

## Norsk gas i Sverige och Finland – konkurrenskraftig om politikerna vill

*Norden redovisar en mycket begränsad förbrukning av naturgas. Mot bakgrund av de ljusa framtidsutsikterna för Europas långsiktiga gasförsörjning diskuterar Marian Radetzki förutsättningarna för ökad gaskonsumtion i de nordiska länderna. Kostnaderna och logistiken för tillförsel av norsk gas till Mellansverige och södra Finland granskas i detalj. Norsk gas har förutsättningar att bli konkurrenskraftig längs den planerade rörledningen, men mot bakgrund av en ryckig energipolitik med oklara premisser är det osannolikt att privatinvesterare kan förmås satsa det behövliga investeringskapitalet. Långtgående politiska garantier synes nödvändiga för att få investeringen genomförd.*

### Inledning

Norden utgör en halvt jungfrulig marknad för naturgas. Gasen introducerades relativt sent, och trots successiv tillväxt är gasmarknaden liten i ett europeiskt perspektiv, både i absoluta och relativa termer.

Syftet med föreliggande artikel är att utforska de frågor som uppkommer vid införandet av en storskalig expansion av gasanvändningen i Norden, och då främst Sverige och Finland. Sannolikheten för en sådan expansion har ökat starkt genom flera faktorer som tillkommit under de senaste 10-20 åren och som förstärkt gasens attraktivitet som energikälla. Till dessa hör: (a) slående minskningar av kostnaderna för gasproduktion och betydande prissänkningar; (b) en växande uppfattning att de potentiella gastillgångar som kan tillfredsställa europeiska behov är rikliga; (c) sannolikheten för ökande konkurrensinslag på den europeiska gasmarknaden; (d) imponerande förbättringar i gasanvändningens teknologi; och (e) en växande medvetenhet om gasens miljö-mässiga fördelar.

I artikeln kvantifieras först den framtida efterfrågan på energi i Sverige och Finland, jämte gasens potentiella andel. Sedan analyseras kostnaderna för gasleveranser i Sverige och Finland, i synnerhet kostnaderna för den nödiga infrastrukturen. Leveranstryggheten under alternativa arrangemang behandlas också. Kostnaderna för gasleveranser jämförs därefter med kostnaderna för alternativa energikällor. I det femte avsnittet undersöks hur statsmakterna kan främja en bredare introduktion av gas i Sverige och Finland. Slutligen ges en kort sammanfattning av forskningsrön och slutsatser.

Kvantiteter har angivits i miljoner ton oljeekvivalenter (MTOE). En MTOE motsvarar 1,11 miljarder kubikmeter (BCM) gas eller 11 TWh (brutto). Växelkursen har satts till 7,30 kr per dollar, så att en enhetskostnad om 0,10 kr/KWh motsvarar 4,03 dollar/mmBTU. Kron- och dollarbeloppen anges i konstanta 1995 års värden.

### Potentialen för ökad gasanvändning i Norden

I ett europeiskt perspektiv är nuvarande gaskonsumtion i Norden marginell. Västeuropas förbrukning 1994 uppgick till 257 MTOE; Norden förbrukade blott 5,9 MTOE. I mycket är gasens ringa betydelse en konsekvens av att Norden är gles befolkad. För att bli ekonomisk kräver gasen stora volymer och befolkningskoncentrationer. Norge har ingen kommersiell förbrukning alls av gas. Den svenska konsumtionen är mycket begränsad. Gas-förbrukningen i Danmark och Finland är något mer betydelsefull. Aktuella nordiska siffror framgår av *Tabell 1*.

Ingen vet hur stor den framtida gaskonsumtionen i Norden kommer att bli. Vissa bestämda sifferuppgifter krävs dock som utgångspunkt för en ekonomisk bedömning av kostnader för framtida gasleveranser. I *Tabell 1* presenterar jag en uppsättning sannolika data för detta ändamål. De framskrivningar till år 2010 som tabellen *Tabell 1 Aktuell och prognostiserad total primär energiförbrukning (TPEF) och gaskonsumtion*

|                            | 1994 |               |       | 2010       |      |               | Gaskonsumtions-<br>Ökning 1994–2010 |            |        |       |            |
|----------------------------|------|---------------|-------|------------|------|---------------|-------------------------------------|------------|--------|-------|------------|
|                            | TPEF | Gaskonsumtion |       |            | TPEF | Gaskonsumtion |                                     |            | Totalt | Kraft | Övrig<br>t |
|                            |      | Totalt        | Kraft | Övrig<br>t |      | Totalt        | Kraft                               | Övrig<br>t |        |       |            |
| Norge                      | 20,3 | 0             | 0     | 0          | 22,0 | 1,0           | 0                                   | 1,0        | 1,0    | 0     | 1,0        |
| Danmark                    | 20,6 | 2,5           | 0     | 2,5        | 18,0 | 5,0           | 2,5                                 | 2,5        | 2,5    | 2,5   | 0          |
| Sverige                    | 43,7 | 0,7           | 0     | 0,7        | 49,0 |               |                                     |            |        |       |            |
| SV Sverige                 |      |               |       |            |      | 1,2           | 0                                   | 1,2        | 0,5    | 0     | 0,5        |
| Mellansverige <sup>a</sup> |      |               |       |            |      | 3,0           | 1,2                                 | 1,8        | 3,0    | 1,2   | 1,8        |
| Mellansverige <sup>b</sup> |      |               |       |            |      | 6,0           | 4,2                                 | 1,8        | 6,0    | 4,2   | 1,8        |
| Finland                    | 22,9 | 2,7           | 0     | 2,7        | 26,0 | 6,7           | 2,0                                 | 4,7        | 4,0    | 2,0   | 2,0        |

<sup>a</sup> Kärnkraft intakt. <sup>b</sup> Delavveckling av kärnkraft

*Källor:* Aktuell, BP [1995]. Prognos, egna bedömningar baserade på CERA [1995]; IEA [1995a]; NC [1994]; och ÅF [1995].

innehåller har inspirerats av nyligen publicerade studier enligt källangivelserna under tabellen. Siffrorna skiljer mellan gaskonsumtion för kondenskraftproduktion (kraft) respektive övriga användningsområden. De senare inkluderar kombinerade kraft- och värmeverk.

Norge och Danmark kan behandlas summariskt i dessa framtidsbedömningar. Norsk gaskonsumtion förväntas förbli betydelselös under hela den studerade perioden. Dansk konsumtion kommer att öka när gas ersätter kol i landets kraftsektor, men infrastrukturen är redan på plats, varför gasens gradvis ökade roll inte medför några revolutionerande förändringar i det danska energisystemet.

Befintliga prognoser pekar på Sverige och Finland som de länder i Norden där potentialen för gastillväxten är störst. Denna potential är dessutom sammanlänkad, ty en kombinerad satsning i båda länderna ger betydande stordriftsfördelar. Större delen av konsumtionsökningen väntas äga rum inom begränsade geografiska områden med relativt tät befolkning.

För en analys av omständigheterna i Sverige är det lärorikt att separera konsumtionsutvecklingen längs den befintliga rörledningen i landets sydvästra del och den längs en ny rörledning i Mellansverige, från en "ingångspunkt" vid Göteborg via Jönköping, Linköping, Stockholm och Uppsala till en "utgångspunkt" i närheten av Gävle.

Svensk konsumtion i mitten av 1990-talet, 0,7 MTOE, försörjs från Danmark, och äger rum i landets sydvästra del. Denna marknad förväntas växa till 1,2 MTOE år 2010 och förbli ett bihang till den danska gasmarknaden.

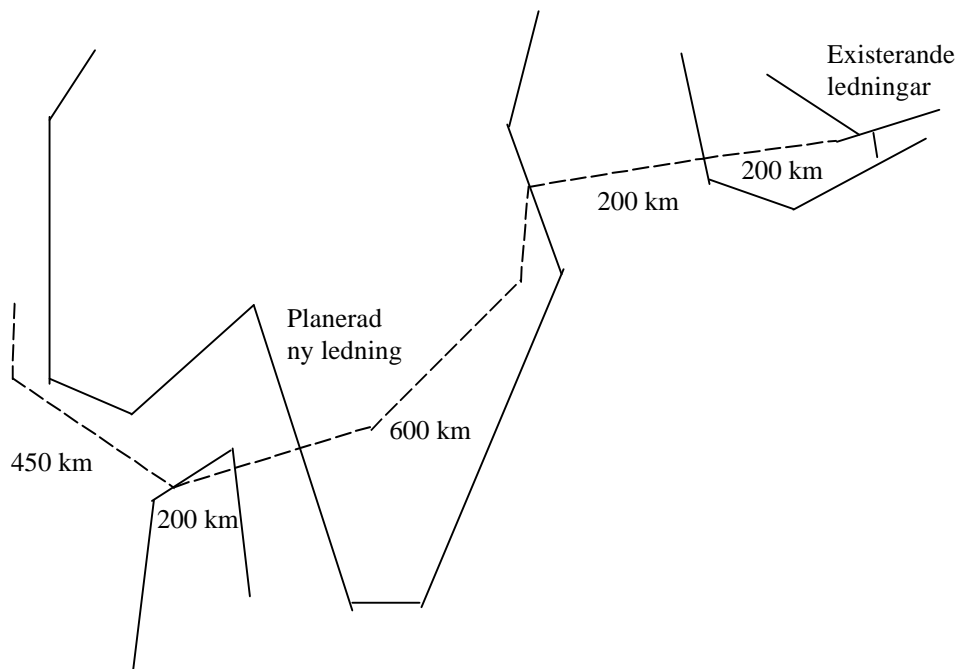
Den potentiella gaskonsumtionen år 2010 längs en ny rörledning genom Mellansverige kan med fördel delas upp på tre separata komponenter. Den första, dominerad av kombinerad kraft- och värmeproduktion men också omfattande industrins och handelns behov, har uppskattats till 1,8 MTOE. Den andra, motsvarande 1,2 MTOE, avses tillgodose de växande behoven av kondenskraft. Den tredje och största komponenten, 3 MTOE eller mer, skulle ersätta den kärnkraftskapacitet som kan ha avvecklats vid tidpunkten. De tre komponenterna tillsammans uppgår till 3 MTOE om kärnkraftsproduktionen förblir intakt men ökar till 6 MTOE för den händelse en del av kärnkraften tas ur drift.

Stordriftsfördelarna vid transport av gas gör att den svenska kärnkraftspolitiken har stor betydelse för gasens ekonomi i Mellansverige.

Till Finland levereras gas för närvarande via en rörledning från den ryska gränsen genom en stor del av landets södra del. Omkring hälften av den totala efterfrågan i mitten av 1990-talet, 2,7 MTOE, härrörde från kombinerade kraftvärmeverk, återstoden förbrukades inom industrin.

Energipolitiska överväganden i Finland har avgörande betydelse för framtida gaskonsumtion. Regeringen är inte villig att tillåta gas i kondenskraft för såvitt inte leveranserna från Ryssland kan kompletteras med gas från annan källa (NC [1994]). Samtidigt har Finlands riksdag fattat beslut om att inte ytterligare öka utbyggnaden av kärnkraft.

**Figur 1 Planerad rörledning för gas från Norge genom Mellansverige till Finland**



Den potentiella ökningen av efterfrågan fram till 2010 utgår från att det befintliga rörsystemet utsträcks till västkusten och förbinds med en rörledning som tillhandahåller norsk gas. En sådan förbindelse förutsätter samordning med Sverige, då leveranser av norsk gas inte kan motiveras med enbart finska behov. Med dessa förbehåll kan den totala efterfrågan av gas väntas växa med 4 MTOE, varav 2 MTOE för kondenskraft. Utan tillgång till norsk gas skulle efterfrågan i Finland vara politiskt begränsad, och kraftproduktionens behov skulle sannolikt behöva tillgodoses genom import av kol.

I följande överväganden antas hela den finska marknadens expansion bli tillgodosedd, åtminstone avtalsmässigt, med norsk gas. Följande fall för leverans av norsk gas via ett nytt rörsystem till Sverige och Finland behöver då analyseras:

|   | Potentiell gasvolym,<br>MTOE/år |
|---|---------------------------------|
| 1. Sverige 6 (partiell kärnkrafts-<br>avveckling) och Finland 6 | 10                              |
| 2. Sverige 3 (ingen kärnkrafts-<br>avveckling) och Finland 4    | 7                               |
| 3. Endast Sverige (partiell kärn-<br>kraftsavveckling)          | 6                               |
| 4. Endast Sverige (ingen kärn-<br>kraftsavveckling)             | 3                               |

### Vad kommer det att kosta?

Den grundläggande strukturen för norska gasleveranser till Sverige och den vidare förbindelsen med Finland återges i *Figur 1*.

Studier från mitten av 1990-talet, brukar peka ut Kårstø i närheten av Stavanger, som den mest sannolika utgångspunkten för skeppningar till Sverige och Finland. En ny rörledning behöver dras från Kårstø över norra Jylland, för att landa i närheten av Göteborg, en sträcka på totalt ca 650 km. En stamledning måste sedan byggas

**Tabell 2 Investeringsbehov och styckkostnad för att transportera norsk gas till Sverige och Finland**

|                              | Avst<br>km | Flöde<br>MTOE | Investering |       | Styckkostnad<br>\$/mmBTU |
|------------------------------|------------|---------------|-------------|-------|--------------------------|
|                              |            |               | SEK mdr     | \$ m  |                          |
| <i>Gemensamt</i>             |            |               |             |       |                          |
| Kårstø–Göteborg              | 650        | 10            | 8,5         | 1 160 | 0,40                     |
| Göteborg–Gävle               | 600        | 10            | 7,5         | 1 030 | 0,40                     |
| Total                        | 1250       | 10            | 16,0        | 2 190 | 0,80                     |
| <i>Sverige</i>               |            |               |             |       |                          |
| Gemensamt, som ovan          |            |               |             |       | 0,80                     |
| Grenledningar                | 700        | 6             | 3,5         | 480   | 0,30                     |
| Lager                        |            |               | 2,2         | 300   | 0,20                     |
| Total kostnad till Sverige   |            |               |             |       | 1,30                     |
| <i>Finland</i>               |            |               |             |       |                          |
| Gemensamt, som ovan          |            |               |             |       | 0,80                     |
| Gävle–Åbo                    | 200        | 4             | 2,0         | 270   | 0,30                     |
| Åbo–existerande<br>ledning   | 200        | 4             | 1,8         | 250   | 0,20                     |
| Grenledningar                | 300        | 4             | 1,2         | 160   | 0,20                     |
| Total kostnad till Finland   |            |               |             |       | 1,50                     |
| Totala investeringar, fall 1 |            |               | 26,7        | 3 650 |                          |

från Göteborg genom Mellansverige, med slutstation vid Gävle, eller längre söderut om ingen gas förs vidare till Finland. Distansen är ca 600 km.

Vidare behövs grenledningar till regionala svenska distributionscentra. Den totala längden på dessa har uppskattats till ca 700 km.

För att fungera smidigt behöver den svenska marknaden en del lagringskapacitet för att utjämna tillfälliga fluktuationer. Den nya finska marknaden antas däremot klara sig utan nya lagerutrymmen. Grenledningarna och lagerinstallationerna framgår inte av *Figur 1*.

För att tillgodose Finlands behov, måste stamledningen dras ca 200 km under Bottenviken och därefter ytterligare 200 km för att kopplas ihop med det existerande rörledningssystemet som transporterar rysk gas.

Liksom i Sverige, krävs grenledningar med en uppskattad längd av ca 300 km.

Det har gjorts ett flertal skattningar av investeringsbehovet för att bygga ett sådant rörledningssystem och av styckkostnaden för levererad gas. Följande siffror bygger på dessa skattningar och integrerar dem med uppgifter från intervjuer med berörda parter, exempelvis Gasum i Finland, Stockholm Energi och Vattenfall Naturgas. Siffrorna bygger också på skattningar av såväl allmänna som specifika kostnader för gasleveranser, publicerade av IEA (IEA [1995b]), och på opublicerat material från Världsbanken. Jag har nyttjat standardiserade antaganden om installationernas livslängd, och 10 procents real avkastning på det investerade kapitalet.

Även om kostnadsuppgifterna är ungefärliga, förmedlar de dock en klar indikation om gasens ekonomi i jämförelse med alternativa energikällor.

*Tabell 2* analyserar transportkostnaderna. Vart och ett av de fyra fallen behandlas för sig. Fall 1 omfattar totala årliga gasleveranser om 10 MTOE i stamledningen från Norge genom Sverige. Transporten till Finland antas

omfatta endast 4 MTOE. Den förutsätts dock vara byggd så att dess kapacitet lätt kan ökas till 10 MTOE för att tillåta maximal flexibilitet, exempelvis så att rysk gas får ersätta norsk gas i Finland och Sverige genom swap-arrangemang och med möjlighet att transportera en del rysk gas längre söderut i Norden. I fallen 2-4 har denna flexibilitet inte byggts in i systemet, och rörledningarna har anpassats till att klara de ovan uppgivna transportbehoven.

**Tabell 2 Investeringsbehov och styckkostnad för att transportera norsk gas till Sverige och Finland (forts)**

**Fall 2. Total volym 7 MTOE till Sverige och Finland**

|                              | Avst.<br>km | Flöde<br>MTOE | Investering |       | Styckkostnad<br>\$/mmBTU |
|------------------------------|-------------|---------------|-------------|-------|--------------------------|
|                              |             |               | SEK mdr     | \$ m  |                          |
| <i>Gemensamt</i>             |             |               |             |       |                          |
| Kårtsø–Göteborg              | 650         | 7             | 7,5         | 1030  | 0,50                     |
| Göteborg–Gävle               | 600         | 7             | 7,0         | 960   | 0,50                     |
| Total                        | 1250        | 7             | 14,5        | 1 990 | 1,00                     |
| <i>Sverige</i>               |             |               |             |       |                          |
| Gemensamt, som ovan          |             |               |             |       | 1,00                     |
| Grenledningar                | 700         | 3             | 3,0         | 400   | 0,50                     |
| Lager                        |             |               | 2,2         | 300   | 0,40                     |
| Total kostnad till Sverige   |             |               |             |       | 1,90                     |
| <i>Finland</i>               |             |               |             |       |                          |
| Gemensamt, som ovan          |             |               |             |       | 1,00                     |
| Gävle–Åbo                    | 200         | 4             | 2,0         | 270   | 0,30                     |
| Åbo–existerande ledningar    | 200         | 4             | 1,8         | 250   | 0,20                     |
| Grenledningar                | 300         | 4             | 1,2         | 160   | 0,20                     |
| Total kostnad till Finland   |             |               |             |       | 1,70                     |
| Totala investeringar, fall 1 |             |               | 24,7        | 3 370 |                          |

**Fall 3. Total volym 6 MTOE till Sverige enbart**

|                 | Avst<br>km | Flöde<br>MTOE | Investering |       | Styckkostnad<br>\$/mmBTU |
|-----------------|------------|---------------|-------------|-------|--------------------------|
|                 |            |               | SEK mdr     | \$ m  |                          |
| Kårtsø–Göteborg | 650        | 6             | 7,0         | 960   | 0,60                     |
| Göteborg–Gävle  | 600        | 6             | 6,5         | 890   | 0,50                     |
| Grenledningar   | 700        | 6             | 3,5         | 480   | 0,30                     |
| Lager           |            |               | 2,2         | 300   | 0,20                     |
| Summa           |            |               | 19,2        | 2 630 | 1,60                     |

|                 | Avst<br>km | Flöde<br>MTOE | Investering |       | Styckkostnad<br>\$/mmBTU |
|-----------------|------------|---------------|-------------|-------|--------------------------|
|                 |            |               | SEK mdr     | \$ m  |                          |
| Kårtsø–Göteborg | 650        | 3             | 7,0         | 960   | 1,20                     |
| Göteborg–Gävle  | 600        | 3             | 5,5         | 750   | 0,90                     |
| Grenledningar   | 700        | 3             | 3,0         | 400   | 0,50                     |
| Lager           |            |               | 2,2         | 300   | 0,80                     |
| Summa           |            |               | 17,7        | 2 410 | 3,40                     |

Två ytterligare kostnader måste läggas till för att få fram totalkostnaden för gas hos konsumenterna, nämligen kostnaden för gasen som sådan och distributionskostnaden från regionala distributionscentra.

Två måttstockar kan nyttjas för att fastställa det pris till vilket norska producenter kan vara villiga att teckna långfristiga avtal för gas FTP (fritt till pipeline) på Kårstø. Den första är en skattning av IEA (IEA [1995b]), vilken ger vid handen att en representativ produktionskostnad i de relevanta gasfälten i Nordsjön uppgår till 1,00–1,50 dollar/mmBTU. Sålunda har produktionskostnaderna vid Trollfältet bedömts ligga på 1,20 dollar. IEA antar också att kostnadsnivåerna under de närmaste 10–20 åren kan sänkas med 30–50 procent, till följd av kostnadssänkande teknisk och administrativ utveckling. Den andra måttstocken är priset på norsk gas som förs i land i Tyskland och Belgien. Detta pris har under senare år i genomsnitt legat något under 2,50 dollar/mmBTU (WGI, flera utgåvor) eller strax över 1,50 dollar om man drar av kostnaderna för transporten via rörledning på havsbotten från de norska gasfälten. Dessa bedömningar leder till den rimliga slutsatsen att gas borde kunna köpas FTP till ett pris som inte överstiger 1,50 dollar. Med den köparnas gasmarknad som förväntas i början av nästa sekel borde norrmännen vara angelägna att sälja till ett sådant pris, bl a för att förebygga vidgade ryska insteg på den skandinaviska marknaden.

Jämfört med förhållandena i centrala Europa, blir distributionskostnaderna i Sverige och Finland låga. Den nya marknaden i Norden kommer att domineras av storkunder som kraft- och fjärrvärmeverk samt industriella och kommersiella användare. Kostnaderna för distribution till kraftverken är praktiskt taget obefintliga, medan kostnaderna för att betjäna de övriga kundkategorierna bara utgör en bråkdel av kostnaderna för distribution till enskilda hushåll. För att förenkla resonemanget utgår jag från en genomsnittlig distributionskostnad om 0,4 dollar/mmBTU.

På bas av de här givna förutsättningarna, sammanfattar *Tabell 3* totalkostnaden för gas levererad till kunder i Mellansverige och Finland för de fyra behandlade fallen.

*Tabell 2* och *Tabell 3* belyser tydligt vikten av stordriftsfördelar i gastransporterna. Ekonomin förbättras starkt med växande volymer.

Av *Tabell 2* framgår att investeringskostnaderna inte faller så mycket när volymerna begränsas. I fall 1, med en total årlig kapacitet av 10 MTOE till Sverige och Finland, krävs investeringar på ca 3,7 miljarder dollar. I fall 2 med 30 procents lägre kapacitet minskar investeringskraven med endast 8 procent. Det ledningsnät som omfattar enbart Sverige i fallen 3 och 4 innebär givetvis betydligt lägre investeringsbehov.

Stordriftsfördelarna framstår också mycket tydligt i siffrorna för kostnader per levererad enhet. I fall I är kostnaden för att leverera gas till Sverige lägre än vid vidaretransport till Finland, beroende på både den högre svenska volymen och det kortare avståndet. I fall 2 blir de svenska kostnaderna högre, på grund av den lägre kvantitet som levereras. Med större svenska volymer (fall 1 och 3) innebär ett kombinerat svensk-finskt nätverk avsevärda kostnadsbesparingar för Sverige i jämförelse med kostnaderna för ett arrangemang som avser endast Sverige. Besparingarna blir dramatiska om de svenska importvolymerna är låga (fallen 2 och 4).

En kombinerad anläggning som betjänar både Sverige och Finland med norsk gas medför sålunda tydliga kostnadsfördelar för Sverige. För Finland är ett sådant arrangemang praktiskt taget nödvändigt för import av norsk gas. Ett rent finskt arrangemang skulle innebära oöverstigliga ekonomiska hinder med hänsyn till både volymer och avstånd. Men också andra viktiga, kommersiella, logistiska och politiska fördelar med en samman-koppling av gastillförseln från Norge och Ryssland via det föreslagna svensk-finska projektet bör nämnas:

- (a) Att två gaskällor är tillgängliga ger en långt större politisk och kommersiell leveranstrygghet än en enda källa. Detta har tydligt beaktats i den finska regeringens beslut att inte tillåta gasanvändning i kondenskraft-produktion försåvitt inte ännu en källa för leveranser kan anlitas.
- (b) Tillgång till två alternativa gaskällor erbjuder köparna en mer konkurrenspräglad tillförsel och möjlighet att nå avtal om lägre priser i framtida kontraktsförhandlingar.
- (c) Med utgångspunkt från transportlogistik och med hänsyn till Europa i dess helhet bör det vara billigare att förse Finland och Sverige med gas från Ryssland och att skeppa norsk gas söderut till Centraleuropa. Transportfördelarna kan mycket väl förverkligas genom swap-arrangemang, även om det föreligger

långtids-kontrakt för norska gasleveranser österut. Potentialen för ekonomiska swaps kan i sin tur förmå de norska leverantörerna att acceptera ett något lägre pris i kontrakten med Sverige och Finland än det pris som de skulle kräva om rörledningen slutade i östra Sverige.

Tabell 3 **Kostnad för norsk gas hos kunden i Mellansverige och Finland, \$/mmBTU**

|                      | Fall 1 | Fall 2 | Fall 3 | Fall 4 |
|----------------------|--------|--------|--------|--------|
| <i>Sverige</i>       |        |        |        |        |
| Transport (Tabell 2) | 1,30   | 1,90   | 1,60   | 3,40   |
| Gaspris Kårtsø       | 1,50   | 1,50   | 1,50   | 1,50   |
| Distribution         | 0,40   | 0,40   | 0,40   | 0,40   |
| Total                | 3,20   | 3,80   | 3,50   | 5,30   |
| <i>Finland</i>       |        |        |        |        |
| Transport (Tabell 2) | 1,50   | 1,70   |        |        |
| Gaspris Kårtsø       | 1,50   | 1,50   |        |        |
| Distribution         | 0,40   | 0,40   |        |        |
| Total                | 3,40   | 3,60   |        |        |

Skattningen av kostnaderna i fallen 1, 2 och 3 ger mycket uppmuntrande resultat vid jämförelse med de priser som betalas i Västeuropa. Större delen av gasleveranserna till Sverige och Finland i det föreslagna projektet skulle absorberas av storkunder med en årskonsumtion av mellan 5 och 100 miljoner kubikmeter (MCM). Leveranskostnaderna skulle då ligga mellan 3,20 och 3,80 dollar/mmBTU. Som jämförelse kan nämnas att gas-förbrukare med en årskonsumtion om 10 MCM i sju ledande västeuropeiska länder tvingas betala följande priser för fasta leveranser i mitten av 1990-talet (WGI, 16 juni 1995):

|                |             |                |
|----------------|-------------|----------------|
| Frankrike      | 3,70 dollar | (+10 % skatt)  |
| Storbritannien | 3,75 dollar |                |
| Nederländerna  | 4,16 dollar | (+8 % skatt)   |
| Italien        | 4,18 dollar | (+11 % skatt)  |
| Spanien        | 4,50 dollar |                |
| Belgien        | 4,67 dollar |                |
| Tyskland       | 5,50 dollar | (+ 12 % skatt) |

Av dessa siffror synes framgå att om gas kan säljas i Norden till ett pris som motsvarar kostnaderna i fallen 1–3, så skulle stora konsumenter i de två länderna få en avsevärd fördel gentemot konsumenter i de flesta västeuro-peiska länder. För Finland kan denna slutsats kanske behöva modifieras med tanke på avsaknaden av lager i planerna och de därav betingade begränsningarna i fasta leveranser.

Fall 4 står i kontrast till de övriga alternativen genom avsevärt högre kostnader och beaktas därför inte i den följande analysen.

### **Har gasen konkurrenskraft för att tillgodose potentiell efterfrågan?**

I det följande antar jag att internationella priser på fossila bränslen ligger kvar på 1994/95 års reala nivåer fram till 2010, då det föreslagna nordiska gasprojektet kan vara i drift. Mitt antagande är inte extremt. Faktiskt är det nära nog identiskt med framskrivningen i ett av de två stora scenarierna för utvecklingen på globala energi-marknader, som utarbetats av IEA år 1995 (IEA [1995c]).

Under förutsättning att priserna på fossila bränslen förblir oförändrade, hur väl förmår då de gasleveranser till Sverige och Finland som förväntas i fallen 1–3 konkurrera med andra energikällor på de potentiella marknader som kvantifierats i *Tabell 1* ovan? Det kan vara lämpligt att här göra en åtskillnad mellan gasens roll i kondens-kraftproduktion respektive andra användningsområden.

Tabell 4 Inköpt energi för uppvärmning och inom industrin i Mellansverige. TWh

|   | 1993    | 2005    |              |
|---|---------|---------|--------------|
|   | Faktisk | Basfall | "Billig gas" |
| <i>Uppvärmning</i>                          |         |         |              |
| Elektricitet                                | 5,0     | 5,0     | 5,0          |
| Olja och kol                                | 31,0    | 15,0    | 16,0         |
| Biomassa                                    | 6,5     | 19,0    | 9,0          |
| Gas   | 0,7     | 6,0     | 15,0         |
| Total                                       | 43,2    | 45,0    | 45,0         |
| <i>Industri</i>                             |         |         |              |
| Elektricitet                                | 0,9     | 0,9     | 0,9          |
| Olja, kol och värme                         | 6,1     | 7,4     | 6,2          |
| Biomassa                                    | 0,2     | 0       | 0            |
| Gas   | 0,5     | 1,6     | 2,8          |
| Total                                       | 7,7     | 9,9     | 9,9          |
| <i>Uppvärmning och industri tillsammans</i> |         |         |              |
| Elektricitet                                | 5,9     | 5,9     | 5,9          |
| Olja och kol                                | 36,1    | 19,6    | 19,9         |
| Biomassa                                    | 6,7     | 19,0    | 9,0          |
| Gas   | 1,2     | 7,6     | 17,8         |
| Total                                       | 49,9    | 52,1    | 52,6         |
| Total, MTOE                                 | 4,3     | 4,5     | 4,5          |

#### Produktion av kondenskraft

Diskussionen om alternativa bränslens ekonomi då det gäller kondenskraft handlar om *ny* kraftproduktion, inte om gasens förmåga att konkurrera med *existerande* installationen. Som framgår av *Tabell 1* och vidhängande text,

skulle det potentiella behovet av gas i kondenskraftproduktion dominera det totala behovet av gas i fallen 1 och 3, som innebär partiell svensk kärnkraftsavveckling (6,2 respektive 4,2 MTOE) och skulle svara för cirka 45 procent av den totala förbrukningen också i fall 2 (3,2 MTOE), då den svenska kärnkraftindustrin antas förbli intakt.

Utsikterna att gasen ska överta marknader för kondenskraftproduktion är mycket gynnsamma, främst därför att det finns få alternativ som är acceptabla och ekonomiskt överlägsna gas. Nya kärnkraftverk utesluts av politiska skäl i båda länderna, liksom betydande tillskott av vattenkraft. Med gas till de leveranskostnader som indikerats ovan erbjuder kraftproduktion i gaskombiverk ett betydligt mer ekonomiskt alternativ under de förhållanden som råder i Norden än vad nya kraftstationer med olja och kol som bränslen gör (IEA [1991]; Nordhaus [1995]). Därtill kommer ett i båda länderna växande lokalt och politiskt motstånd mot en utbyggnad av kolkraftverk, av miljömässiga skäl.

Import av gasgenererad norsk elkraft till Sverige erbjuder inte ett mer attraktivt ekonomiskt alternativ än kraftproduktion i Sverige med användande av norsk gas. De potentiella gasvolymerna som krävs för kondenskraftproduktion är så stora att transport av gas till Sverige uppenbarligen är mer ekonomisk än överföringen av elkraft som genererats med sådan gas (Wiklund [1995]). På grund av längre transportavstånd har detta argument än större tyngd för Finland.

Den indikerade gasmarknaden för kondenskraftproduktion tycks sålunda vara konkurrensförmålig säkerställd. Gasleveranser för detta ändamål framstår i själva verket inte bara som en potentiellt lämplig källa för kraftstationerna, utan som en nödvändighet för vilken det inte finns några uppenbara alternativ.

#### Annan gasanvändning



Argumenten för gas är *a priori* inte lika uppenbara då det gäller kraftvärmeverk och de industriella och kommersiella marknaderna, som tidigare uppskattats till 3,8 MTOE, varav i Sverige 1,8 MTOE. Stora delar av denna marknad tillgodoses i dag med andra bränslen, exempelvis eldningsolja, kol, torv och, viktigast av allt, skogsbaserad biomassa. Där nya eller ombyggda installationen skulle krävas för en övergång till gas måste gas-alternativet vara klart överlägset för att motivera inte bara kostnaderna för gasen utan också kostnaden för investerat kapital.

Resultaten av en nyligen genomförd studie (Energidata [1995]) tyder emellertid på att siffran för den svenska potentiella efterfrågan inte är orealistisk och att den i realiteten kan vara en underskattning.

Studien fokuseras på energibehoven och den tänkbara marknaden för gas till uppvärmning och till industrin år 2005 inom en bred korridor längs den föreslagna svenska stamledningen från Göteborg till Gävle. Den totala faktiska och projekterade volymen inköpt energi som förbrukas för dessa syften framgår av *Tabell 4*. I studien undersöks det mest ekonomiska sättet att tillgodose energibehoven i enskilda anläggningar med nödig hänsyn tagen till kapital som nedlagts i befintliga installationen och deras återstående livstid. Framskrivningarna utgår från oförändrade svenska energiskatter. Olika prisantaganden särskiljer de båda alternativa framskrivningar som presenteras i tabellen. Följande prisutveckling (exklusive skatter och avgifter) hos de stora kunderna i 1995 års priser (uttryckta i dollar/mmBTU) har förutsatts:

|                       | 1995 års pris i Mellansverige | Projekterat pris år 2005 |              |
|-----------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------|
|                       |                               | Basfallet                | "Billig gas" |
| Lätt eldningsolja     | 4,63                          | 5,48                     | 5,48         |
| Naturgas              | 2,82*                         | 5,26                     | 4,06         |
| Skogsbaserad biomassa | 4,43                          | 4,43                     | 4,90         |

\* Priset vid svenska gränsen

Tabell 4 ger anledning till flera observationer. *För det första* förekommer, utöver de här angivna siffrorna, en mycket betydande användning av egen biomassa inom skogsindustrin, 8,3 TWh år 1993, och den väntas öka till 9,0 TWh till år 2005. *För det andra* antyder tabellen att den totala efterfrågan kommer att förbli praktiskt taget oförändrad och avslöjar att substitution mellan bränslen kommer att bli den dynamiska förändringskraften.

*För det tredje* demonstrerar siffrorna effekterna av en besynnerlig anomali i den svenska energibeskattningen. Biomassa utgör en i skattehänseende favoriserad råvara för energiproduktion, och den belastas knappast alls av de speciella energiskatterna. Fossila bränslen däremot är kraftigt beskattade på de flesta användningsområden. De totala normala pålagorna (exklusive moms) på kol och olja uppgår till mer än 6 dollar/mmBTU och till 3,40 dollar på gas. Producenter av värme har därför mycket starka incitament att använda biomassa. Begränsade inhemska tillgångar av biomassa måste i själva verket kompletteras med import, i vissa fall ända från Medelhavs-området, för att tillgodose efterfrågan. Tillverkningsindustrin är emellertid till en del undantagen från energi-skatter. Pålagorna uppgår där till bara 1,9 dollar/mmBTU för kol och än mindre för olja och gas. Med dessa lägre skattesatser på fossila bränslen kan biomassa inte konkurrera. Detta förklarar den obetydliga förbrukningen av inköpt biomassa inom industrin.

Fallet "Billig gas" i studien uppskattar gaskonsumtionen (exklusive åtgången för kondenskraftproduktion) i Mellansverige år 2005 till 17,8 TWh (1,5 MTOE). Av flera skäl kan den indikerade volymen visa sig vara en underskattning: (a) I kostnadsberäkningarna för fall 1–3 i *Tabell 2* och *Tabell 3* ovan blir kostnaden för gas i Mellansverige väsentligt lägre än i Energidatas studie; (b) Anomalin i beskattningen, som favoriserar importerad biomassa, är irrationell. En stor del av skatten på fossila bränslen hänförs till koldioxidutsläpp. Under i övrigt likartade förhållanden kommer emellertid importen av biomassa att innebära en ökad användning av fossila bränslen i det exporterande landet och ytterligare förbrukning av fossila bränslen för transporten av biomassa, med liten eller ingen minskning av de globala koldioxidutsläppen som följd. Eftersom skattebefrielsen för importerad biomassa således inte tjänar det angivna syftet att minska globala utsläpp, borde den, förnuftsmässigt, inte bestå. Priset på biomassa kommer då att stiga mer än som anges i

studien med tanke på att det inhemska utbudet är begränsat. Detta i sin tur bör medföra en ökad användning av gas; (c) Elpriserna i Sverige har legat under de totala kostnaderna för ersättningsproduktion under det senaste decenniet. De förväntas stiga avsevärt under 2000-talets första decennium för att möjliggöra investeringar i den nya kapacitet som krävs, oavsett om kärnkraften avvecklas eller ej. Värmeproducenterna kan då förväntas ersätta en del av den elektricitet de använder med andra bränslen, bland dem gas.

Dessa anpassningar till de prisantaganden som görs i Energidatas studie skulle höja gaskonsumtionen i Mellansverige (exklusive förbrukning för kondenskraft) till mer än 17,8 TWh (1,5 MTOE) år 2005 och, med en viss fortsatt ökning av den totala efterfrågan på energi, till en ännu högre nivå år 2010.

De resultat som redovisats i Energidatas studie tillsammans med ovanstående beräkningar ger grund för antagandet att de indikerade volymerna för potentiell svensk gaskonsumtion för andra ändamål än kondenskraft kan förverkligas och sannolikt överträffas. Även om jag inte har något liknande material från Finland drar jag slutsatsen att motsvarande finska gaskonsumtion för andra ändamål än kondenskraft, 2 MTOE, är lika realistisk.

Sammanfattningsvis framstår skattningen av den totala potentiella gasmarknadens storlek i Mellansverige och södra Finland som både rimlig och uppnåelig.

Om man accepterar de skattade kostnaderna för gasleveranser, kommer detta bränsle att utgöra ett klart konkurrenskraftigt tillskott till energiproduktionen ifall kärnkraften avvecklas i Sverige, men konkurrenskraften tycks bestå i ett projekt som omfattar både Sverige och Finland, även om den svenska kärnkraften förblir intakt.

## **Har statsmakterna någon roll att spela?**

Anta att de ekonomiska skattningarna någorlunda väl avspeglar den potentiella långsiktiga konkurrenskraften för det föreslagna gasprojektet. Privata investerare kan inte desto mindre dra sig för att genomföra projektet på grund av dess storlek, den mycket långa period under vilken avkastningen på investerat kapital skulle utfalla och på grund av de många osäkra faktorerna på vägen. Finns det då något som talar för att statsmakterna borde ge stöd genom en aktiv inblandning av något slag?

Vid mitten av 1990-talet, då privatisering och avreglering är på modet medan intervention från stat och kommun ofta betraktas med misstänksamhet och då en fri marknad anses vara bästa sättet att åstadkomma effektivitet och samhällsnytta, är detta knappast en opportun fråga.

Ändå bör man påminna sig att denna inställning är av sent ursprung och att sakkunskapen under långa perioder ansett det klokt och lämpligt att eftersträva ett djupt offentligt engagemang i energisektorn för att säkerställa etablerandet av en oundgänglig infrastruktur eller för att korrigera marknadsmisslyckanden.

Det är av betydelse att tidigare offentliga interventioner har format energisektorerna i Sverige och Finland på skilda sätt och skapat strukturen som är svåra att ändra. Ett exempel som ligger lite längre tillbaka i tiden är det kraftfulla offentliga initiativet att införa kärnkraften. En i tiden mer närliggande intervention är den skattemässigt fördelaktiga behandlingen av biomassa, som binder betydande andelar av värmeproduktionen i de två länderna till detta bränsle. Dessa åtgärder har uppenbarligen minskat den potentiella marknaden för gas och hämmat dess utveckling, en viktig faktor med tanke på de starka stordriftsfördelar som karakteriserar tillförseln av gas.

Samtidigt har den framväxande miljöpolitiken medfört en situation där gas tycks vara en oundgänglig komponent för att tillfredsställa ett växande energibehov. Som redan nämnts, är nya kärnkraftverk politiskt uteslutna och det är mycket svårt att låta vattenkraften och kolanvändningen expandera. Skogsbaserad biomassa erbjuder i Sverige och Finland inte ett slagkraftigt alternativ till gas ur ett mer långsiktigt perspektiv, då den ekonomiska resurs-basen i båda länderna är begränsad och utbudskurvan för den inhemska tillgången blir synnerligen brant då volymerna ökar (Lunnan & Moen [1991]). Under dessa förhållanden framstår introduktionen och expansionen av gas i stor skala i de tätbefolkade delarna av Sverige och Finland som en nödvändighet.

Energipolitiken i de båda länderna har präglats av instabilitet, då man vid en tidpunkt främjat ett visst bränsle för att vid en annan tidpunkt begränsa dess användning, allt i enlighet med för tillfället förhärskande opinioner. Detta var inte något överväldigande problem när det mesta av energiinvesteringarna låg i det allmännas händer så att kostnaderna för politiska kovändningar drabbade de politiska beslutsfattarna själva. På senare tid, då beslutsfattandet överförts till privata händer eller till offentligägda företag med uppgift att generera vinst, tenderar osäkerheten att paralysera långsiktigheten i beslutsfattandet. Med hänsyn till dessa politiska risker har till exempel en rad kommunala energibolag i Sverige konsekvent avhållit sig från att investera i projekt med en åter-betalningstid på över 3 år. Även om sådant beteende kan vara rationellt för företagen, gagnar det knappast nationen.

Ironiskt nog kan det dödläge i investeringarna som förorsakats av en kombination av politisk osäkerhet och övergången till privata och/eller vinstorienterade beslutsfattare leda till att man väljer kol i stället för gas för att tillgodose de ytterligare energibehov som med nödvändighet måste uppstå med tiden, trots det sistnämnda bränslets tydliga ekonomiska och miljömässiga fördelar. Med tanke på gasens odelbarhet och stordriftsfördelar kräver den investeringsbeslut av mycket stor magnitud. Kol kan däremot introduceras i små kvantiteter, och ju mindre investeringarna är var för sig, desto lättare är det för investerarna att bära den politiska instabilitetens risker.

Det förefaller därför som om statsmakterna i Sverige och Finland har en ofrånkomlig roll att spela i en storskalig introduktion av gas. Även om de vägrar gå in som delägare eller att bevilja subventioner, är det av avgörande vikt att de minskar de politiska risker som investerare ställs inför. Detta kan ske på flera sätt. För det första bör statsmakterna klargöra sin inställning till den energipolitiska miljö i vilken gasprojektet kommer att utvecklas. Det viktigaste klarläggandet gäller den svenska kärnkraftens framtida öde, då detta är av avgörande betydelse för gasprojektets storlek och för dess tidsramar. För det andra bör de ge försäkringar om att investerarna hålls skadelösa för förluster på grund av snabba förändringar i den framtida energipolitiska inriktningen ungefär som de gjort i Sverige gentemot den som en gång i tiden investerat i kärnkraft. Och för det tredje bör de överväga en temporär lättning i den beskattning som gasen är föremål för, för att möjliggöra en snabb marknadstillväxt och tidiga fördelar av en storskalig användning.

Jag har hittills tagit hänsyn endast till norsk gas och till de roller som statsmakterna i de båda förbrukarländerna kan spela. Ytterligare leveranser av gas kan emellertid tänkas också från Ryssland, trots den tvekan rörande politisk säkerhet och leveranstrygghet som ofta framförs. Aktiva roller av olika slag för att underlätta gas-leveranser till Sverige och Finland kan också komma att spelas av regeringarna i Norge och Ryssland.

I ett tidigare avsnitt noterades att transportlogistisk optimering omfattande Europa i dess helhet pekar mot förbrukning av rysk gas i Mellansverige och Finland, och större norska gasleveranser till Centraleuropa. Det försteg som norska gasleverantörer ges i den aktuella nordiska gasdiskussionen tycks vara grundad på två skäl: (a) kvardröjande åsikter om politisk osäkerhet i fråga om ryska gasleveranser, och (b) de utsikter som utnyttjandet av en västlig källa erbjuder för att koppla marknaderna i Mellansverige och Finland till två alternativa leverantörer. Relevansen i det första skälet kan ifrågasättas. Sovjetunionen uppvisade hög pålitlighet som gasleverantör, och Ryssland skulle förlora en stor del av sin trovärdighet genom att destabilisera sina gasleveranser till Norden av politiska skäl. Den andra angivna orsaken har emellertid, som tidigare konstaterats, en avsevärd kommersiell betydelse.

Det finns inga uppenbara och starka skäl för den norska regeringen eller de statsägda norska gasleverantörerna att direkt engagera sig i finansieringen av den mellansvenska och finska gasinfrastrukturen, i syfte att avlasta de svenska och finska gasaktörernas politiska risker och osäkerhet. Om dessa aktörer av kommersiella skäl tvekar att ikläda sig långfristiga engagemang måste denna tveksamhet delas av norrmännen. De norska parterna har inga särskilda möjligheter att påverka energipolitiken i Sverige och Finland för att därmed minska riskerna. Dessutom finns det en etablerad och praktiskt taget gränslös marknad i Centraleuropa för Norges gasresurser.

Motiven för ett sådant engagemang av den ryska staten eller statsägda Gazprom är betydligt starkare. Efter decennier av relativ isolering under Sovjeteran har Gazprom börjat investera kraftigt i distribution utomlands under 1990-talet för att säkra ökande marknader för gasexporten. Åtgärderna innefattar *joint ventures* av olika slag, t ex utbyggnad och diversifiering av rörlighetsnät för export till så skilda håll som Turkiet, Grekland, Bulgarien, Polen, Italien, Tyskland och Finland. Under den ”stabila” Sovjeteran transporterades praktiskt taget

all gasexport till Europa via rörledningar genom Ukraina och Tjeckoslovakien. För att öka kapaciteten och förbättra leveranstryggheten bygger Gazprom nu nya rörledningssystem genom Vitryssland och Polen till Väst-europa. Nästa naturliga steg i den expansiva politiken kan vara en tredje rörledning genom Finland och Sverige till de stora avsättningsområdena på kontinenten. Även om Sveriges och Finlands relativt låga befolkningstäthet längs denna rutt är en nackdel, kan en sådan rörledning vara geografiskt berättigad, då den förkortar avståndet från de sibiriska gaskällorna till marknaderna i och omkring Tyskland.

Med tanke på Gazproms starka önskemål att etablera och försvara utländska marknader för sin gas och önskemålen att bygga ut och diversifiera leveransvägarna, kan företaget ha ett intresse av att öka kapaciteten i existerande rörledningar i Finland och att förlänga systemet genom resten av södra Finland, Mellansverige och Danmark, med det primära syftet att öka leveransmöjligheterna till den europeiska kontinenten. Marknaderna utefter vägen kan då betraktas blott som en extra bonus, varför risken att förlora dessa marknader som en följd av en oförutsedd energipolitisk utveckling i Norden inte i sig skulle kullkasta investeringsmotivet.

De svenska och finska gasaktörerna kunde i sin tur följa upp ett sådant ryskt initiativ med att etablera en koppling till norsk gas, då en sådan länk inte är av intresse för ryssarna. Ur nordiskt perspektiv är den kanske viktigaste aspekten en viss konkurrenspress på de norska leverantörerna. Rysk gas skulle var tillgänglig för svenska och finska behov om det visar sig svårt att nå en fördelaktig överenskommelse med Norge.

## **Sammanfattning av resultaten och slutsatser**

Den europeiska gaskonsumtionen har tenderat att utvecklas koncentriskt. Gas används mest intensivt i det ekonomiskt täta hjärtat av kontinenten och minst intensivt, eller inte alls, i den glest befolkade periferin. Norden är en sådan perifer region med en geografiskt begränsad och mycket liten gaskonsumtion. År 1994 uppgick mängden marknadsförd gas i de fyra nordiska länderna blott till 5,9 MTOE, 2,3 procent av den totala konsumtionen i Västeuropa.

Gasens konkurrensförmåga i relation till andra bränslen, har väsentligt förbättrats, både på utbuds- och efterfrågesidan under de senaste 10–20 åren. Analyser av gasmarknaden som gjordes för tio år sedan har liten giltighet i mitten av 1990-talet, och det finns skäl att ånyo granska villkoren för en fortsatt geografisk spridning av gas. I den här artikeln analyseras utsikterna för ökad gasanvändning i Norden, med fokusering på Mellansverige och södra Finland. Tidsperspektivet är begränsat till år 2010.

Investeringskostnaderna och kostnaderna för levererad gas tillsammans med mer generella kommersiella och politiska överväganden tyder på att ett gemensamt svensk-finskt projekt för att föra norsk gas till de båda länderna är gynnsammare än andra tänkbara alternativ. En ökad gasanvändning i Finland, med Ryssland som enda källa, medför oacceptabla politiska och kommersiella risker. Kostnaderna för leveranser av norsk gas till Finland skulle bli omåttligt höga försåvitt inte Sverige absorberar en del av leveranserna. Kostnaderna för norska leveranser till Sverige sänks avsevärt om rörledningarna förlängs till Finland. Sverige vinner också på en sådan förlängning, genom att få tillgång till två leverantörer.

Den potentiella marknaden för norsk gas år 2010 i de tre huvudalternativ som behandlats uppgår till mellan 10 och 6 MTOE. Variationen beror på om den svenska kärnkraften delavvecklas, och om leveranser till Finland utgör en integrerad del av projektet.

Stora infrastrukturella installationen kommer att krävas för att introducera gasen i de nya regionerna. Investeringskostnaderna för de skilda fallen ligger i storleksordningen mellan 3,7 och 2,6 miljarder dollar. Kostnaden per levererad enhet skulle uppgå till mellan 3,20 och 3,80 dollar/mmBTU hos de stora kunderna. Detta är billigt jämfört med vad gasanvändarna i Europas hjärta normalt betalar.

En analys av gasens konkurrenskraft på kraft-, värme- och industrimarknaderna i Mellansverige och södra Finland avslöjar att de indikerade potentiella volymerna ger en realistisk skattning av marknadspotentialen. Gasen kommer inte bara att vara konkurrenskraftig, införandet av den ter sig som praktiskt taget nödvändig om det växande behovet av energi skall tillgodoses mot bakgrund av rådande politiska och miljömässiga

restriktioner. Slutsatsen gäller även om den svenska kärnkraftsindustrin förblir intakt. Möjligheten av en avveckling av kärnkraften ökar angelägenheten av att planera för mera gas.

Med de politiska ideologier som dominerar i Norden i mitten av 1990-talet är det osannolikt att de svenska och finska statsmakterna skulle gå in som ägare till de tänkta investeringarna. Samtidigt avskräcks de till största delen vinstorienterade aktörerna på gasmarknaderna i Sverige och Finland från att fatta beslut om långsiktiga investeringar, därför att de fruktar konsekvenserna av en fortsatt oförutsebar energipolitik i de båda länderna.

Om den stora gasexpansionen ska komma till stånd, är det av avgörande betydelse att myndigheterna i Sverige och Finland ger klart uttryck för energipolitikens mål på lång sikt, och på så vis minskar osäkerheten om den miljö i vilken en utbyggd gasmarknad ska fungera. Ett klarläggande av vad som ska ske med Sveriges kärnkraft är speciellt viktigt. För att underlätta och påskynda introduktionen av gas i Mellansverige och sydvästra Finland bör statsmakterna också ge försäkringar om att de håller investerare skadeslösa för sådana förluster som förorsakas av snabba och oförutsedda förändringar i energipolitikens framtida riktlinjer. En temporärt minskad beskattning av gas skulle möjliggöra ett snabbt ianspråktagande av den kapacitet som behöver etableras, och därmed göra det möjligt att tidigt utnyttja detta bränsles skalekonomier.

## Referenser

- BP, [1995], *Statistical Review of World Energy*, London.
- CERA, [1995], "Outlook for the Northern European Gas Market", Cambridge, Massachusetts.
- Energidata, [1995], "Konkurrensen mellan biobränslen och naturgas", en studie för Energikommissionen, maj, Göteborg.
- IEA, [1991], *Natural Gas Prospects and Policies*, Paris.
- IEA, [1995a], *Coal Information 1994*, Paris.
- IEA, [1995b], *Oil, Gas and Coal Supply Outlook*, Paris.
- IEA, [1995c], *World Energy Outlook*, Paris.
- Lunnan A & Moen, K J, [1991], "The Future of Energy From Biomass – A Case Study From Norway", SLU Research Note No 219, Uppsala.
- NC, [1994], Nordiska Ministerrådet, *Naturgasens roll i Norden och Baltikum fram till år 2010*, TemaNord 1994:638, Köpenhamn.
- Nordhaus, W, [1995], *Kärnkraft och miljö. Ett svenskt dilemma*, SNS, Stockholm.
- WGI, *World Gas Intelligence*.
- Wiklund, S E, [1995], "Transiteringskostnader för naturgas och elenergi", Svenska Gasföreningen, Stockholm.
- ÅF, [1995], "Granskning av Nordiska Ministerrådets Rapport", ÅF-Energikonsult, mars, Stockholm.