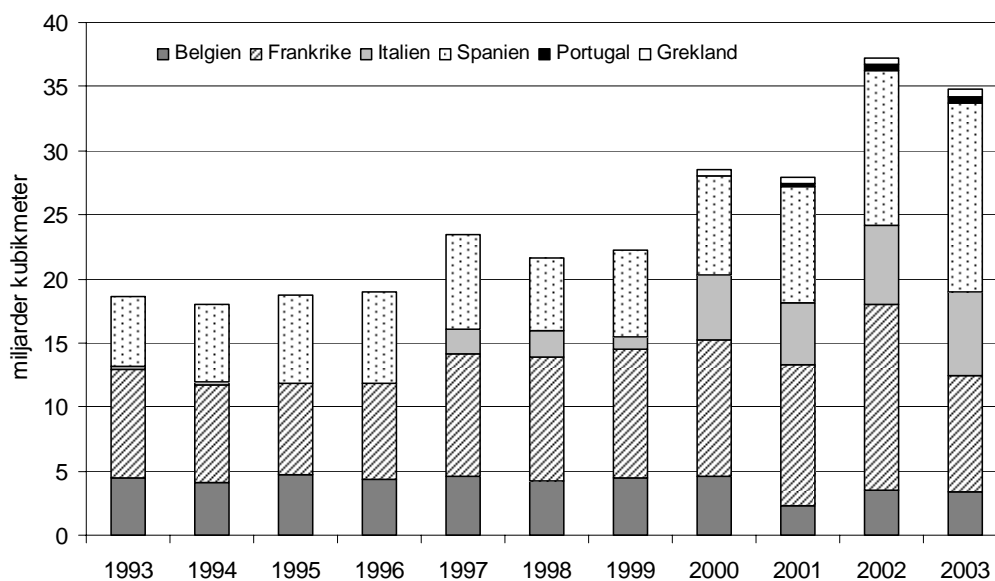
Rapporten fortsätter med att i kapitel två presentera de generella ekonomiska förutsättningar som råder vid användning av LNG. Kapitel tre beskriver utvecklingen av LNG-användningen i Europa. I det fjärde kapitlet kartläggs de drivkrafter som ligger bakom denna utveckling. I kapitel fem analyseras utvecklingsmöjligheterna för en LNG-import till Sverige medan rapportens slutsatser presenteras i kapitel sex.

2 LNG och dess ekonomiska förutsättningar

Produktion och överföring av naturgas utgör en så kallad nätverksindustri. Kännetecknande för dessa är ett starkt beroende av infrastruktur som binder samman produktionen med de slutliga förbrukarna. Förutsättningarna för konkurrens och marknadsbestämd kapacitetsutbyggnad skiljer sig från andra branscher. Det finns ofta betydande skalfördelar i utbyggnad och drift av nätverksindustriernas infrastruktur (SOU 2004:129).

Genom att kyla naturgas till -162°C övergår den till flytande form, så kallad LNG, och kan då transporteras utan att använda rörledningssystemet. LNG har under de senaste tjugo åren blivit ett kraftigt växande marknadssegment inom den globala naturgasindustrin. En av anledningarna till detta är att avståndet mellan utvinning och slutförbrukning generellt sett växer i samband med att befintliga gasfält tar slut och nya tas i drift. Naturgasledningar kan inte byggas i alla miljöer och vid besvärliga geografiska förutsättningar blir de kostsamma. Genom att transportera den kondenserade naturgasen på specialbyggda LNG-fartyg öppnas nya exportmöjligheter för de naturgasproducerande nationerna. Samtidigt kan länder som ligger långt från naturgaskällorna dra nytta av bränslets fördelar. LNG-transporter är således lämpliga vid besvärliga geografiska förhållanden och långa avstånd. LNG-tekniken har utvecklats och i dag övervägs även LNG-transporter vid kortare överföringssträckor, bland annat i Norden.

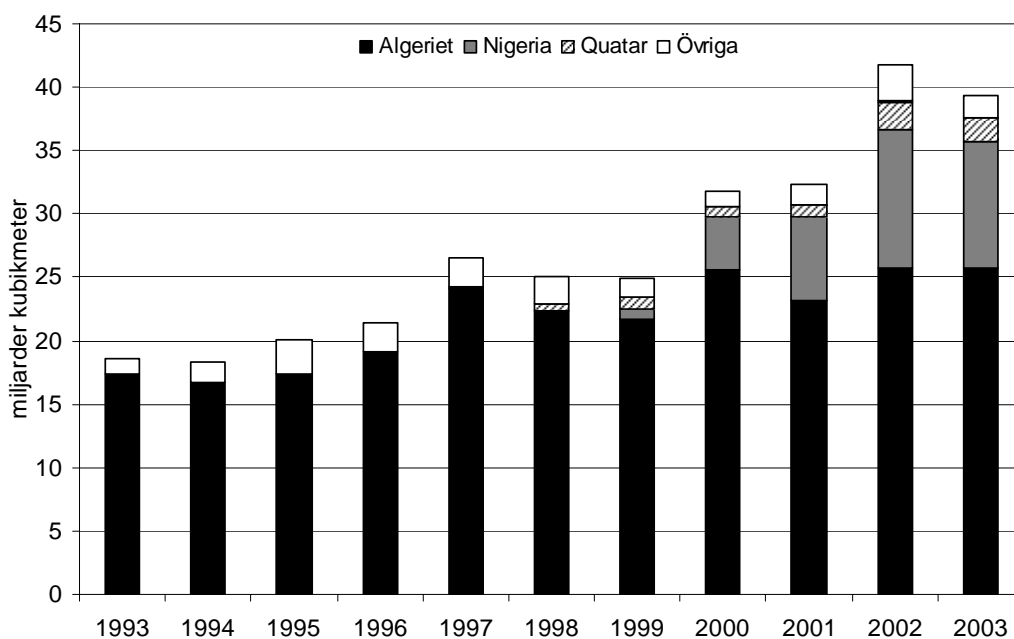
År 2003 importerades totalt 39,4 miljarder m^3 naturgas i form av LNG till Europa (IEA, 2004). Det motsvarar ungefär en femtedel av den totala naturgasimporten. Belgien, Frankrike, Italien och Spanien står för den största delen av importen. Portugal och Grekland tillkom i början av 2000-talet. Figur 1 visar att LNG-importen till Europa ökade med nästan 90 procent under perioden 1993-2003. Spanien och Italien bidrog mest till importtillväxten.



Figur 1: Utvecklingen av LNG-import till Europa, miljarder m³

Källa: OECD

Algeriet har länge varit det ledande exportlandet av LNG till Europa. Sedan 2000 har även Nigeria blivit en stor exportör av LNG till Europeiska länder, se Figur 2.



Figur 2: Exportörer av LNG till Europa, miljarder m³

Källa: OECD

Under senare år har de ekonomiska fördelarna med LNG ökat. Tekniska framsteg och stordriftsfördelar i utvinnings- och kondenseringsprocessen tillsammans med

konkurrens mellan skeppsvarv har lett till reducerade kostnader för utvinning, hantering och transport.

Investeringar i LNG

Naturgas som insatsvara i LNG-anläggningar är relativt billig. Det beror på att naturgasreserverna är stora och lättutvinnbara. Anläggningar och fartyg för hantering och transport är däremot mycket kapitalintensiva investeringar.

Flera kriterier måste vara uppfyllda för att en LNG investering ska bli lönsam. Nedan sammanfattas dessa kriterier:

- *Naturgaskälla*
För att ett LNG-projekt ska vara lönsamt måste projektet ha tillgång till en tillräcklig stor naturgasreserv för att tillgodose kondenseringskapaciteten under 15 till 20 år. Dessutom måste de rörliga kostnaderna, inklusive eventuella skatter, vara låga. Generellt bedöms att de rörliga kostnaderna inte bör överstiga 2,6 öre per kWh (EIA, 1997).
- *Kondenseringsanläggning*
I kondenseringsanläggningen kyls naturgasen till -162°C och övergår då till LNG. Kondenseringsanläggningen är normalt den dyraste delen i ett LNG-projekt. Kostnaden beror dels på anläggningens storlek, dels på en rad platsspecifika faktorer. Generellt bedöms investeringskostnaden för en kondenseringsanläggning uppgå till 2 300-6 900 miljoner SEK per Mton och år (EIA, 1997). De rörliga kostnaderna är relativt låga. Kondensering är en energiintensiv process som kräver cirka tio procent av den levererade gasen som intern energikälla.
- *LNG-fartyg*
För att transportera LNG krävs specialanpassade fraktfartyg. Varje nytt fartyg med en kapacitet på $135\ 000\ \text{m}^3$ kostar ungefär 2 000 miljoner kronor (EIA, 1997). Antalet fartyg som krävs beror på i första hand på avståndet mellan kondenseringsanläggningen och kunden. Generellt ökar transportkostnaden linjärt med avståndet. Cirka 0,15 till 0,25 procent av lasten förbrukas per dag under transporten för att bibehålla rätt temperatur på lasten.
- *LNG-terminal*
LNG-fartygen kan lasta av gasen enbart i speciellt anpassade mottagningsanläggningar, så kallade LNG-terminaler. I LNG-terminalen tas den kondenserade naturgasen emot, lagras och återförgasas, innan den matas ut i rörledningssystemet för transport till förbrukaren. Kostnaden att återförgasa LNG varierar med kapaciteten och lokala kostnadsaspekter. Normalt kostar en LNG-terminal mindre än en kondenseringsanläggning. Cirka två och en halv procent av den levererade lasten förbrukas vid återförgasningen. Marginalkostnaden för att använda överskotts kapacitet i befintliga anläggningar är i regel betydligt lägre än jämfört med kostnaden att bygga en ny anläggning.

Kapitalkostnaden som är förenad med ett storskaligt LNG-projekt är således förhållandevis hög. Det har uppskattats att cirka trettio procent av kostnaden för den gas som levereras till slutförbrukaren består av kostnader associerade med införskaffandet av själva naturgasen. Resterande kostnader uppstår i samband med omvandlingsprocessen och transporten (EIA, 1997). Enligt uppgifter till Energimyndigheten utgör transportkostnaden vid överföring i rörledningar mellan 20-25 procent av det totala naturgaspriset för stora naturgasförbrukare i Sverige.

Till följd av de höga initiala investeringskostnaderna kan storskaliga LNG-projekt enbart genomföras av stora organisationer med tillräcklig finansiell kapacitet. Ett lyckat projekt kräver dessutom ett gott samarbete med värdlandet (där källa finns), det institut som äger utvinningsrätten, statsmakten i användarlandet samt en rad specialorganisationer. Vidare krävs ett pris på naturgas till slutanvändarna som är tillräckligt *lågt* för att motivera kunder att köpa stora volymer och substituera bort från andra energikällor och ett tillräckligt *högt* pris för att projektet finansiellt ska löna sig.

Prisbildning på naturgas

I följande avsnitt sammanfattas de prispåverkande faktorerna för handel med naturgas. I huvudsak påverkar följande faktorer naturgaspriset och kan antas göra det även i framtiden: (1) Alternativens prisutveckling; (2) kapitalkostnader; (3) tillgång på naturgas; (4) konkurrenssituationen mellan naturgas och andra energislag samt mellan rörburen naturgas och LNG; (5) överföringskostnaden i andra länder och transportkostnader samt; (6) skatter.

Priset på naturgas har i de flesta kända avtal utgått från oljepriset, såväl i Sverige som internationellt. När oljepriset förändrats över tiden har det funnits ett behov att ändra naturgaspriserna i samma takt för att bibehålla konkurrenskraften. Det är vanligt förekommande att avtalen innehåller prisföljning till 90–95 procent mot ett oljeprisindex (SOU 2004:129). Den starka kopplingen mellan priset på naturgas och priset på olja har fått till följd att faktorer som påverkar oljepriset även får återverkningar på naturgaspriset. Eftersom olja handlas i amerikanska dollar blir den internationella prisutvecklingen för naturgas även kopplad till dollarkursens utveckling. Oljepriset och dollarkursens utveckling är de faktorer som hittills haft störst påverkan på naturgasprisets utveckling.

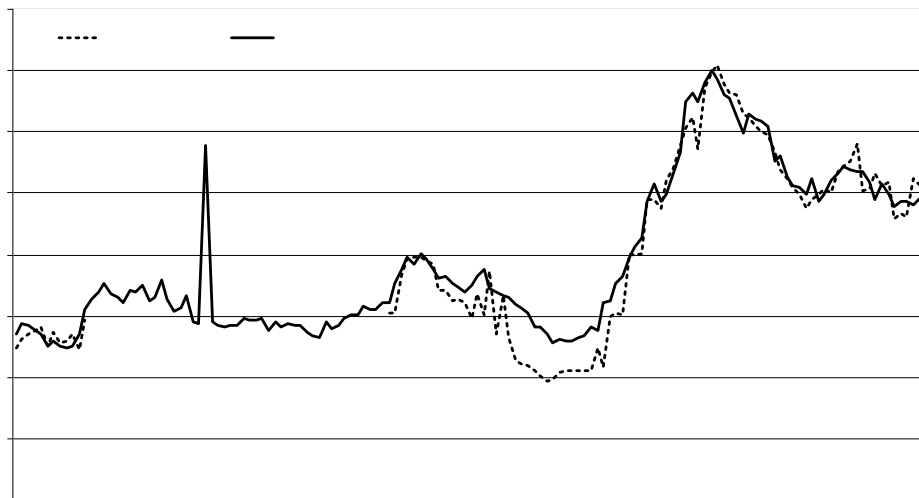
I många avtal på den svenska naturgasmarknaden korrigeras priset på naturgas till följd av ändrad skattedifferens mellan olja och naturgas. Höjda skatter på olja leder därför till högre naturgaspriser.

Den regelreformeringsomgång som pågår i Sverige har fått till följd att villkoren i leveransavtalen ändrat karaktär. För att förvärva nya kunder är gashandelsföretagen villiga att skraddarsy lösningar för sina kunder. Ett exempel är danska företaget DONG:s avtal med Göteborgs Energi om leverans av naturgas till Rya kraftvärmeverk. Enligt avtalet sker en prisindexering mot el för den del av gasen som används för elproduktion medan resterande del för värmeproduktion

prissätts enligt en mer traditionell modell (SOU 2004:129). Indexreglering mot el har förekommit i Sverige tidigare men inte i samma omfattning som i nämnda avtal.

Karakteristiskt för den globala LNG-handeln har varit långtidskontrakt med så kallade *take or pay*-klausuler. "Take or pay" innebär en mottagningsplikt, det vill säga att köparen betalar för avtalad volym naturgas oavsett om denne kan ta emot volymen eller inte. Säljaren förbinder sig att sälja upp till en viss volym. Bakgrunden till "take or pay"-klausulerna är krav från naturgasproducenter runt om i världen. De stora investeringarna som krävs på naturgasfälten förutsätter en viss garanterad efterfrågan på naturgasen som produceras. I länder med väl utbyggd infrastruktur för naturgas går utvecklingen mot kortare avtalstider utan "take or pay"-klausuler.

Figur 3 visar den genomsnittliga prisutvecklingen för rörburen naturgas och LNG-import för EU-15 under perioden 1992-2004. Prisuppgifter för rörbunden naturgas saknas för perioden 1993-1997. Figuren visar att prisutvecklingen för LNG tycks följa priset för rörburen naturgas. Detta indikerar att samma underliggande faktorer avgör priset.



Figur 3: Genomsnittligt importpris för EU-15 av rörburen naturgas och LNG

Källa: IEA

Kostnadsstruktur

Till följd av ökad konkurrens, stordriftsfördelar samt att ny teknik tagits i bruk har kostnaderna för kondensering, transport och återförgasning sjunkit kraftigt under senare år. Detta har i hög grad bidragit till att det globala intresset för LNG ökat.

Kondenseringskostnaderna har sjunkit med 35 procent medan kostnaderna för återförgasningsanläggningar har sjunkit med cirka 18 procent. Nya framdrivningssystem och större lastkapacitet har bidragit till en längre livslängd och en bättre bränsleeffektivitet hos LNG-fartygen. Detta har bidragit till att transportkostnaderna sjunkit med cirka 40 procent. Figur 4 visar hur kostnaderna för transport och hantering av LNG utvecklats sedan 1980-talet.

Sammantaget har kostnaderna för import av LNG sjunkit med nästan trettio procent de senaste tjugo åren. Detta har gjort att flera LNG-projekt som inte tidigare varit lönsamma nu är det.



Figur 4: Globalt sjunkande kostnader för hantering och transport av LNG

Källa: IELE

De lägre kostnaderna kan medföra att naturgas i form av LNG kommer att spela en ökande roll Europas framtida energiförsörjning. För närvarande konkurrerar LNG inte enbart med naturgas som transporteras via rörledningar utan också med andra energikällor.

6,5

-1,4

1980-talet

Kondensering

3 Utveckling av LNG-användning i Europa

Det finns för närvarande ett tiotal LNG-terminaler i drift i Europa. Ytterligare några terminaler är under uppförande. Befintliga LNG-terminaler samt de som är under uppförande är markerade på kartan i Figur 5.

LNG har främst varit aktuellt där avståndet mellan produktion och användare varit för stort för rörledningstransport, eller där det inte varit tekniskt möjligt att bygga rörledningar. I vissa länder har LNG dessutom använts också för att möta kortsiktiga variationer i efterfrågan (SOU 2004:129). Vidare kan LNG vara ett alternativ på marknader som saknar volymer för rörledningstransport eller på mindre marknader där rörledningar inte är ekonomiskt motiverade.



Figur 5: LNG-terminaler i drift och under konstruktion i Europa 2004

Källa: Eurogas, K&S

Betydelsen och omfattningen av LNG varierar mellan olika regioner inom Europa. Nedan diskuteras situationen för existerande större importländer inom EU.

Spanien

Spaniens förbrukning av naturgas har ökat snabbt de senaste åren. År 2003 förbrukades 23,7 miljarder m³, varav LNG stod för drygt hälften. Det finns för närvarande fyra LNG-terminaler i Spanien. Dessa är belägna i Barcelona, Cartagena, Huelva och Bilbao. Den totala återförgasningskapaciteten är drygt 14 miljarder m³. Ytterligare två terminaler är under konstruktion i Sagunto och El Ferrol.

Terminalerna i Barcelona, Cartagena och Huelva ägs av Enagas SA. Terminalen i Bilbao ägs av Repsol-YPF, BP, Iberdrola och av den Baskiska regeringen genom Ente Vasco de Energia.

Spaniens mottagningskapacitet för LNG har ökat snabbt de senaste åren. Detta tycks vara kopplat till en strävan efter att utöka marknaden för naturgas. Det har estimerats att Spanien har den största tillväxtpotentialen för LNG i Europa och beräknas fördubbla sin import till 2010 (Fitzsimmons, 2004). Huvuddelen av Spaniens LNG-import kommer från Algeriet, Nigeria, Qatar och Trinidad och Tobago.

Portugal

Portugal har begränsade inhemska energikällor och tvingas därför importera en stor del av sitt energibehov. Naturgas är ett relativt nytt inslag i Portugals energitillförsel. Den årliga naturgasförbrukningen var före 1997 i stort sett obefintlig. År 2003 uppgick den totala naturgasimporten till drygt 3 miljarder m³. År 1998 började Portugal importera LNG. Den importerade LNG:n återförgasades då i Huelva i Spanien för att sedan överföras via rörledning till Portugal.

Portugals enda LNG-terminal togs i drift 2004 och är belägen i Sines på sydkusten. Anläggningen är dimensionerad för att kunna ta emot 5,2 miljarder m³ gas per år. Planer finns redan för att fördubbla terminalens kapacitet.

LNG-terminalen i Sines ägs av Transgas Atlantico. Bolaget är ett dotterbolag till Galp Transgas som är systemansvarig myndighet på den portugisiska naturgasmarknaden. Galp Transgas är i sin tur ett dotterbolag till Galp Energia som kontrollerar den största delen av energisystemet i landet.

Fram till 2004 importerades naturgas huvudsakligen via en rörledning från Algeriet. De portugisiska aktörerna tycks ha sett en risk med att vara beroende av endast en tillförselledning och kontrakterade därför i ett initialt skede Nigeria

LNG för leveranser av kondenserad naturgas. Avtalet med Nigeria LNG löper över 20 år.

Italien

År 2003 förbrukades drygt 60 miljarder m³ naturgas i Italien, varav LNG utgjorde cirka tio procent. Italiens enda LNG-terminal är belägen i Panigaglia på landets västkust. Terminalens mottagningskapacitet uppgick till ungefär två miljarder m³ under 2004. För att tillmötesgå förväntad ökande efterfrågan finns det planer på att bygga fler LNG-terminaler. Exempelvis planerar ett konsortium bestående av British Gas och Enel att bygga en LNG-terminal i Brindisi på ostkusten. Anläggningen väntas vara i drift 2008. Leveranser av LNG till anläggningen från Egypten har redan kontrakterats.

Storbritannien

År 2003 förbrukades ungefär 100 miljarder m³ naturgas i Storbritannien, vilket var mest i Europa. För närvarande importerar landet inte någon LNG. Tre LNG-terminaler är dock under konstruktion; två i Milford Haven och en på Isle of Grain. Det har beräknats att om tjugo år kommer Storbritannien att vara helt beroende på importerad naturgas, både via rörledning och som LNG (Fitzsimmons, 2004).

Den huvudsakliga anledningen till att aktörer i Storbritannien valt att investera i LNG-terminaler är att landets produktion av gas har minskat drastiskt under de senaste åren. Den brittiska regeringen har framhåvt att långsiktiga naturgasleveranser är viktiga för att diversifiera utbudet av gas i landet och för att kunna möta den ökade efterfrågan på energi på ett effektivt sätt. Storbritanniens efterfrågan på naturgas väntas öka med ungefär femton procent över de närmaste tio åren. Landets behov av importer uppskattas uppgå till hälften av landets gasförbrukning 2010.

Efter att Storbritanniens första, och hittills enda, LNG-terminal i Isle of Grain lades ner 1994 har landet inte haft tillgång till att importera LNG. År 2003 fick National Grid Transco (NGT) tillstånd för att bygga om anläggningen så att den återigen skulle kunna ta emot LNG-fartyg. De största fartygen som planeras leverera gas vid terminalen kan frakta drygt 200 000 m³. Terminalen planeras att tas i bruk under 2005 och i ett initialt skede är den totala mottagningskapaciteten cirka 4,4 miljarder m³ per år. NGT har dock annonserat att anläggningen planeras byggas ut till att kunna klara av en genomströmning av drygt 11 miljarder m³ gas per år till 2008. Detta skulle motsvara cirka tio procent av Storbritanniens totala efterfrågan på naturgas. NGT har skrivit ett tjugo år långt leveransavtal med BP/Sonatrach som garanterar 4,4 miljarder m³ naturgas per år.

Frankrike

Frankrike är en av Europas största importörer av LNG. År 2003 importerades drygt nio miljarder m³, motsvarande ungefär en fjärdedel av Frankrikes totala naturgasförbrukning. Det finns för närvarande två LNG-terminaler i Frankrike, en vid Fos-sur-mer på medelhavskusten och en vid Montior på atlantkusten. En ny offshore anläggning är under konstruktion vid Fos-Cavaou.

De befintliga LNG-terminalerna ägs av statliga företaget Gas de France. Terminalernas årliga kapacitet uppgår till drygt femton miljarder m³ per år. LNG-importen kommer främst från Algeriet.

Till följd av en ökande efterfrågan på naturgas i Frankrike samt landets behov av en mer diversifierad energimix har Gas de France beslutat om en investering i en ny anläggning i Fos Cavaou. Den nya terminalen förväntas sättas i drift under 2007 och kommer att ha en årlig kapacitet på drygt åtta miljarder m³. Anläggningen är strategiskt placerad nära rörledningssystemet och en infrastruktur där de största LNG-fartygen kan docka. Leveranserna till den nya anläggningen väntas huvudsakligen komma från Egypten.

Belgien

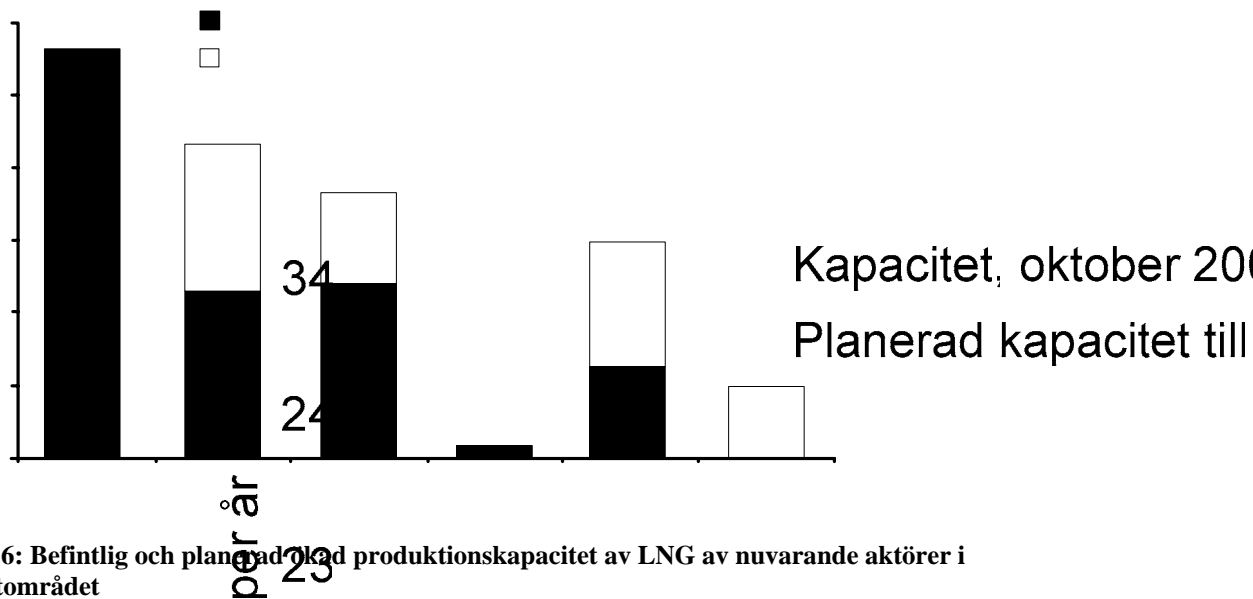
Belgien har inga inhemska naturgasreserver. Den årliga naturgasimporten uppgår till cirka 14 miljarder m³ naturgas per år. Nederländerna och Norge har levererat naturgas via rörledning till Belgien sedan 1960- respektive 1970-talet. Det som inte importerats via rörledningar, det vill säga ungefär en fjärdedel av den totala förbrukningen, har sedan 1987 importerats som LNG från Algeriet. Den enda LNG-terminalen i Belgien är belägen i Zeebrugge.

LNG-terminalen i Zeebrugge ägs av Fluxys. Anläggningen har en total årlig kapacitet på 4,5 miljarder m³. Efterfrågan på gas ökar kontinuerligt i Belgien, vilket har föranlett att kapaciteten kommer att fördubblas fram till 2007.

Exportörer av LNG

De exportörer som producerar LNG i Atlanten producerade cirka fyrtio miljarder m³ under 2002, vilket motsvarar ungefär trettio procent av den totala världsproduktionen av LNG. I slutet av 2003 hade producenterna i Atlanten en årlig produktionskapacitet på sextio miljarder m³.

Till följd av utbyggnader i Nigeria, Trinidad och Tobago, Egypten och Norge kommer den årliga produktionskapaciteten att utökas till 90 miljarder m³ 2007. Figur 6 visar den befintliga kapaciteten som existerade i oktober 2003 och den planerade kapacitetsutbyggnaden fram till 2007.



Figur 6: Befintlig och planerad ökad produktionskapacitet av LNG av nuvarande aktörer i Atlantområdet

Källa: EIA

Algeriet

Algeriet var världens näst största exportör av LNG under 2003. Landets totala LNG-export uppgick till drygt 27 miljarder m³. Exporten gick huvudsakligen till Europa (Frankrike, Belgien, Spanien och Turkiet) och USA. År 2004 uppgick den totala produktionskapaciteten till drygt trettio miljarder m³ per år. Därutöver exporterade Algeriet 28 miljarder m³ naturgas till Europa via rörledningar (IEO, 2004).

Det statliga företaget Sonatrach äger och driver fyra kondenseringsanläggningar varav det första kom i drift redan 1964 och gjorde Algeriet till världens första exportör av LNG. Ingen ny kapacitet är planerad före 2008.

Nigeria

Nigerias export av LNG uppgick till cirka 11 miljarder m³ under 2003. Exporten gick huvudsakligen till Turkiet, Italien, Frankrike, Portugal och Spanien. Mindre leveranser gick även till USA. Den totala årliga produktionskapaciteten uppgick till cirka 13 miljarder m³. Nigeria är dessutom i slutskedet i konstruktionen av två ytterligare produktionslinjer som beräknas ha en kapacitet på 11,3 miljarder m³ per år.

Trinidad och Tobago

Trinidad och Tobagos LNG-export uppgick till drygt 12 miljarder m³ under 2003, vilket var över dubbelt så mycket som året innan. Exporten gick huvudsakligen till USA och Puerto Rico. Trinidad och Tobagos LNG-anläggningar har en årlig produktionskapacitet på 13,6 miljarder m³. I juni 2003 beviljades tillstånd att utöka kapaciteten med en ny produktionslinje som kommer att öka produktionen med 7,2 miljarder m³ per år.

Libyen

Libyens LNG-export uppgick till drygt 0,7 miljarder m³ under 2003. Landets anläggningar har en årlig kapacitet på 3,7 miljarder m³. Enbart tjugofem procent av den totala kapaciteten är dock tillgänglig för export.

Egypten

Egypten exporterar för närvarande inte någon LNG. Landet väntas dock bli en betydande leverantör av naturgas till Europa inom de närmaste åren. Två LNG-anläggningar är under konstruktion. Anläggningarna, som har en total årlig produktionskapacitet på cirka 12 miljarder m³, planeras tas i drift under 2005. Kapaciteten är redan kontrakterad av Gaz de France och British Gas för de europeiska och amerikanska marknaderna.

Norge

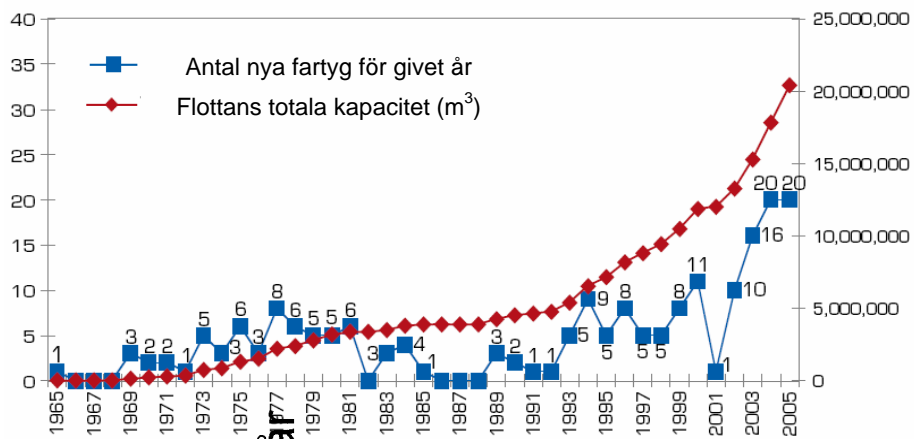
Norge exporterar för närvarande inte någon LNG. Med början 2006 planerar Norge att exportera LNG från en kondenseringsanläggning på ön Melkøye i Norska Havet. Anläggningen har en årlig produktionskapacitet på 5,7 miljarder m³. Exporten väntas gå till Spanien, Frankrike och USA.

Transportmöjligheter

Enligt EIA fanns det globalt 151 LNG-fartyg i drift oktober 2003. Av dessa hade 16 en kapacitet på mindre än 50 000 m³; 15 fartyg med en kapacitet mellan 50 000 och 120 000 m³ och 120 fartyg med en kapacitet över 120 000 m³. 55 fartyg var under konstruktion varav 46 med en kapacitet överstigande 138 000 m³. De nya fartygen kommer att öka den befintliga kapaciteten från cirka 17 miljoner m³ till drygt 25 miljoner m³ under perioden 2003-2006.

Transportkostnaden står för mellan 10-30 procent av leveransvärdet på LNG. Detta kan jämföras med olja där transportkostnaden endast står för tio procent. Kostnadsskillnaden mellan LNG- respektive oljetransport beror huvudsakligen på att det är billigare att bygga oljetankers än LNG-fartyg.

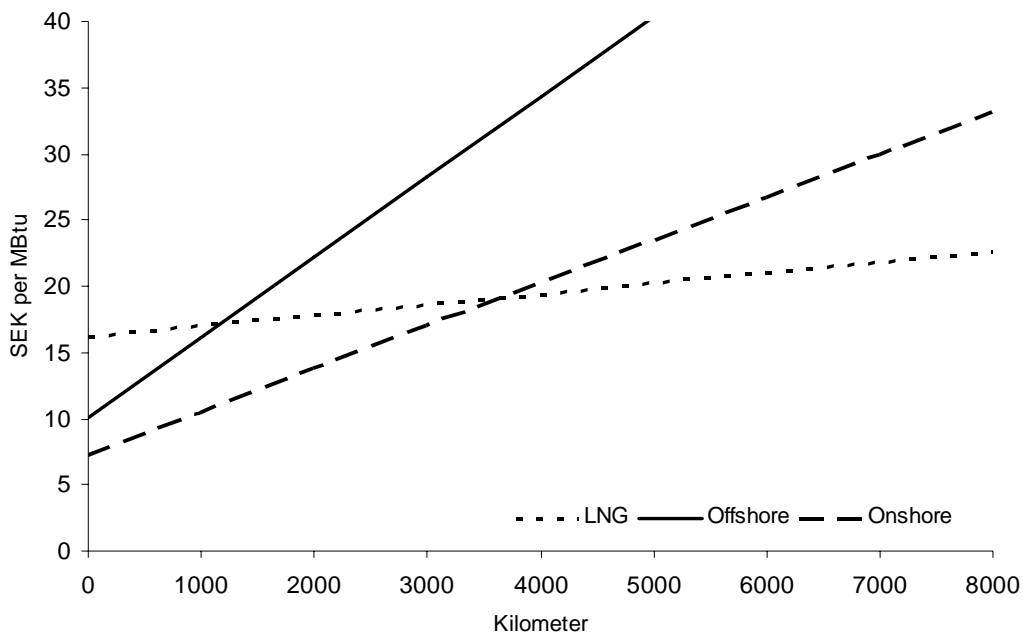
Konventionella oljetankers byggs i regel på spekulation, vilket innebär att inga förutbestämda rutter finns. LNG-fartyg har främst byggts för specifika LNG-projekt och rutter. På senare år har det dock blivit vanligare att företag som importerar eller exporterar LNG beställer fartyg utan förbestämda projekt. Tillgängligheten av fartyg som inte har en bestämd rutt är av stor betydelse för att utveckla en LNG-marknad med korttidskontrakt.



Figur 7: Utvecklingen av antal LNG-fartyg samt flottans totala kapacitet

Källa: EIA

LNG erbjuder en större handelsflexibilitet jämfört med rörburen naturgas. LNG-handel tillåter att naturgas transporteras till regioner där behovet är som störst och där de ekonomiska villkoren är som mest konkurrensmässiga. Figur 7 visar att allteftersom avståndet som naturgas måste transporteras ökar, ökar också de ekonomiska fördelarna med LNG jämfört med rörburen transport. LNG blir ett billigare alternativ än onshore ledningar om transportavståndet överstiger 1 100 kilometer. Om transportavståndet överstiger 3 500 kilometer blir LNG även billigare än onshore rörledningar.



Figur 8: Transportkostnad för naturgas som LNG eller via rörledning

Källa: IELE

4 Drivkrafter bakom utvecklingen i Europa

År 2003 importerade Europa 38,8 miljarder m³ naturgas i form av LNG, vilket motsvarar drygt sju procent av den totala naturgasförbrukningen (IEA, 2004). Andelen varierar dock mycket mellan länderna. Exempelvis står LNG för ungefär hälften av Spaniens naturgasförbrukning, medan flera andra naturgasanvändande länder inte importerar någon LNG alls.

De främsta drivkrafterna för ökad användning av LNG i Europa är den ökade efterfrågan på naturgas samt den tekniska utvecklingen som lett till reducerade kostnader för produktion, hantering och transport av LNG. En faktor som kan påverka utvecklingen för LNG i framtiden EU:s nya gasmarknadsdirektiv. Nedan redogörs för de faktorer som identifieras som viktiga i förklaringen av utvecklingen av LNG-import till Europa.

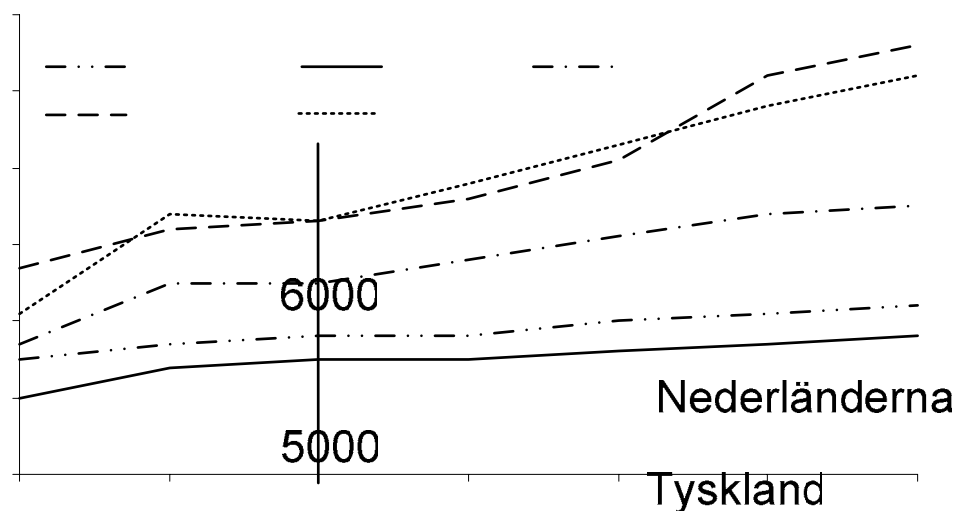
Efterfrågesidan

Naturgas förväntas bli det energislag som har högst efterfrågetillväxt i Europa de närmaste tjugo åren (IEO, 2004). Samtidigt har Europa mindre än fyra procent av världens naturgasreserver. Produktionen förväntas minska från 10,2 miljarder m³ 2001 till 9,8 miljarder m³ 2025. Europa kommer därmed att bli alltmer beroende av import av naturgas, speciellt mot slutet av prognosperioden då efterfrågetillväxten förväntas accelerera.

Förväntningarna kring den ökade efterfrågan på naturgas i Europa underbyggs huvudsakligen av dels den ekonomiskt gynnsamma situationen naturgas har som bränsle i kraftproduktion, dels den politiska viljan att reducera kärnkraftens, kolens och oljans roll i energiförsörjningen.

En ökad efterfrågan på naturgas innebär nya möjligheter för LNG i framtiden. Bedömningar visar att Europas LNG-import kommer att öka kraftigt fram till 2025, se Figur 9. År 2001 stod importen för drygt trettio procent av västra Europas naturgasförbrukning. År 2025 prognostiseras motsvarande andel vara sextio procent (IEO, 2004).

Det finns för närvarande tio LNG-terminaler i Europa – fyra i Spanien, två i Frankrike, en i Belgien, en i Grekland, en i Italien och en i Portugal. Terminalernas totala mottagningskapacitet uppgår till cirka 2 000 miljarder m³ naturgas per år. Betydande infrastrukturella investeringar är planerade för att ytterligare öka kapaciteten för LNG-import. Nya LNG-terminaler planeras i Frankrike, Italien, Portugal, Spanien och Storbritannien (IEO, 2004).



Figur 9: Konsumtion av naturgas för ett urval av EU:s medlemsländer

Källa: EIA

Tekniska och säkerhetsmässiga aspekter

Teknisk utveckling har lett till reducerade kostnader för produktion, hantering och transport av LNG. Under de senaste tjugo åren har kostnaderna för import av LNG sjunkit med nästan trettio procent. Detta har varit, och förväntas även i framtiden vara, en bidragande orsak till ökad användning av LNG i Europa.

Därutöver har den tekniska utvecklingen som skett under senare år har lett till bättre säkerhet vid hantering och transport av LNG. Detta har varit en pådrivande faktor för den ökade användningen av LNG i Europa.

Regleringsfrågor inom EU

Traditionellt har storskaliga LNG-projekt i Europa genomförts av vertikalt integrerade företag i monopolsituation. Vertikal integration i detta sammanhang innebär att samma företag stått för investeringen i infrastrukturen som sålt gasen till slutförbrukaren. Priset som slutkunden betalat har således inkluderat både transporten av naturgas och själva gasen. Det vertikalt integrerade företaget har på så sätt kunnat täcka den stora initiala investeringskostnaden för infrastrukturen genom att ta ut ett högre pris av slutkunden än vad som varit fallet om handeln bedrivits i konkurrens.

Enligt EU:s nya naturgasmärknadsdirektiv som trädde i kraft den 1 juli 2004 krävs att juridiska personer som är verksamma inom nätverksamhet inte får vara verksamma inom handel med naturgas (EU, 2003). Vidare krävs tredjepartstillträde till LNG-terminaler, vilket innebär att ägare av LNG-terminaler inte kan vägra tillträde för andra aktörer till sina anläggningar. Kravet på åtskillnad och tredjepartstillträde kan leda till mindre gynnsamt

investeringsklimat för nya LNG-anläggningar genom den reducerade möjligheten att snabbt få avkastning på insatt kapital (Tønjes, 2003). Det beror på att det inte längre finns någon möjligheten att finansiera de höga investeringskostnaderna genom intäkter från handelsverksamheten.

5 Utvecklingsmöjlighet av LNG-användningen i Sverige

Naturgas började användas i Sverige 1985. Naturgasförbrukningen ökade snabbt fram till början av 1990-talet för att därefter avta något. År 2004 stod industrin och kraft- och värmeverk vardera för cirka 40 procent av naturgasanvändningen i Sverige. Resterande 20 procent förbrukades av bostäder, lokaler och vissa mindre industrier. En mindre del användes även som fordonsbränsle.

På den svenska naturgasmarknaden finns ingen inhemsk utvinning av naturgas. Det finns dock en rörledning från Danmark till Sverige som möjliggör import. Från Danmark går rörledningar till kontinenten, vilket innebär att Sverige är sammankopplat med det kontinentala rörledningssystemet. Naturgasen kan köpas i Danmark eller från annat land om den transiteras via det danska rörledningssystemet. Naturgasen som används i Sverige kommer i huvudsak från de danska fälten Tyra och Harald i Nordsjön.

Utbyggnad av rörledningssystemet för naturgas är förknippat med höga investeringskostnader, speciellt i ett land som Sverige med låg befolkningstäthet. LNG kan då vara ett alternativ till överföring av naturgas via rörledningar. I Sverige finns ännu inte någon storskalig LNG-terminal som kan förse det svenska rörledningssystemet med naturgas. Däremot finns två mindre LNG-anläggningar i Linköping och Uppsala. Dessa används för back-up vid produktionen av biogas till fordon.

I länder med en utvecklad infrastruktur för naturgas speglar användningen av LNG en substitution mellan olika transportformer av naturgas. Användningen av LNG har ökat mest på grund av kapacitetsbegränsningar i rörledningarna. För Sveriges del tycks en eventuell import av LNG i huvudsak utgöra en substitution mellan energislag. På längre sikt kan dock import av LNG även innebära en avhjälpling vid lagrings- och topplastproblem.

Sveriges förväntade naturgasanvändning

Energimyndigheten och Naturvårdsverket har gemensamt uppskattat den framtida användningen av naturgas i en rapport till regeringen juni 2004 (STEM, 2004). Myndigheterna har valt att begränsa sig till att beskriva utvecklingen av energisystemet utifrån antaganden om den ekonomiska utvecklingen. I myndigheternas huvudalternativ antas tillförseln av bränslen öka, vilket bland annat beror på ett ökat transportarbete och att en minskad elproduktion i kärnkraftverken medför en ökad förbränningsbaserad elproduktion. De största förändringarna som förväntas ske är bortfallet av kärnkraftproduktion samt en ökad användning av naturgas. Naturgastillförseln väntas öka till 15 TWh per år till 2010 och till 50 TWh per år till 2020. Myndigheterna gör därför bedömningen att

stamledningen för naturgas kommer att behöva byggas ut samt att det kan bli aktuellt med import av LNG.

Avgörande för hur mycket energi det svenska rörledningssystemet kan transportera är vilken lastfaktor marknaden har och till vilken plats i landet naturgasen ska transporteras. Den årliga kapaciteten i det svenska systemet uppgår till 17-18 TWh per år (SOU 2004:129).

En förutsättning för att få en väl utvecklad konkurrenssituation är att den svenska infrastrukturen byggs ut. Ända sedan introduktionen i Sydsverige har nackdelarna med bara en tillförselväg och få dominerande aktörer påtalats från användarna av naturgas (SOU 2004:129). Med en mer utbyggd infrastruktur skulle dessa nackdelar kunna minskas eller helt elimineras.

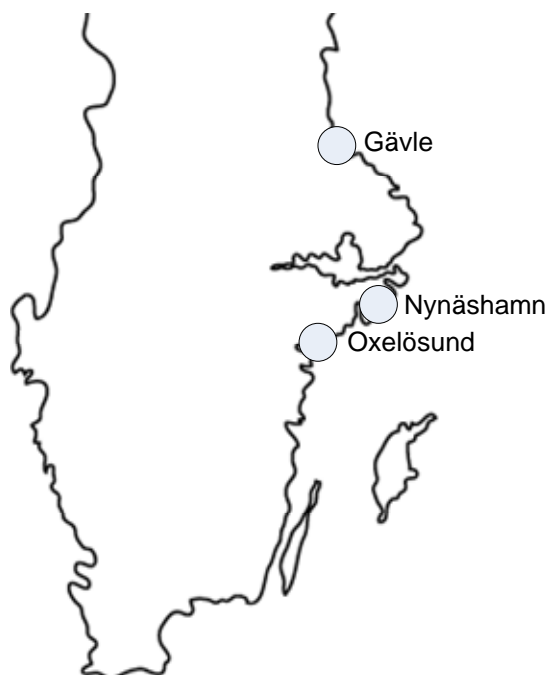
Pågående projekt

LNG har på grund av sina förhållandevis höga initiala investeringskostnader historiskt sett inte kunnat konkurrera med rörburen naturgas i någon större omfattning i Norden (SOU 2004:129). Senare års kostnadsreduktioner vid produktion, hantering och transport av LNG har i viss mån förändrat detta. För närvarande undersöker flera företag i Sverige möjligheterna att importera LNG, se Figur 10.

Fortumkoncernen är involverade i naturgasmarknaden via *AB Fortum Värme* och *Svensk Naturgas AB*. Svensk Naturgas undersöker möjligheterna att introducera naturgas i Mellansverige, antingen via rörburen transport från Ryssland eller med LNG. Svensk Naturgas har uppskattat den potentiella marknaden för naturgas i Mellansverige till 20-30 TWh. Svensk Naturgas projektplanerar även en LNG-terminal i Gävle för driftstart 2009. Gasleveranser förväntas huvudsakligen ske till basindustrin.

Fortum Värme undersöker för närvarande möjligheterna att ersätta stadsgasen i Stockholm med naturgas. Detta kan skapa en säkrare råvarutillförsel av gas men kräver speciallösningar för transporten av LNG. Det har beräknats att fartyg med en kapacitet på cirka 10 000 m³ kommer att behövas. Dagens LNG-fartyg har dock betydligt större kapacitet. Företaget undersöker även möjligheten att anlägga en LNG-terminal i Nynäshamn.

Sydkraft AB har annonserat planer på att bygga en LNG-terminal i Oxelösund kommun. Målet är driftstart 2008-2009. Förvaringskapaciteten i terminalen planeras till mellan 100 000 och 300 000 m³. Det skulle kräva leveranser från mellan tre till fyra fartyg per månad med en lastkapacitet på 70 000 till 150 000 m³.



Figur 10: LNG-projekt under utvärdering i Sverige.

Hur ser möjligheterna ut för svensk LNG-import?

Det finns flera faktorer som påverkar den framtida utvecklingen av en svensk naturgasmarknad. Det är därmed nödvändigt för den fortsatta diskussionen att översiktligt belysa hur naturgasmarknaden bedöms utvecklas.

Enligt svenska naturgasföretags bedömningar är potentiella tillväxtregioner för gasleveranser, i ett 5-10 års perspektiv, syd- och västkusten, Småland, Östergötland, Mälardalen och Bergslagen. Den genomförbara potentialen uppges främst påverkas av beskattning, tillgång till infrastruktur, transportvillkor samt kostnad för gas. Bedömningen av framtida potential förutsätter att den framtida kraftvärmebeskattningen inte förändras så att naturgas missgynnas i den utsträckning att andra energislag föredras framför naturgas.

Ledningskapaciteten i stamledningen bedöms av befintliga aktörer vara tillräcklig för att importera och leverera naturgas till ovan nämnda potentialer längst syd- och västkusten, Småland och Östergötland. För närvarande investeras i utbyggnad för vidare dragning av rörledningssystemet nordost från Gislaved till Jönköping och Östergötland. Den tillkommande volymen naturgas bedöms av aktörerna motsvara drygt 10 TWh på medellång sikt.

För leveranser till Mälardalen och Bergslagen krävs dels ökad importkapacitet, dels ökad kapacitet i det befintliga rörledningssystemet. Den bedömda potentialen i regionen uppges av aktörerna uppgå till 20-30 TWh, vilket tillsammans med ovan nämnda regioner innebär att den svenska naturgasförbrukningen skulle växa till fyra gånger dagens volym.

Tre tillförelalternativ för kompletterande naurgasleveranser till Sverige kan identifieras:

(1) Import via en ny rörledning från det europeiska gasnätet via Tyskland. Projektet går under namnet *Baltic Gas Interconnector* (BGI) och bedrivs tillsammans med svenska, danska och tyska energiföretag. Något investeringsbeslut beträffande ledningen har ännu inte tagits.

(2) Import av naturgas från Ryssland via en ny rörledning som i sin tur ansluter till en ny rörledning i Östersjön, den så kallade *North European Gas Pipeline*. En sådan anslutning skulle ekonomiskt möjliggöra naturgasleveranser till Mälardalen och Bergslagen beroende på bland annat förväntat lägre transportkostnader och naturgaspris. Ännu kvarstår dock osäkerheter rörande detta projekt.

(3) Import av LNG. Detta skulle kunna ske till såväl västkusten som ostkusten. Exempelvis pågår diskussioner om småskaliga LNG-terminaler som anläggs i anslutning till leveransregionerna. En sådan lösning skulle möjliggöra naturgasleveranser till Mälardalen och Bergslagen beroende på bland annat kostnader för LNG-terminal, transportkostnad och naturgaspris.

Oavsett tillförelalternativ kan det konstateras att betydande investeringar krävs för att realisera den bedömda marknadspotentialen fullt ut.

Vid en kostnadsjämförelse mellan en utbyggnad av rörledningssystemet till Mälardalen eller anläggning av LNG-terminaler, förefaller det som att en utbyggnad av rörledningar kan ske till en något lägre kostnad. Det bör dock noteras att om marknaden växer till sin estimerade potential kommer den rörburna överföringskapaciteten inte att vara tillräcklig. Detta kan leda till ett behov av ytterligare investeringar i rörledningar och därmed skifta relativkostnaden till fördel för LNG.

Det är dock viktigt att poängtera att projekten är avhängiga kundernas vilja att använda naturgas. En utbyggnad av rörledningarna i Sverige innebär att en större volym måste avsättas för att det ska vara ekonomiskt lönsamt jämfört med en import av LNG. Det beror på att import av LNG kan ske med mindre volymer.

Ur ett marknadsperspektiv förefaller det som att LNG har en fördel jämfört med rörburen transport av naturgas. LNG-import skapar en större flexibilitet för marknadsaktörerna vilket gynnar konkurrensen. Därutöver innebär LNG-import en möjlighet att möta säsongvariationer i energiefterfrågan på ett mer effektivt sätt. Aktören har dessutom möjligheten att använda många olika källor vilket begränsar den politiska och ekonomiska osäkerhet som en geografiskt fixerad rörledning kan innebära.

Marknadsförutsättningar

På senare år har flera faktorer förändrat LNG-marknaden och skapat nya möjligheter för köpare och säljare. Kostnadsreduktioner för hantering och transport har gjort det möjligt för investerare att säkra finansiering genom att sälja enbart delar av den planerade kapaciteten med långtidskontrakt och behålla delar av kapaciteten för försäljning på korttidskontrakt vid ett senare datum. Därutöver har det ökade antalet LNG-fartyg bidragit till en mer flexibel transportmarknad för LNG.

I takt med att nya sätt att bedriva handel med LNG utvecklas, upplever köpare av LNG en ökad flexibilitet. År 2001 svarade spothandeln för åtta procent av den globala LNG-handeln. Därutöver utvecklas swap-avtal och arbitrage mellan regionala marknader för att fånga prisskillnader mellan marknader. Ytterligare flexibilitet kommer troligtvis att uppstå baserat på det faktum att säsongsmönster i efterfrågan av LNG skiljer sig åt mellan importländerna. Delar av LNG-handeln rör sig således från bilaterala långtidskontrakt mot en struktur som är mer flexibel och mer känslig för marknadssignaler (IEA, 2002).

Institutionella förutsättningar

Svenska naturgasföretag uppger att ett hinder för att bygga nya hamnanläggningar för import av LNG i Sverige är osäkerheterna kring investeringen. Denna osäkerhet uppstår inte enbart som en ren finansiell osäkerhet, utan också som en politisk osäkerhet. Detta argument förstärks med tanke på investeringens livslängd. Vidare försvåras investeringsbeslut generellt av utdragna och krävande tillståndsprövningar. Den långa tidsaspekten kan ändra förutsättningarna för en investering och fördyra projektet.

Den 1 juli 2005 träder en ny naturgaslag i kraft baserad på EU:s nya naturgasdirektiv. Lagen innehåller bland annat krav på åtskillnad mellan nätverksamhet och handelsverksamhet. Därutöver införs krav på reglerat tredjepartstillträde till LNG-terminaler, vilket innebär att ägare av LNG-terminaler inte kan vägra tillträde för andra aktörer till sina anläggningar (prop. 2004/05:62). Kravet på åtskillnad mellan nätverksamhet och handelsverksamhet samt kravet på tredjepartstillträde till LNG-terminaler kan minska incitamenten för investeringar genom att det kan komma att reducera möjligheten till snabb avkastning på insatt kapital. För att uppmuntra att storskaliga infrastrukturprojekt ändå genomförs innehåller direktivet en möjlighet till undantag från reglerna om marknadsöppning i den infrastruktur som omfattas av investeringen.

Jämförande analys av LNG-användningen i Europa och Sverige

En komparativ analys av utvecklingen av LNG-användningen i Europa och Sveriges förutsättningar för ökad LNG-import visar på flera sammanfallande faktorer men också några som skiljer sig åt.

I Europa används LNG huvudsakligen som ett komplement till naturgas i en befintlig infrastruktur. Naturgas användes i regel i stor omfattning redan innan LNG introducerades. I Sverige handlar en eventuell introduktion av LNG främst om att substituera andra energislag mot naturgas, inte huruvida naturgasen ska importeras via rörledningar eller som LNG.

Strävan efter att diversifiera sin energimix är gemensamt för Sverige och Europa. Även här finns dock skillnader. För Sveriges del handlar det om ökad användning av naturgas generellt medan det för Europa handlar om ökad användning av LNG i förhållande till rörburen naturgas.

Begränsningar i rörledningarnas överföringskapacitet tvingar Europeiska aktörer att söka alternativa tillförselalternativ som ligger utanför befintliga nätverk. Detta kan förklara delar av den ökade LNG-importen som skett till Europa. Vidare har närheten till befintliga rörledningssystem reducerat kostnaderna för LNG-import i Europa. För att möjliggöra LNG-import till Sverige krävs dels investeringar i LNG-terminaler, dels investeringar i ökad rörledningsskapacitet till kunderna efter återförgasningen. Det gör att förutsättningarna för LNG skiljer sig markant från förutsättningar i övriga Europa.

Det handelssystem som börjar ta form för LNG underlättar import. Spothandeln bidrar med en ökad flexibilitet och möjliggör import av mindre kvantiteter. För Sveriges del underlättar detta en initial utbyggnad av LNG-terminaler och LNG-import. Därutöver underlättar den utökade fartygskapaciteten Sveriges möjligheter att påbörja import i större omfattning.

6 Slutsatser

Transport

LNG har på grund av sina förhållandevis höga initiala investeringskostnader historiskt sett inte kunnat konkurrera med rörburen naturgas i någon större utsträckning. På senare tid har kostnaden för hantering och transport av LNG dock reducerats kraftigt. Vidare har det skett en kraftig ökning av LNG-fartygens transportkapacitet. Detta har medfört ökade möjligheter för Sverige att importera LNG.

LNG kan vara ett alternativ i Sverige där transportavståndet är för stort för rörledningstransport. LNG är kostnadseffektivt vid transport som överstiger cirka 3 500 km om alternativet är landbaserad rörledning. Detta innebär att en utbyggnad av den befintliga rörledningen nordost från västkusten förefaller vara ett billigare transportsalternativ jämfört med sjöburen import av LNG till nya terminaler kring Mälardalen. Vid mindre kvantiteter än full kapacitet på rörledningarna kan det dock bli billigare med LNG. Alternativen att bygga rörledningar för import från Tyskland (Baltic Gas Interconnector) respektive Ryssland (North European Gas Project) blir troligen dyrare än sjöburen LNG-import.

Försörjningstrygghet

I ett nationellt perspektiv kan LNG på lång sikt bidra till att trygga energiförsörjningen i Sverige och minska beroendet av ett fåtal energislag. Detta minskar sårbarheten vid störningar i energitillförseln och ökar flexibiliteten i energiförsörjningen allteftersom andra energikällor blir för kostsamma eller fasas ut.

Vidare möjliggör kondensering av naturgas lagring och därmed bättre möjligheter att möta energibehovet i perioder med hög efterfrågan. I regioner där rörledningkapacitet är kostsamt och där energibehovet är säsongberoende kan LNG därför också användas för att möta kortsiktiga variationer i energiefterfrågan och säkra säsongsmässig lastutjämning. Huruvida detta kan vara ett alternativ i Sverige är dock oklart.

Marknadsflexibilitet

Import av LNG till regioner som inte har tillgång till rörburen naturgas förbättrar konkurrensen på den svenska energimarknaden. Kunder erbjuds möjlighet att substituera mellan fler energislag än tidigare. Substitutionsmöjligheterna bestäms av tekniska förutsättningar samt av relativpriset mellan olika energislag.

Jämfört med rörburen naturgas kan LNG skapa en större flexibilitet för marknadsaktörerna vad gäller handelspartner och volymer. LNG medför även ett minskat beroende av transitländer jämfört med rörburen naturgas.

Vidare kan LNG vara ett alternativ som introduktion av naturgas på en marknad under uppbyggnad som initialt saknar volymer för rörledningstransport eller på mindre marknader där rörledningar inte är ekonomiskt motiverade.

Politisk osäkerhet om naturgas

Befintliga aktörer på den svenska naturgasmarknaden uppger att osäkerheten kring investeringen är ett hinder för att bygga terminaler för import av LNG i Sverige. Denna osäkerhet uppstår inte enbart som en finansiell och marknadsmässig risk, utan aktörerna uttrycker också en osäkerhet över framtida energipolitik. Betydelsen av denna osäkerhet förstärks med tanke på långsiktigheten i investeringen.

Marknadens konkurrensutsättning

Den 1 juli 2005 träder en ny naturgaslag i kraft i Sverige. Lagen, som baseras på EU:s nya gasmarknadsdirektiv, syftar till att skapa en effektiv naturgasmarknad genom att öppna marknaden för konkurrens. Som en del i konkurrensutsättningen av marknaden införs krav på åtskillnad mellan nätföretag och handelsföretag samt krav på reglerat tredjepartstillträde till LNG-terminaler. Kravet på åtskillnad mellan nätverksamhet och handelsverksamhet samt kravet på tredjepartstillträde till LNG-terminaler minskar incitamenten för investeringar genom att det kan komma att reducera möjligheten till snabb avkastning på insatt kapital. Nya storskaliga investeringar i naturgasinfrastruktur riskerar således att inte bli lönsamma på en konkurrensutsatt marknad.

För att uppmuntra att storskaliga infrastrukturprojekt ändå genomförs innehåller den nya naturgaslagen en möjlighet till undantag från reglerna om marknadsöppning i den infrastruktur som omfattas av investeringen. Energimarknadsinspektion ser för närvarande inte något behov av sådana undantag. Det är viktigt att framhålla att konkurrensen på marknaden på lång sikt inte får hämmas.

Referenser

- EIA – Energy Information Administration. (1997). *Worldwide natural gas supply and demand and the outlook for global LNG trade*. Washington DC, USA.
- EIA – Energy Information Administration. (2003). *The global liquefied natural gas market: Status and outlook..* Washington DC, USA.
- EIA – Energy Information Administration. (2004). *International Energy Outlook 2004*. Washington DC, USA.
- IEA – International Energy Agency. (2002). *Flexibility in natural gas supply and demand*. OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), Paris, Frankrike.
- IEA – International Energy Agency. (2004). *Energy price and taxes vol 2004 release 02*. OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), Paris, Frankrike.
- IEA – International Energy Agency. (2004). *Natural Gas Information 2004*. OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), Paris, Frankrike.
- IELE – Institute for Energy, Law and Enterprise (2003). *Introduction to LNG: An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, safety considerations*. University of Houston Law Centre, Institute for Energy, Law and Enterprise.
- IEO – International Energy Outlook. (2004). *International Energy Outlook 2004*. Energy Information Administration, Washington DC, USA.
- Eurogas. (2004). *Annual report 2003-2004*. Bryssel, Belgium.
- EU – Europeiska Unionen. (2003). *Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/55/EG om gemensamma regler för den inre marknaden för naturgas och upphävande av direktiv 1998/30/EG*.
- Fitzsimmons, I. (2004). LNG steps on the gas. *Offshore Engineering*, November upplagan.
- K&S – King & Spalding International LLP. (2004). *LNG in Europe: An overview of European Import Terminals*. King & Spalding International, London, England.
- OECD – Organization for Economic Cooperation and Development. (Årlig). *Natural Gas Information*. International Energy Agency, Paris, Frankrike.
- SOU 2004:129 – Statlig offentlig utredning. (2004). *El- och naturgasmarknaderna, energimarknader i utveckling*. Fritzes Offentliga Publikationer, Stockholm.
- STEM – Statens energimyndighet. (2004). *Prognoser över utsläpp av växthusgaser*. Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004.
- STEM – Statens energimyndighet. (2003). *Energiläget i siffror 2003*. Statens energimyndighet, Eskilstuna.
- Regeringen. (2005). Regeringens proposition 2004/05:62, *Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m.*
- Tönjes, C. (2003). *The future role of LNG in the European gas market*. Presenterat vid ett CIEP seminarium den 21 oktober 2003.