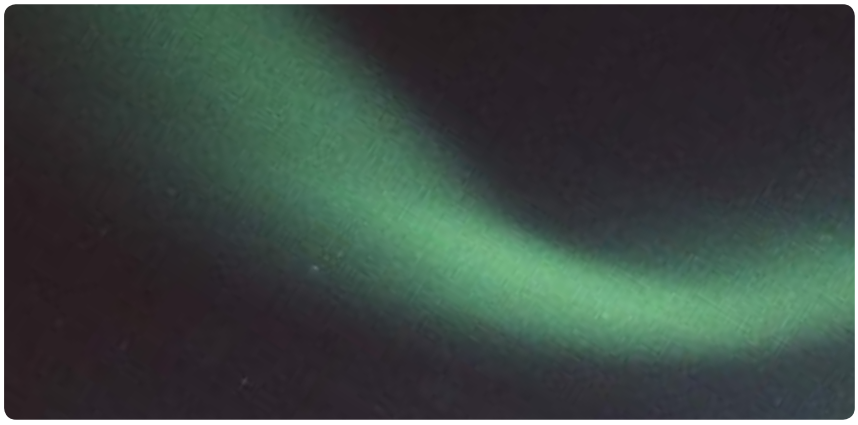
NATUR VÅRDS VERKET

# Utbyggd naturgas i Sverige: Hinder för inhemska energislag och klimatmålen?

**RAPPORT** 5701 • APRIL 2007



# Utbyggd naturgas i Sverige: Hinder för inhemska energislag och klimatmålen?

Författare
Lena Neij,
Philip Peck,
International Institute for Industrial Environmental Economics,
IIIEE, Lunds Universitet
Tomas Kåberger,
Talloil AB
Thomas B Johansson
International Institute for Industrial Environmental Economics,
IIIEE, Lunds Universitet

NATURVÅRDSVERKET

**Beställningar**
Ordertel: 08-505 933 40
Orderfax: 08-505 933 99
E-post: natur@cm.se
Postadress: CM-Gruppen, Box 110 93, 161 11 Bromma
Internet: www.naturvardsverket.se/bokhandeln

**Naturvårdsverket**
Tel 08-698 10 00, fax 08-20 29 25
E-post: natur@naturvardsverket.se
Postadress: Naturvårdsverket, SE-106 48 Stockholm
Internet: www.naturvardsverket.se

ISBN 91-620-5701-4. pdf
ISSN 0282-7298

© Naturvårdsverket 2007

Elektronisk publikation
Omslagsbild: David Hay Jones - Megapix

# Förord

Hållbara transport- och energisystem är avgörande för möjligheterna att nå långsiktiga miljömål.

Naturgasen är ett alternativ till kol och olja och ses ibland som ett övergångsbränsle till dess helt koldioxidneutrala system finns tillgängliga. Samtidigt finns en risk att en expansion av naturgasnätet kan bygga fast samhället i ett fossilbaserat energisystem, som kan vara svårt att lämna. Det kan också finnas en risk att en växande och på sikt nödvändig biobränslemarknad kan få svårigheter att utvecklas vid en expansion av naturgasnätet. En utbyggnad av naturgasnätet kan därför på olika sätt påverka Sveriges möjligheter att nå långsiktiga miljömål.

Syftet med denna rapport är att analysera naturgasens roll i ett framtida miljöanpassat energisystem.

Frågor som analyseras är hur stor användning av naturgas som vore förenlig med klimatmålen, hur konkurrensen ser ut mellan naturgas och biobränslen, i vilken grad uppkommer synergier med t.ex. biogas samt i vilken grad ett naturgasnät kan verka låsande tekniskt eller ekonomiskt.

Rapporten har författats av Lena Neij, Philip Peck, International Institute for Industrial Environmental Economics, IIIEE, Lunds Universitet, Tomas Kåberger, Talloil AB och Thomas B Johansson, International Institute for Industrial Environmental Economics, IIIEE, Lunds Universitet. Författarna är ensamma ansvariga för rapportens innehåll, varför detta inte kan åberopas som Naturvårdsverkets ståndpunkt. Rapporten är framtagen på uppdrag av Naturvårdsverket. Från Naturvårdsverket har Tea Alopaeus, transport och energienheten, och Bengt Johansson, klimatenheten, varit uppdragsansvariga.

Stockholm i april 2007

# Innehåll

**FÖRORD** **3**

**SAMMANFATTNING** **7**

**SUMMARY** **11**

**1 INTRODUKTION** **15**

**2 NATURGAS OCH BIOBRÄNSLE I DET SVENSKA ENERGISYSTEMET** **18**
2.1 Energianvändning och tillförsel i Sverige 18
2.2 Naturgas i Sverige 20
2.3 Kostnader och kostnadsutveckling för naturgas 22
2.4 Bioenergi i Sverige 25
2.5 Kostnader och kostnadsutveckling av biobränsle 30

**3 ÄR EN NATURGASUTBYGGNAD I SVERIGE FÖRENLIG MED DE LÅNGSIKTIGA KLIMATMÅLEN?** **33**
3.1 3.1 Klimatsituationen 33
3.2 Övergripande målsättningar för klimatpolitiken 34
3.3 Sveriges mål i klimatpolitiken 37
3.4 Naturgasanvändningens emissioner av växthusgaser 38
3.5 Utrymmet för framtida utsläpp och utvidgad användning av naturgas 39

**4 LEDER UTBYGGNAD AV NATURGAS-NÄTET TILL ATT UTNYTTJANDET AV BIOBRÄNSLE AVSTANNAR?** **41**
4.1 Konkurrens inom kraftvärme och hetvattenpannor i fjärrvärmenät 42
4.2 Konkurrens inom industrisektorn 43
4.3 Konkurrens inom hushålls- och servicesektorn 46
4.4 Konkurrens inom transportsektorn 47
4.5 Konkurrens sett i ett geografiskt perspektiv 48
4.6 Konkurrens sett ur ett kostnadsperspektiv 50
4.7 Konkurrens mellan naturgas och bioenergi i ett långsiktigt tidsperspektiv 51

**5 VILKA SYNERGIEFFEKTER FINNS DET MELLAN NATURGAS OCH BIOBRÄNSLEN?** **53**

**6 VILKA SYSSELSÄTTNINGSEFFEKTER UPPKOMMER I SVERIGE?** **55**

**7 VILKEN RISK FINNS DET FÖR INLÅSNINGSEFFEKTER?** **57**
7.1 Inlåsningseffekter 57
7.2 Inlåsningseffekter naturgas 58

**8 STYRMEDEL** **61**

**9 SLUTORD** **63**

**10 REFERENSER** **64**

# Sammanfattning

En kraftig expansion av naturgasanvändningen har lyfts fram som en viktig och nödvändig komponent i det framtida svenska energisystemet. Mer sällan diskuteras emellertid om en ökad naturgasanvändning och en utbyggnad av naturgasnätet försvårar våra möjligheter att bryta beroendet av fossila bränslen och att uppnå långsiktiga klimatmål. Inte heller diskuteras en ökad naturgasanvändning som ett eventuellt hinder för utvecklingen av inhemska energislag såsom bioenergi. Syftet med denna rapport är att belysa följande frågor:

- Är en naturgasutbyggnad i Sverige förenlig med långsiktiga klimatmål?
- Vilka risker finns det att en ökad användning av naturgas leder till att en utbyggnad av biobränsleanvändningen minskar eller avstannar helt?
- Finns synergieffekter mellan naturgas och biobränslen?
- Vilken risk finns det för inlåsningseffekter om naturgasnätet byggs ut?
- Vilka sysselsättningseffekter uppkommer i Sverige vid satsning på biobränslen eller naturgas?

Resultatet av denna studie visar att en utbyggnad av naturgasen och naturgasnätet riskerar att leda till att bioenergi trängs undan. Att bioenergin trängs undan kan till stor del förklaras med tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningseffekter. De tekniska inlåsningseffekterna baseras på de investeringar som görs i teknik avsedd för naturgas - teknik för att generera el och värme, teknik för distribution av naturgas, teknik för användning av naturgas etc. Dessa investeringar tränger undan investeringar i alternativ energiteknik, såsom bioenergiteknik. De tekniska inlåsningseffekterna är speciellt starka för just ledningsbundna energisystem såsom naturgas. De organisatoriska och sociala inlåsningseffekterna, där flertalet aktörer tar ställning för naturgasen och försvårar utbygganden av andra alternativ, kan också vara mycket starka. De organisatoriska och sociala inlåsningseffekterna kan byggas upp genom investeringar i teknik, kunskap, forskning mm men kan också intensifieras genom aktörernas olika nätverk. Att stödja en fortsatt utveckling och tillväxt av koldioxidneutrala alternativ, såsom bioenergin, samtidigt som stora investeringar görs i utbyggnad av gasnätet kan komma att kräva starka styrmedel.

Sverige har idag två ledningsbundna system som kan användas för att distribuera el och värme genererad från bioenergi. En övergång från fossila bränslen till koldioxidneutrala alternativ har redan påbörjats i dessa system. Att parallellt bygga upp ett tredje ledningsbundet system kommer inte att gynna användningen av bioenergi.

Naturgasledningarna kan i viss mån användas för att transportera biogas, men detta motiverar inte utbyggnad av naturgasnätet. Detta beror på att potentialen för biogas, främst på kort sikt, är begränsad. Därtill kommer att det finns många lokala marknader för biogas som vida överstiger potentialen att framställa biogas,

inklusive lokala flottor av fordon (t ex. bussar) och lokal kraft- och värmeproduktion i små anläggningar.

Inom vissa användningsområden, bland annat inom industrin, har naturgasen och andra energigaser relativa fördelar gentemot andra energikällor. Naturgasen kan anses ha vissa komparativa fördelar och därmed föranleda en efterfrågan. Tillförseln av naturgas behöver emellertid inte ske med en utbyggnad av naturgasnätet utan kan även fortsättningsvis ske med bibehållen infrastruktur och lokal användning av gasol samt eventuellt kompletteras med LNG (Liquefied Natural Gas). En bibehållen infrastruktur kommer att begränsa naturgasens inlåsningseffekter och möjliggöra en vidare utveckling av alternativa energikällor såsom biobränsle.

En utbyggnad av naturgasen och naturgasnätet anses ofta ha ett värde även på längre sikt. Naturgasledningarna presenteras ofta som ett viktigt inslag för distribution av vätgas, men detta kan först komma att vara av intresse flera decennier framåt i tiden. En utbyggnad av naturgasledningarna måste därför främst ses som ämnat för att transportera naturgas.

Naturgasen presenteras också som alternativet för att ersätta kärnkraften. I detta fall bör en utbyggnad av naturgasnätet diskuteras först då en avveckling är aktuell. Det är emellertid väsentligt att vänta med en sådan naturgasutbyggnad minst en tio-års period för att inte undergräva bioenergins fortsatta utveckling och tillväxt och därmed utnyttjandet av de fördelar som bioenergin bidrar till. Andra alternativ till kärnkraften, inklusive bioenergibaserad elproduktion, effektivare elanvändning, solenergi och vindenergi har också stora potentialer som måste beaktas och värderas. Om så visar sig nödvändigt kan naturgas för kraftproduktion tillföras till kustlägen via LNG eller ledning.

EU och Sverige har satt tydliga mål för att begränsa klimatpåverkan. Temperaturhöjningarna på grund av utsläpp av klimatgaser skall vara mindre än 2 grader över den förindustriella nivån. Detta motsvarar en stabiliseringsnivå av klimatgaser i atmosfären omkring 450 ppm $CO_2$ ekvivalenter, vilket i sin tur motsvarar ca 400 ppm $CO_2$. Om man fördelar de möjliga globala utsläppen per capita jämt över jordens troliga befolkning 2050 motsvarar detta för Sveriges del 10 till 20 Mton$CO_2$. En årlig användning av naturgas motsvarande 10 TWh, vilket är nivån för närvarande, innebär utsläpp av 2 Mton$CO_2$ per år. En ökning till 50 TWh per år medför en total utsläppsnivå från naturgas i Sverige på 10 Mton$CO_2$ per år. Detta motsvarar hälften av det totalt tillgängliga utrymmet 2050 vid en stabiliseringsnivå på 450 ppm $CO_2$. Vid ett ambitiösare klimatmål innebär det att naturgasen tar nästan hela utrymmet i anspråk.

En utbyggd naturgasanvändning till 100 TWh per år, vilket anges i studier på området, skulle ge utsläpp år 2050 med 20 Mton$CO_2$ och inte lämna något utrymme för utsläpp från andra källor ens vid stabiliseringsnivån 450 ppm $CO_2$. Andra aktiviteter i samhället såsom jordbruket och kolanvändning inom stålindustrin samt de

transporter, förbränning i industrin samt bostäder och service som ej tillgodoses av bioenergi eller naturgas kommer också att göra anspråk på utrymmet för utsläpp av klimatgaser. Med en trolig tillgänglig total utsläppsram för Sverige år 2050 på 10-20 Mton$CO_2$ per år förefaller det osannolikt att det är klokt att nu binda sig för stora kvantiteter naturgas i det svenska energisystemet.

En utbyggnad av naturgasen skulle även leda till att arbetstillfällen går förlorade. En utbyggnad av bioenergin med 50 TWh per år uppskattades på 90-talet ge storleksordningen 15000 fler jobb i Sverige om den görs med bioenergi än om den görs med naturgas. Siffrorna inkluderar enbart jobbtillfällen vid bränsletillverkning. Dessa arbetstillfällen kommer i huvudsak utanför storstadsregionerna. Rationaliseringar kan förväntas reducera antalet nya arbetstillfällen jämfört med den här nämnda uppskattningen.

Sammanfattningsvis visar denna studie att en en utbyggnad av naturgasnätet i Sverige sannolikt kommer att försvåra brytandet av beroendet av fossila bränslen. Att investera i en utbyggnad i naturgasnätet kan komma att leda till oönskade inlåsningseffekter.

# Summary

A substantial increase in the use of natural gas has been emphasised as an important and necessary component of Sweden's future energy system. However, a question which is rarely discussed is whether increasing consumption of natural gas and expanding the natural gas network will make it more difficult for us to break our dependency on fossil fuels and fulfil long-term climate objectives. Neither do we discuss whether increased use of natural gas may hinder the development of domestic sources of energy, such as bioenergy. The purpose of this report is to shed some light on the following questions:

- Is an expansion of Sweden's natural gas system compatible with long-term climate goals?
- What are the risks that an increase in the use of natural gas will cause a decrease in, or put a complete stop to, the growth of bioenergy?
- Is there a synergistic effect between natural gas and bioenergy?
- What are the risks of lock-in effects if the natural gas network is expanded?
- What would be the effects of focusing on biofuels or natural gas in terms of Sweden's labour market?

The findings of this study show that increased usage of natural gas and an expanded natural gas network may cause bioenergy to be sidelined. This sidelining of bioenergy can be ascribed to technological, organisational and social lock-in effects. The technological lock-in effects are based on the investments in technology needed for natural gas – technology for generating electricity and heat, technology for distribution of natural gas, technology for use of natural gas, and so on. Such investments would sideline investments in alternative energy technology, such as bioenergy technology. These technological lock-in effects are especially strong for piped energy systems, such as natural gas. In a situation where several parties take up a position in favour of natural gas and obstruct the expansion of other alternatives, the social and organisational lock-in effects can also be considerable. The social and organisational lock-in effects may accumulate as a result of investments in technology, knowledge, research and so on, and may also be communicated and intensified via the various networks of the parties involved. Supporting continued development and growth in carbon-neutral alternatives, such as bioenergy, while also making major investments in expanding the natural gas network, may well demand extremely strong policy instruments.

Sweden currently has two conduit systems which can be used to distribute electricity and heat generated by bioenergy. This system represents the transition from fossil fuels to carbon-neutral alternatives which is underway. To build a third energy system relying on pipes or conduits will not benefit the use of bioenergy.

Natural gas pipes can to a certain extent be used to transport biogas, but this does not justify the extension of the natural gas network. This is because the potential for biogas production is limited. In addition, there are many local markets for biogas which vastly exceed the potential for biogas production, including local vehicle fleets (such as buses) and local electricity and heat production in small plants.

In certain areas of use, for example in industry, natural gas and other energy gases are relatively advantageous compared with other energy sources. Natural gas can be seen as having certain comparative advantages and as such can bring about demand. However, the provision of natural gas does not necessarily demand the expansion of the current natural gas network. Rather, distribution can continue using the same infrastructure and local use of liquefied petroleum gas, supplemented by the use of LNG (liquefied natural gas) if necessary. Retaining the current infrastructure will limit the lock-in effects of natural gas usage, and will enable further development of alternative energy sources such as bioenergy.

Expanding the use of natural gas and the natural gas network is often seen as valuable from a long-term perspective. Natural gas pipes are often presented as an important element in the distribution of hydrogen gas, but this will only become of interest several decades from now, if at all. Therefore, expansion of the natural gas pipe system must be primarily regarded as a move to facilitate the transportation of natural gas.

Natural gas is also presented as an alternative to nuclear power. In this case, expansion of the natural gas distribution system should be discussed when the phasing out of nuclear power is a reality. Nonetheless, it is crucial that we wait at least ten years before embarking on this type of expansion, in order to avoid undermining the continued development and growth of bioenergy and the subsequent utilisation of the benefits brought by bioenergy. Other alterntatives to nuclear power, including bioenergy-based electricity production, more effective use of electricity, and use of solar and wind power, also offer potential which must be considered and evaluated. If it should prove necessary, natural gas for energy production can be supplied to coastal areas via LNG or through pipes.

The EU and Sweden have set clear goals for limiting our climate impact. Increases in temperature as a result of greenhouse gas emissions must be less than 2 degrees above the pre-industrial level. In terms of greenhouse gases in the atmosphere, this represents a stabilisation level around 450 ppm $CO_2$ equivalents, which in turn represents 400 ppm $CO_2$. If we divide the possible global emissions per capita evenly between the projected global population in 2050, this represents 10-20 Mtonne $CO_2$ for Sweden. An annual consumption of natural gas equivalent to 10 TWh, which is the current level, represents emissions of 2 Mtonne $CO_2$ per year. An increase to 50 TWh per year would bring about total emissions from natural gas amounting to 10 Mtonne $CO_2$ per year. This represents half of the total available space in 2050 at a stabilisation level of 450 ppm $CO_2$. With a more ambitious cli-

mate goal, this would mean that natural gas would take up almost all the available space.

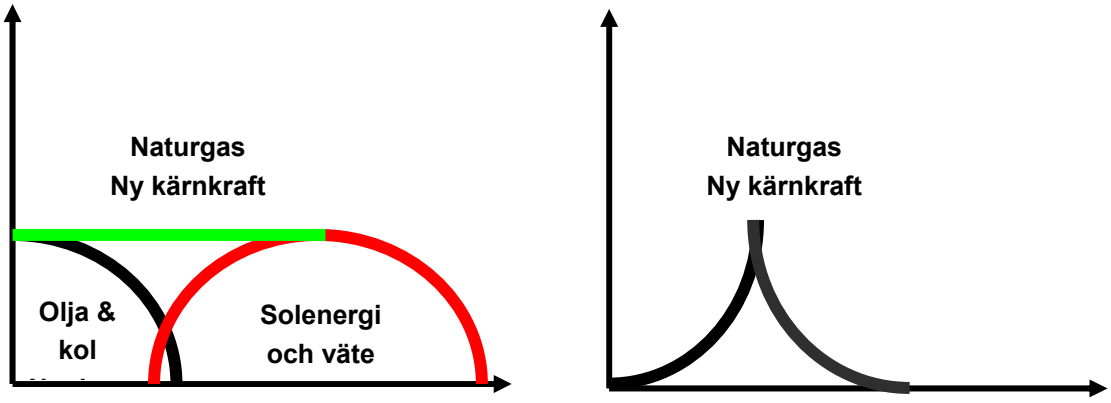
An increase in natural gas consumption to 100 TWh per year, which is indicated in studies in this area, would represent emissions of 20 Mtonne $CO_2$ in 2050, leaving no scope for emissions from other sources, even at a stabilisation level of 450 ppm $CO_2$. Other activities in Swedish society – such as agriculture, coal consumption in the steel industry, and any combustion in transport, industry, housing and services not fuelled by bioenergy or natural gas – will also lay claim to some of the scope for greenhouse gas emissions. With a total available emission limit likely to be set at 10-20 Mtonne $CO_2$ per year in Sweden in 2050, it seems unlikely that it is wise to commit ourselves to consuming larger quantities of natural gas in the Swedish energy system at this stage.

An expansion in the natural gas system would also mean missing out on the potential for job creation. It was estimated in the 1990s that increasing Sweden's bioenergy usage by 50 TWh per year would create around 15,000 more jobs than would be created with the equivalent increase in natural gas usage. These job opportunities would primarily be located outside the major city regions. Rationalisation may be expected to reduce the number of new jobs, compared with the estimate mentioned above.

# 1 Introduktion

Naturgas är en energikälla som globalt sätt kan komma att få stor betydelse för våra insatser för en minskad klimatpåverkan. Genom att ersätta kol och olja med naturgas minskar utsläppen av koldioxid per energienhet. Naturgasens betydelse kan dock komma att skilja sig åt i olika länder. När naturgas presenteras som ett lämpligt alternativ för en övergång till ett framtida miljöanpassat energisystem i Sverige bör landets specifika förutsättningar beaktas.

I framtidsstudier av det svenska energisystemet har en kraftig expansion av naturgasanvändningen lyfts fram som en viktig och nödvändig utveckling (se till exempel Enegiframsyn Sverige i Europa (IVA, 2003) och Nordleden II (Unger, 2003)).[1] Naturgasen presenteras som ett alternativ till kol och olja och som ett viktigt övergångsbränsle till framtida koldioxidneutrala system. Schematiska figurer har tagits fram som visar på en övergång från ett energisystem med ett i stort sätt hundraprocentigt beroende av fossila bränslen till ett idag icke existerande koldioxidneutralt energisystem. En (kostnadseffektiv) omställning sägs kräva en brygga av naturgas alternativt naturgas i kombination med kärnkraft. Denna brygga kännetecknas i figurerna av en momentan introduktion av stora mängder naturgas och ett lika momentant avslut för användningen av naturgas. I figur 1.1 (A) presenteras IVA: s schematiska bild av övergången från ett fossilt energisystem till ett sol- och vätebaserat energisystem via en brygga av naturgas och/alternativt ny kärnkraft.



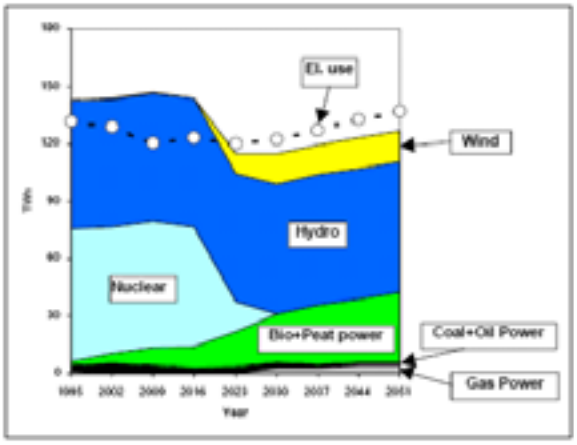

Figur 1.1 (A). Schematisk figur som beskriver övergången från ett fossilt energisystem till ett sol och väte baserat energisystem via en brygga av naturgas och/alternativt kärnkraft (IVA, 2003) (B). Författarnas tolkning av IVA:s figur och dess implikationer för en utbyggnad av naturgas och/alternativt ny kärnkraft.

[1] Långsiktiga framtidsbilder av Sveriges energisystem skall inte förväxlas med de utbyggnadsplaner som individuella energiföretag presenterar. Framtidsbilderna har en ambition att ge ett indikativt och aggregerat mått på en långsiktig utveckling givet en rad antaganden, medan företagens planer baserar sig på de individuella företagens förutsättningar och strategiska utvecklingsplaner.

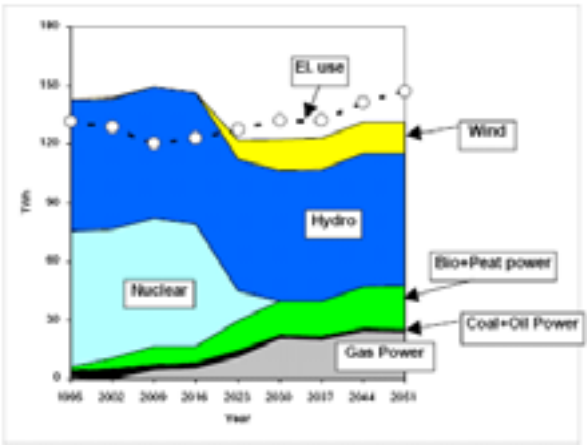
Figur 1.1 saknar dock stöd i verkligheten. Naturgasen introducerades i Sverige i mitten av 1980-talet och svarade 2004 för ca 2 % av landets totala energianvändning. Under samma tidsperiod ökade användningen av koldioxidneutrala energikällor i det svenska energisystemet kraftigt, och 2004 utgjorde bioenergin ca 25 % av Sveriges totala energitillförsel. Siffrorna visar att Sverige i stor utsträckning redan ersatt olja och kol med koldioxidneutrala energiresurser. För att åskådliggöra en framtida utveckling av det svenska energisystemet är det därför viktigt att inte utgå från ett fossilt energisystem utan att beakta det redan stora inslaget av koldioxidneutrala resurser. Vidare är det av stor vikt att granska behovet och konsekvenserna av en ökad tillförsel av naturgas och en utbyggnad av naturgasnätet i Sverige. Det är viktigt att analysera om det finns ett behov av övergångsbränsle samt de konkurrens- och synergieffekter som föreligger gentemot redan etablerade samt framtida koldioxidneutrala system och då främst bioenergin om naturgas skulle införas. Av stor vikt är det att analysera eventuella inlåsningseffekter, dvs risken att en expansion av naturgasnätet kan bygga fast samhället i ett nytt fossilbränsle baserat system som kan vara svårt att avveckla.

I Nordleden I presenteras två framtidsscenarier för Sveriges framtida elsystem som utgår från dagen elenergisystem (Unger et al., 2000). I det första scenariot byggs inte det svenska naturgasnätet ut och användningen av bioenergin ökar avsevärt, se figur 1.2 A. I det andra scenariot byggs naturgasnätet ut varvid naturgasanvändningen ökar avsevärt, till ca 100 TWh per år, samtidigt som ökningen av bioenergi begränsas, se figur 1.2 (B). Dessa figurer visar på bioenergins framtida potential och förmedlar ett osäkert behov av naturgasen som ett övergångsbränsle till framtida koldioxidneutrala system. Liknande studier och simuleringar bör göras för hela det svenska energisystemet för att visa på det egentliga behovet av naturgas.

A




B




Figur 1.2 Scenarier för Sveriges framtida elsystem (Unger et al., 2000). I figur A antas det befintliga naturgassystemet inte byggas ut och naturgasanvändning blir i stort konstant. Bioenergianvändningen ökar däremot avsevärt. I figur B antas naturgasnätet byggas ut och i detta fall ökar naturgasanvändningen kraftigt. Samtidigt ökar bioenergianvändningen betydligt minde än i fall A.

Syftet med denna rapport är att belysa följande frågor:

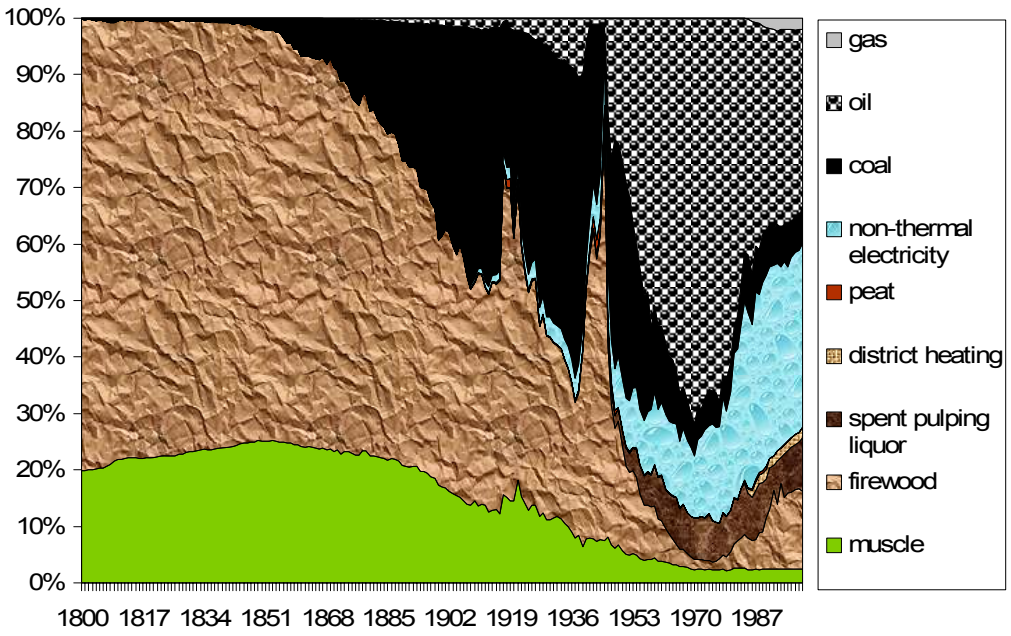
- Är en naturgasutbyggnad i Sverige förenlig med de långsiktiga klimatmålen?
- Vilka risker finns det att en ökad användning av naturgas leder till att en utbyggnad av biobränsleanvändningen minskar eller avstannar helt?
- Finns synergieffekter mellan naturgas och biobränslen?
- Vilka sysselsättningseffekter uppkommer i Sverige?
- Vilken risk finns det för inlåsningseffekter om naturgasnätet byggs ut som en övergångstrategi?

Rapporten inleds med en kort introduktion till det svenska energisystemet och speciellt naturgas och bioenergi, se kapitel 2. I kapitel 3 diskuteras förenligheten mellan en utbyggnad av naturgasen och de långsiktiga klimatmålen. I kapitel 4 och 5 diskuteras konkurrens- respektive synergieffekter mellan naturgas och biobränsle. I kapitel 6 tar vi upp energislagens inverkan på sysselsättning och i kapitel 7 resonerar vi kring inlåsningseffekter vid en utbyggnad av naturgasledningar i Sverige. I kapitel 8 och 9 avslutas så med en diskussion kring styrmedel och avslutande kommentarer kring det påstådda behovet av ett övergångsbränsle.

# 2 Naturgas och biobränsle i det svenska energisystemet

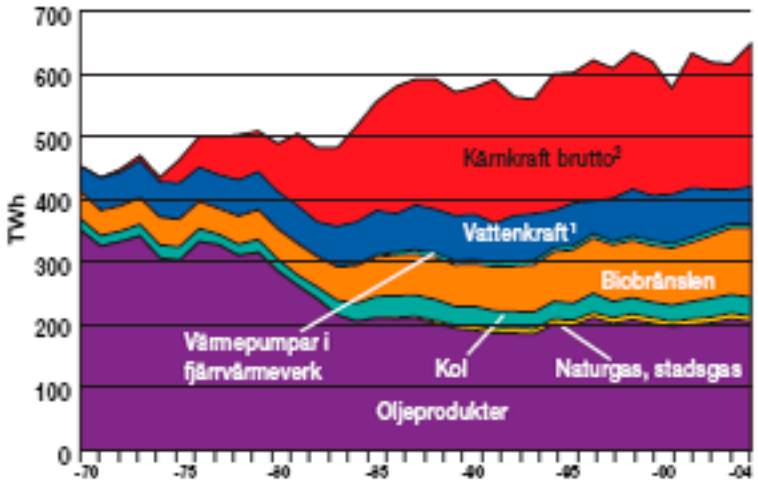
## 2.1 Energianvändning och tillförsel i Sverige

Historiskt sett har energitillförseln i Sverige varierat, se figur 2.1. Från att ha varit helt självförsörjande på energi i form av biobränsle och muskelkraft för 200 år sedan har andelen fossila bränslen, kärnkraft och vattenkraft ökat över åren. Som mest bidrog de fossila bränslena med närmare 80 % av den totala energitillförseln i början på 70-talet. Sedan dess har andelen fossilbränslen kraftigt minskat och uppgick år 2004 till ca 40 % av den totala energitillförseln. De stora tillskotten sedan 70-talet har främst varit en ökad användning av biobränslen och kärnkraft. Andelen naturgas har hitintills varit liten, och är nu knappt 2 % av energianvändningen.



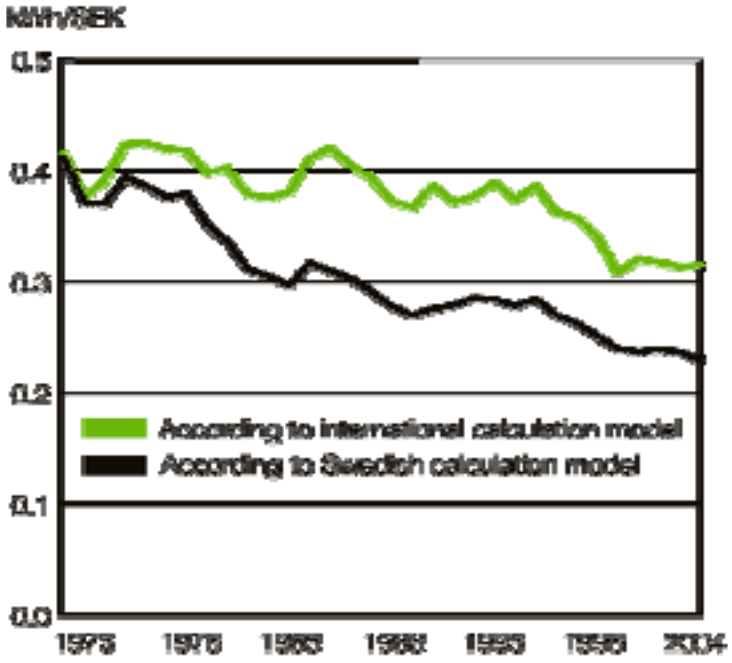

Figur 2.1. Energitillförsel i Sverige 1800-2000; omarbetad efter Kander (2002). Kategorierna i figuren bygger på de kategorier som används i SCBs statistik.

Figur 2.2 visar energitillförseln de senaste 30 åren. Exklusive kärnkraftens förluster har energianvändningen varit i stort sett konstant, ca 450 TWh per år. Den svenska ekonomin har under samma tid vuxit, vilket innebär att energiintensiteten sjunkit, se figur 2.3. Med den internationella metod som används idag, dvs beräkningar enligt FN/ECE:s riktlinjer, har energiintensiteten i stort varit konstant fram till mitten av 80-talet och har sedan sjunkit med ca 25 %. Med den beräkningsmetod som tidigare användes i Sverige har energiintensiteten sjunkit sedan 1973 med mer än 40 %.




Figur 2.2 Energitillförsel uppdelad på energislag 1970-2004, exklusive nettoexport el. Källa: STEM, 2005a.

Det finns anledning att anta att bilden från de senaste 30 åren kommer att bestå, d.v.s. den totala energi och elanvändningen kommer att vara i stort sett konstant, eller möjligen minska till följd av en mer aktiv energieffektiviseringspolitk och inverkan av kraftigt höjda energipriser som ännu inte slagit helt igenom.




Figur 2.3 Energiintensiteten i Sverige 1973 – 2004 i kWh per BNP krona. I den internationella metoden beräknas energiåtgången med bränslekvantiteten för elproduktion i kärnkraften i stället för den producerade elen (Svensk Energi, 2004).

Regeringen har aviserat ett tydligt effektiviseringskrav i byggnadsbeståndet, med en minskad energianvändning med 20 % till år 2020 och 50 % till år 2050 (räknat som

viktad energianvändning per kvadratmeter värmd yta) (Regeringskansliet, 2005). Ambitiösa mål har också aviserats i transportsektorn.

Hösten 2005 tillsattes en kommission under statsministerns ledning för att bryta oljeberoendet. Regeringsförklaringen 13 september 2005 säger att: ”Ett nytt mål sätts upp: Förutsättningar ska skapas för att bryta Sveriges beroende av fossila bränslen till 2020” Mona Sahlin [Samhällsbyggnadsminister (s)] utvecklade detta den 1 oktober i Dagens Nyheter och skrev bl.a.: ”Målet är att beroendet av fossila bränslen ska brytas till 2020. Då ska ingen bostad behöva olja för sin uppvärmning. Då ska ingen bilist vara ensidigt hänvisad till bensin. Då ska det alltid finnas bättre alternativ till olja.”

I år, 2006, uppgår den slutliga användning av oljeprodukter till ca 140 TWh per år, en kraftig minskning från de ca 260 TWh som användes 1970. De senaste åren har oljeanvändningen dock varit i stort sett konstant. På tillförselsidan finns olika alternativ att bryta oljeberoendet. Användning av inhemska bränslen, främst bioenergi kan öka, import av t ex etanol eller naturgas kan öka. Kombinationer av dessa möjligheter är givetvis möjliga.

## 2.2 Naturgas i Sverige

Användningen av naturgas i Sverige har ökat sedan mitten på 1980-talet och bidrog 2004 med ca 9 TWh (<2%) av landets totala energianvändning (STEM 2005b). Naturgas har introducerats i Sverige som en ersättning av kol och olja. Naturgasledningar har successivt byggts ut i sydvästra Sverige och når idag ca 30 kommuner med naturgas. I dessa kommuner står naturgasen för ca 20 % av den totala energianvändningen. Naturgasen används inom följande områden:

- I fjärrvärmeverk för att producera hetvatten för värme och varmvatten
- I kraftvärmeverk för att producera el och värme
- Inom industrin för ång- och hetvattenproduktion, värmebehandling av material och direktanvändning i processer
- I bostäder och lokaler för uppvärmning, men även i köksspisar, bastuaggregat och infravärme
- Som fordonsbränsle

År 2004 stod kraft- och värmeverken för 40 %, industrin för 40 % och hushållen för 20 % av naturgasanvändningen. En mycket liten del användes som fordonsbränsle.

Naturgasen kommer till Sverige via en gasledning från Danmark. Ledningsnätet i Sverige sträcker sig från Trelleborg i söder till Stenungsund i norr. Ledningen har en kapacitet på två miljarder $Nm^3$ gas per år, vilket motsvarar ca 22 TWh. Med ytterligare investeringar i kompressorer kan kapaciteten utökas till gasöverföring

motsvarande 30 TWh per år. Det finns även en förgrening in i Småland och på sikt planerar E.ON att förlänga denna förgrening upp till Mälardalen och Bergslagen, se figur 2.4. År 2004 beviljades E.ON gas tillstånd att bygga en ledning mellan Tyskland och Sverige via Danmark. Även andra energiföretag kan ha ett intresse av en ökad användning av naturgas och ett utbyggt naturgasnät. Det finns idag planer på att även knyta ihop det danska och svenska ledningsnätet med de norska gasfälten, och i framtiden kan det svenska gasnätet mycket väl knytas till gasledningar från Ryssland.

Figur 2.4. Befintliga och planerade naturgasledningar i Sverige.

Naturgas kan också transporteras i flytande form, dvs i form av LNG, Liquefied Natural Gas. Naturgasen kyls då till -162$^{o}$C för att övergå till flytande form. Transport av LNG fordrar inget ledningsnät men specialanpassade fraktfartyg. I Norge har man även utvecklat små fartyg anpassade till lokal mottagning utan koppling till större naturgasnät.

LNG kan ses som ett komplement eller ett alternativ till naturgas via naturgasledningar. LNG erbjuder en större handelsflexibilitet än ledningsbunden naturgas då handelspartners och volymer kan variera. Med LNG är det också lättare att möta kortsiktiga säsongsvariationer på efterfrågan. För en ökad användning av LNG i Sverige krävs en utbyggnad av LNG-terminaler samt investeringar i lokala rörledningssystem för distribution av naturgasen efter återförgasning. Idag finns det två mindre LNG-anläggningar i Uppsala och Linköping som används för back-up till biogas i fordon. Som ett komplement till det planerade utbyggnaden av naturgasnätet planerar E.ON även att bygga en terminal för LNG i Oxelösund till år 2010.

Potentialen för en framtida naturgasanvändning har beskrivits som mycket stor. I underlagsrapporten till Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar (STEM och SNV, 2005) redovisar Energimyndigheten en prognos där naturgasanvändningen förväntas öka till 50 TWh 2020. I Nordleden I visar man en potentiell ökning av andelen naturgas med uppåt 900 %, från ca 9 TWh per år till närmare 100 TWh per år fram till 2030-2050 (Unger, 2003). Under samma tidsperiod ökar mängden bioenergi med uppåt 100 % från ca 70 TWh per år till ca 140 TWh per år. Detta under förutsättning att koldioxidutsläppen skall minskas med 25 % fram till år 2050 samt en rad antagande vad gäller tillgängliga resurser, produktionskostnader, råvarukostnader etc. I en rapport från Nordiska ministerrådet (Nordiska Ministerrådet, 1997) antas Sveriges naturgasanvändning uppgå till 63 TWh år 2010 och 112 TWh år 2020.

Resultaten i rapporterna beror på en rad antaganden. Det i särklass viktigaste antagandet för den framtida naturgasmarknaden är naturgaspriset. Ett naturgaspris på ca 10 öre/kWh bidrar till en hög potential. Ett högre naturgaspris på närmre 20 öre/kWh, som varit realiteten för hösten 2005, leder till en betydligt lägre naturgaspotential än de som redovisats i ovan refererade studier, se avsnitt 2.3.

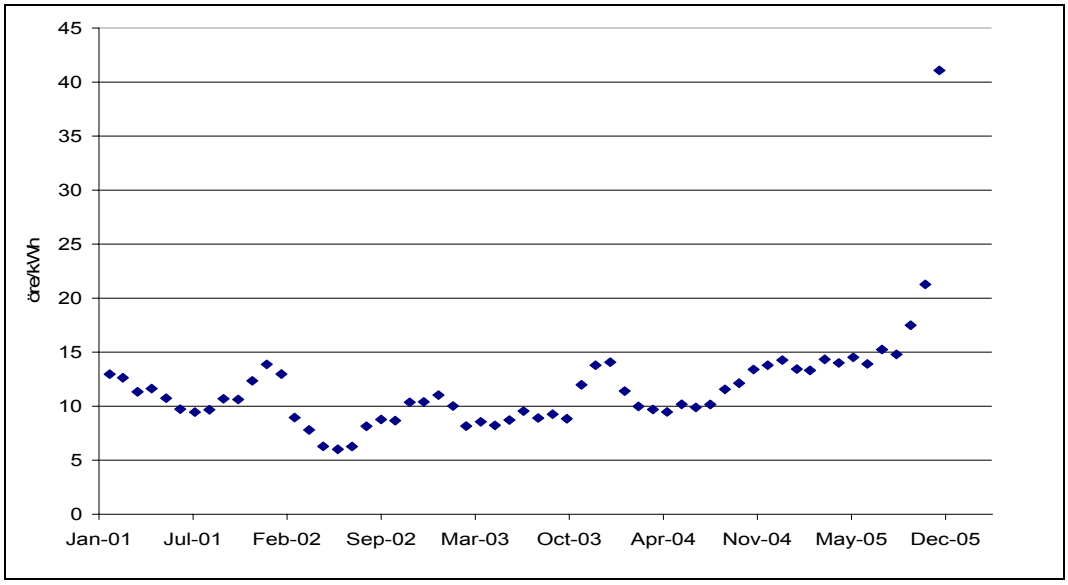
## 2.3 Kostnader och kostnadsutveckling för naturgas

Priset på naturgas har varierat över åren. Spotpriserna har under de senaste fem åren varierat mellan ca 6 -15 öre/kWh, se figur 2.5. Spotpriserna för slutet av 2005 är betydligt högre, 20-40 öre/kWh. Priset till kund beror emellertid på faktorer såsom distributörens naturgaskostnad, kundens storlek, volym gas, kontraktets längd, skatter etc. Leveransavtalen har hitintills varit långsiktiga, ca 20 år mellan importör och handelsföretag och 5 år mellan handelsföretag och större slutkunder. I figur 2.6 redovisas pris till hushållskunder och industri 1997-2005 i Sverige; i tabell 2.1 återges skatt på naturgas 2005.

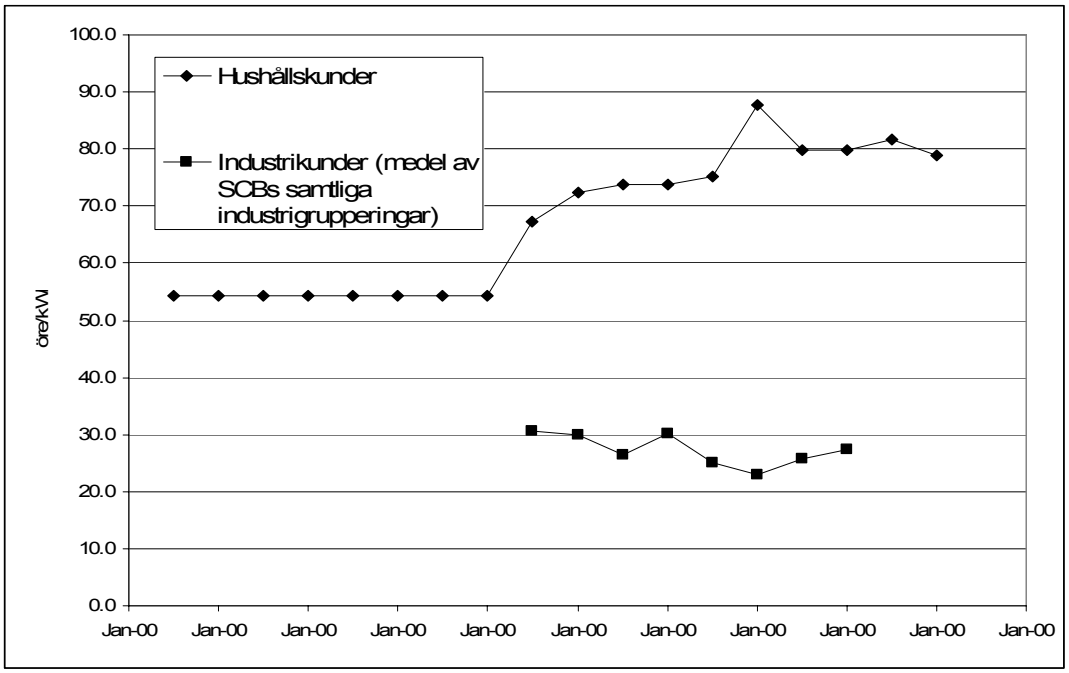
För en normalstor industrikund med en gasanvändning från några GWh till ca 50 GWh bör totalpriset på naturgas inte överstiga oljepriset för att vara konkurrenskraftigt; låt oss anta ett pris på 25 öre/kWh. Totalpriset för kunden kan då delas upp enligt följande. (1) Den rörliga gaskostnaden står för ca 50-60% av kundpriset, dvs ca 12-15 öre/kWh; (2) därtill kommer en fast avgift som täcker en handelsmarginal om ca 2-3 öre/kWh (5-10%); (3) och en nätavgift som skall finansiera gasledningarna, denna utgör ca 5 öre/kWh (20 %) av totalpriset. Nätavgiften för industrikunder är uppdelad i en fast effektberoende avgift och en rörlig energiavgift.[2] (4) Skatten (enbart koldioxidskatt) utgör idag knappt 20 % av totalkostnaden. För större

[2] För mer information kring nätavgifter se www.novanaturgas.se och www.eon.se

industrikunder som ingår i systemet för handel med utsläppsrätter kommer koldioxidskatten att slopas från och med 2006.




Figur 2.5. Spotpriser på naturgas 2001-2005 hämtat från Zeebrugge Gas Index (http://psg.deloitte.com/spectron/ZeebruggeGasIndex.asp).




Figur 2.6. Naturgaspriser för hushållskunder och industrikunder i Sverige 1997-2005 inklusive transport skatter och eventuella rabatter hämtat från SCB (http://www.scb.se/templates/Product_24716.asp).

**Tabell 2.1 Skattesatser för naturgas den 1 januari 2005, kr per 1000 m3 .**

| | Energiskatt | Koldioxidskatt | Totalt |
|---|---|---|---|
| Motordrivet fordon, fartyg, luftfartyg | 0 | 1 110 | 1 110 |
| Tillverkande industri, jordbruk, skogsbruk, vattenbruk och kraftvärmeverk | 0 | 410 | 410 |
| Övriga | 238 | 1954 | 2192 |

Att sia något om framtida naturgaspriser är svårt. Naturgaspriserna kan tänkas följa oljepriserna och stiga liksom varit fallet i slutet av 2005. Naturgaspriserna kan naturligtvis även tänkas sjunka som en följd av den förestående avregleringen av naturgasmarknaden. Likaså kan länder med stora naturgasreserver påverka försörjningsläget, varför händelser av den typ som förekom mellan Ryssland och Ukraina för under vintern 2005 kan återkomma.

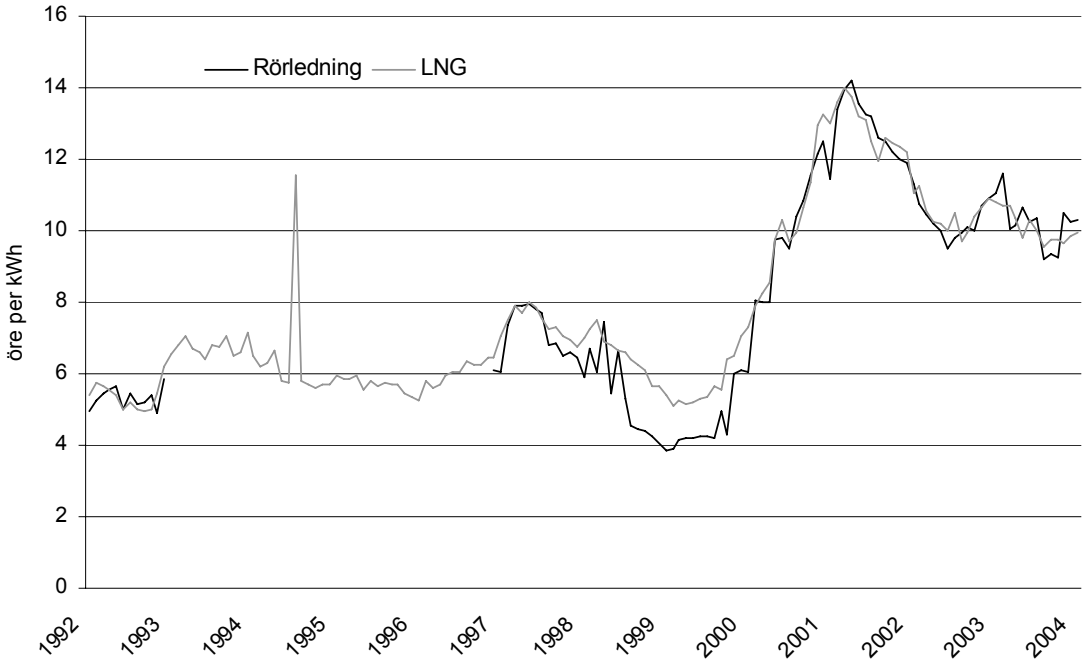
I Energimyndighetens prognosarbete använder man sig av IEA:s (International Energy Agency) bedömningar för framtida naturgaspriser som publiceras i World Energy Outlook. I Energimyndighetens senaste prognosrapport ”Uppdatering av 2004-års prognos för utsläpp av växthusgaser 2010 – Underlag inför Sveriges andra fördelningsplan för utsläppsrätter, perioden 2008-2012” utgår man från ett naturgaspris på 9,4 öre år 2000 och räknar med ett naturgaspris på 7,8 öre år 2010, ett antagande som bygger på minskade oljepriser (STEM, 2006).[3] Energimyndigheten presenterar även ett känslighetsscenario där naturgaspriset ökar i linje med ett realt oljepris på 50 US$/fat till år 2010, vilket ger ett naturgaspris på 9,3 öre/kWh år 2010. Det höga oljepriset antaget för 2010 är emellertid något lägre än det faktiska oljepriset, på 50-60 US$/fat, i slutet av år 2005 (STEM, 2006). Energimyndighetens antagandena om priser framstår i dagsläget som låga då dagens naturgaspriser på nya kontrakt till industrikunder är högre.

Naturgasens konkurrenskraft beror emellertid inte enbart på naturgaspriserna. Kostnaderna för omvandlingsteknik har också en stor betydelse. Lägre teknikkostnader skulle leda till ökad konkurrenskraft för naturgas. En studie kring kostnadsutveckling av omvandlingsteknik för naturgas har visat att sådana kostnader har minskat avsevärt under senare år (Colpier och Cornland, 2002). Författarna till studien bedömer emellertid att kostandsminskningen kommer att avta framöver.

Kostnader för LNG har minskat till följd av teknikutveckling, stordriftsfördelar och ökad konkurrens; kondenseringskostnaderna har minskat med 35 %, kostanden för återförgasningsanläggningar har minskat med 18 % och transportkostnaderna har minskat med ca 40 % (STEM, 2005c). Prisskillnaden mellan naturgas och LNG är inte längre så stor, vilket har lett till att intresset för LNG har ökat. Figur 2.7 visar hur prisutvecklingen för LNG följt prisutvecklingen för naturgas. STEM (2005c) skriver att ”en utbyggnad av rörledningarna i Sverige innebär att en större volym

[3] Energimyndigheten har använt sig av siffror publicerade i World Energy Outlook 2004 och en växelkurs på 9,17 för år 2000 och 8,2 för år 2010.

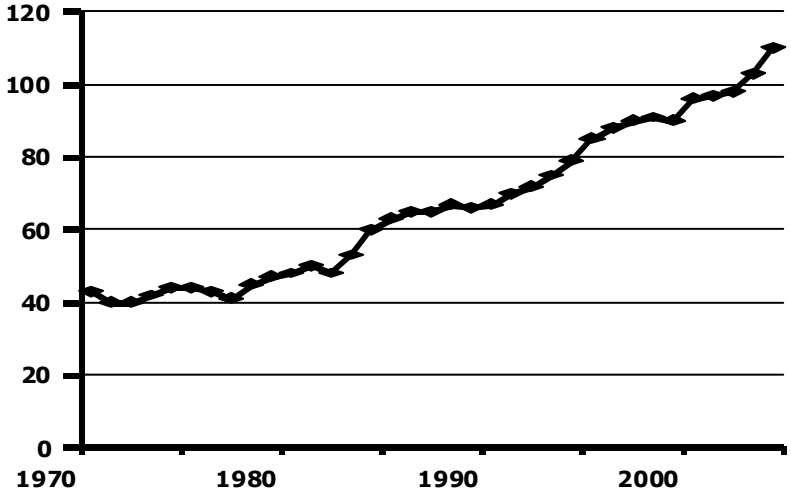
måste avsättas för att det skall vara ekonomiskt lönsamt jämfört med en import av LNG.” Anledningen till detta är att LNG kan importeras med mindre volymer.




Figur 2.7 Genomsnittligt importpris för EU-15 av rörbunden (streckad linje) och LNG (heldragen linje). Bilden är hämtad från STEM (2005b) och är baserad på data från IEA.

## 2.4 Bioenergi i Sverige

Biobränsle användningen i Sverige har ökat avsevärt sedan 70-talet. 1970 var andelen biobränsle knappt 10 % av den totala energianvändningen; 2004 var mängden biobränsle ca 110 TWh och utgjorde närmare 25 % den totala energianvändningen (STEM, 2005b), se figur 2.8. Biobränsleanvändningen har sedan 1990 ökat med ca 3-5 TWh per år, men 2004 var ökningen hela 7 TWh. Ökningen beror främst på introduktionen av ett flertal styrmedel och direktiv som kraftigt gynnat biobränsleanvändningen: koldioxidskatt och andra skatter, el-certifikat och biobränsledirektivet. Dessa styrmedel har resulterat i en begränsning av utsläpp av växthusgaser och ökad ”security of supply”.




Figur 2.8. Bioenergianvändningen i Sverige i TWh 1970-2004 (Svebio, 2005).

Tillgången på bioenergi i Sverige är god. Huvudsakligen kommer bioenergiråvaran direkt från skogsbruket i form av avverkningsrester, grot (grenar och toppar) samt från sågverksindustrins och massa- och pappersindustrin i form av bi– och restprodukter. Biobränslen används direkt eller förädlas till pellets, briketter och pulver. Förädlingen leder till höjd energitäthet, underlättar hanteringen och ger en bättre transportekonomi.

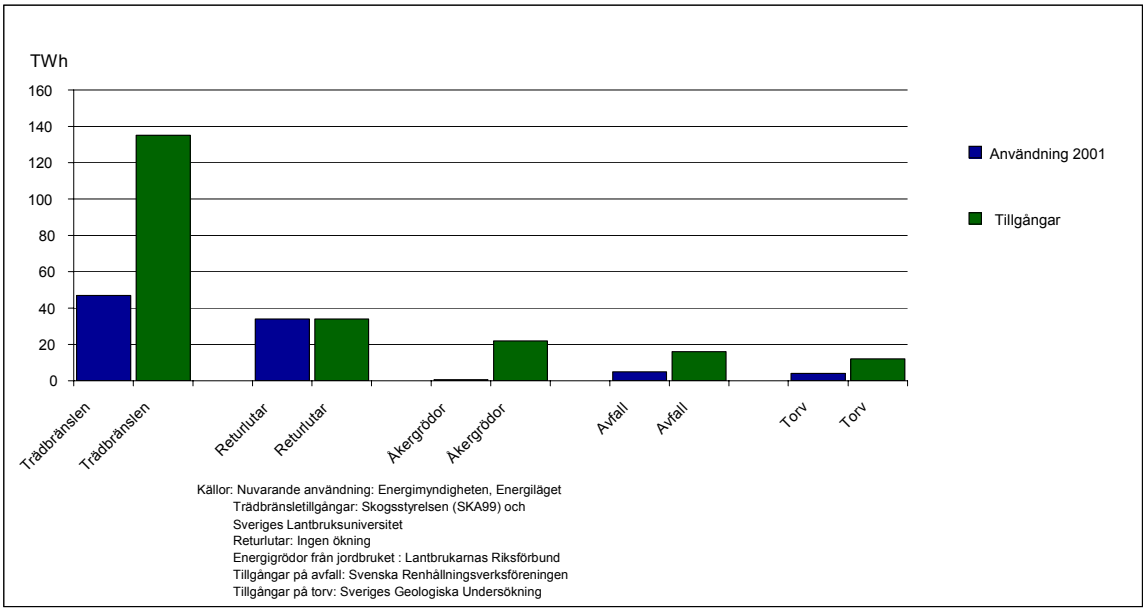
Bioenergi används främst inom industrisektorn (48 %) och för fjärrvärme produktion (34 %) men även för elproduktion (6 %), transporter (1 %) och för övrig användning inom bostads och servicesektorn (12 %)

Svebio presenterar en bioenergipotential i Sverige på ca 200 TWh per år, exklusive torv, se figur 2.9 (Svebio, 2005). Potentialen bygger på uppgifter från Energimyndigheten, Skogsstyrelsen, Sveriges Lantbruksuniversitet, Renhållningsverksföreningen, och Lantbrukarnas riksförbund. (I figuren presenterar Svebio även en potential för torv – vi beaktar dock inte potentialen för torv i denna rapport eftersom den i huvudsak är att jämställa med fossila bränslen).

Svebio räknar med att sammanlagt 135 TWh trädbränsle kan tas från den svenska skogen per år – jämfört med nuvarande 50 TWh. Börjesson (2001) samt Andersson et al. (2001) visar på en högre potential och ytterligare ca 25 TWh per år för skogsbränsle vid optimerad gödsling av 20 % av skogsarealen. Denna potential inkluderar till viss del även direktavverkning av stamved. Enligt Börjesson (2005) skulle potentialen kunna skrivas upp ytterligare något, utan att äventyra miljön eller

skogsindustrins behov av fiber, genom att tillvarata klena träd vid gallring som biobränsle. Denna potential har ännu inte kvantifierats.

En viktig förändring som skett över åren som kan komma att påverka trädbränslepotentialen är skogsindustrins ökande intresse för energiprodukter. Detta möjliggör att viktig kompetens inom skogsindustrin kan användas för att identifiera och utveckla råvaror, produkter och processer för energiändamål. Skogsindustrin saluför idag inte enbart trävaror, papper och massa utan även energiprodukter (se till exempel Södra, 2005).




Figur 2.9. Biobränslepotentialen för Sverige (Svebio, 2005) ( I figuren presenterar Svebio även en potential för torv – vi beaktar inte den potentialen i denna rapport).

Potentialen för förbränning av hushållsavfall och icke-branschspecifikt avfall uppskattas i Svebios studie till 16 TWh per år, medan biobränsle från jordbruket förväntas på sikt kunna öka till 22 TWh per år. Börjesson et al. (2002) uppskattar potentialen för åkerbränsle i ett 25 års perspektiv till 33 TWh per år på en yta av 600 000 ha, men säger samtidigt att den uppskattade arealen för åkerbränsle varierar mellan 400 000 och 800 000 ha. Vid en presentation vid Skogs- och lantbruksakademin i år uppgav emellertid Johansson att ca en tredjedel av den svenska åkerarealen är mest lönsam för energigrödor, dvs. ca 900 000 ha (Johansson, 2005). Detta indikerar att potentialen för åkerbränsle skulle vara närmre 50 TWh per år.

Som beskrivits ovan varierar beräkningarna av bioenergipotentialen och potentialen beror på antagande gällande tillgång till restprodukter från skogsindustrin, avverkningsrester, tillgänglig landareal för åkergrödor, avkastningspotential mm. Störst är variationen på potentialen av åkergrödor och den antagna arealen för

åkergrödor. Skillnader i uppskattad areal beror på antaganden gällande pris på salix, pris på alternativt bränsle, världsmarknadspriset på mat, kostnader för överkapacitet på maskiner, teknikutveckling, etc. Tidigare erfarenheter visar att den salixodlade arealen i Sverige är kraftigt beroende av anläggningsstöd.

Biobränsle kan också importeras i form av råvaror eller förädlad produkt (Hansson et al. (2005). Länder med god tillgång till biobränsle är bland annat Brasilien, Canada, och Ryssland. Idag importeras biomassa och omfattningen beräknas till ca 5-9 TWh per år.

Biobränslepotentialen i Sverige kan omsättas till biogas, etanol, DME och FT-bränslen etc. - energibärare som kan användas inom transportsektorn. Produktion av biogas, etanol, DME och FT-bränslen påverkar potentialen för fasta biobränslen.

Potentialen för biogas, som bildas vid biologisk rötning, har uppskattats till 14-17 TWh/år, se tabell 2.1.[4] Det bör dock noteras att dagens prognoser är baserade på befintliga rötningsteknologier; förväntade tekniska framsteg kan ändra potentialen.[5] Även en ökad areal för åkergrödor, enligt resonemang ovan, resulterar i en större potential.

Under år 2004 levererades 126 GWh biogas som fordonsbränsle, men med nuvarande planer beräknas produktionen av biogas till fordonsbränsle uppgå till 1040 GWh år 2010 och potentialen för biogas som drivmedel år 2020 bedöms till 3,6 TWh/år (Linné & Jönsson, 2005). Den totala biogasanvändningen 2003 var 523 GWh (STEM, 2005a)

Den helt dominerande råvarupotentialen kommer från lantbruket. Den fraktion som bäst lämpar sig för biogasframställning är olika restprodukter, vilka motsvarar ca 10 TWh per år. För dessa restprodukter är kostanden i stort sätt noll, för avfall är den till och med negativ i och med mottagaravgifterna. Däremot är det idag svårt att få ekonomi i biogasframställning från åkergrödor (Börjesson, 2005). De odlade grödorna konkurrerar även som bränsle för kraft/värmegenerering och för produktion av alternativa biodrivmedel.

Biometan, så kallad SNG (syntetisk naturgas), kan framställas genom termisk förgasning av biobränsle. Termokemisk konvertering av biomassa till gasbränsle sker genom olika förgasningsprocesser och producerar en blandning av koldioxid och väte som kallas for syngas. Syngas i sin tur kan renas och konverteras till biometan (syntetisk naturgas). Vid all omvandling från ett biobränsle till syngas (och sedan syntetisk naturgas) går emellertid en del energi förlorad i omvandlingsprocessen. Verkningsgraden beror på omvandlings-processen och möjligheten att ta tillvara

[4] Biogas består av en blandning av olika gaser där huvudkomponenten, liksom hos naturgas, är metan. Metaninnehållet är dock lägre i biogas (ca 55-70%) jämfört med naturgas (ca 90%).
[5] Cook indikerar att potentialen kan öka med 30-50% genom processoptimisering i befintliga och nya rötningsanläggningar (Cook, 2005).

spillenergin (t.ex. värmeleverans till fjärr-värmenät). Verkningsgraden för att framställa metan från biobränslen är hittills inte verifierad i kommersiell skala men värden mellan 55 % och 75 % rapporteras (Linné & Jönsson, 2005; Mozaffarian & Zwart, 2003; NREL, 2004; TSS Consultants, 2005). Dessa verkningsgrader kan mycket väl komma att förbättras med ökad kunskap och erfarenhet.

Tabell 2.1. Potential för biogas som bildas vid biologisk rötning i GWh/år (Nordberg et al., 1998). I tabellen redovisas två potentialer Biogaspotential på 10 års sikt och Justerad biogaspotential. Skillnaderna mellan de två potentialbedömningarna är (1) att halm inte ingår i den justerade biogaspotentialen, (2) att arealen med odlade grödor har ökats från 6 till 10 % i den justerade biogaspotentialen, och (3) att utbytet från de odlade grödorna har ökats eftersom betor och majs ingår den justerade biogasproduktion. Vidare har avfall från restauranger flyttats till hushållsavfall i den justerade potentialen. Märk att energipotentialen för biogas erhållen genom biologisk rötning av odlade grödor är ca hälften av den energipotential som tillskrivs termisk förgasning av odlade grödor såsom salix.

| | **Substrat Biogaspotential på 10 års sikt (GWh/år)** | **Justerad biogaspotential (GWh/år)** |
|---|---|---|
| Odlade grödor | 3250 | 7190 |
| Träck+urin | 2940 | 2560 |
| Halm | 7140 | |
| Blast+bortsort potatis | 920 | 920 |
| Boss&agnar | 60 | 60 |
| Hushållsavfall | 600 | 940 |
| Trädgårdsavfall | 230 | 230 |
| Avfall från restu-rang&handel | 60 | |
| Parkavfall | 240 | 240 |
| Slam från ARV | 970 | 970 |
| Slam från enskilda Avlopp | 30 | 30 |
| Pappers- och massaindustrin | 110 | 90 |
| Övrig industri | 820 | 820 |
| **Totalt** | 17370 | 14050 |

Biogas inklusive SNG har beräknats kunna ge ett tillskott på ca 30 TWh år 2050 (Linné & Jönsson, 2005). Enligt Bengt Ekenstierna på E.ON (citerad i Eriksson, 2005) kan den totala produktionen av biogas (dvs inklusive SNG) bli upp till 40 TWh per år när förgasningstekniken är mogen. Vidare anser VTT i Finland att utvecklingen av SNG produktion i Norden kan utvecklas snabbt och att anläggningens storlek (för att uppnå skalekonomin) kan förväntas uppnå 50 till 200 MW (Makinen & Sipilä, 2006). Biogas som bildas vid biologisk rötning samt SNG som bildas vid termisk förgasning kan användas direkt eller som ett blandbränsle med naturgas. Om biogasen (gäller även SNG) skall blandas med naturgas och föras in i naturgasnätet måste den renas. Koldioxid, svavelväte, partiklar och vatten måste skiljas bort, så att en gas av främst metan kvarstår (SHK, 2004).

Det största hinder för kommersialisering av SNG på kort sikt är den låga verkningsgraden på processen och de höga kostnaderna för rengöring av gasen. Enligt Linné och Jönsson (2005), är det inte realistiskt i svenskt perspektiv att anta att någon mera omfattande SNG-produktion i Sverige före 2010. Goda resultat från pilotprojekt kan leda till att en fullskaleanläggning är i drift ca 2015 med uppskattad produktionskapacitet av cirka 200 GWh/år.

Etanol som fordonsbränsle produceras i Sverige i dag i två anläggningar. I anläggningen i Norrköping produceras etanol från vete, och i anläggningen i Örnsköldsvik produceras etanol från massaindustrins restprodukter. 2004 används ca 0.9 TWh etanol för transporter i Sverige, ca 20 % av denna etanol producerades i Sverige och 80 % importerades från Brasilien. Etanol kommer i framtiden även kunna produceras från trädbränsle och åkergrödor som salix, dock med en energiverkningsgrad begränsad till 30-40% (L-B-Systemtechnik, 2002). Vid etanolproduktionen erhålles emellertid även ett fast bränsle som motsvarar ca 15 % av energiinnehållet i råvaran. Sett ur detta perspektiv är den totala energiverkningsgraden ca 55 % för en fristående etanolfabrik (Zacchi, 2006). Zacchi (2006) menar att verkningsgraden även kan komma att höjas för mogen teknik. För energikombinat med produktion av etanol, el och fjärrvärme beräknas verkningsgraden till ca 70-75 % (Zacchi, 2006). Även för etanol är det största hinder för kommersialisering på kort sikt den låga verkningsgraden på processen.

Slutsatsen är att Sverige har en stor och outnyttjad potential av bioenergi och att bioenergimarknaden har potential att utvecklas och öka ytterligare. Bioenergin kan komma att användas direkt eller förädlas till pellets, briketter och pulver, biogas, SNG, etanol, DME, eller andra bränsle. Produktion av bränsle såsom SNG, etanol och DME är ännu inte kommersiell och verkningsgraden begränsad. I ett lägre perspektiv antas emellertid verkningsgraden för dessa produkter öka varför bränslena blir mer konkurrenskraftiga. Studier har dock visat att en kostandseffektiv minskning av koldioxidutsläpp inte stödjer en användning av den inhemska bioenergipotentialen inom transportsektorn utan den inhemska bioenergipotentialen bör snarare användas för kraftvärme produktion (Azar et al., 2003).

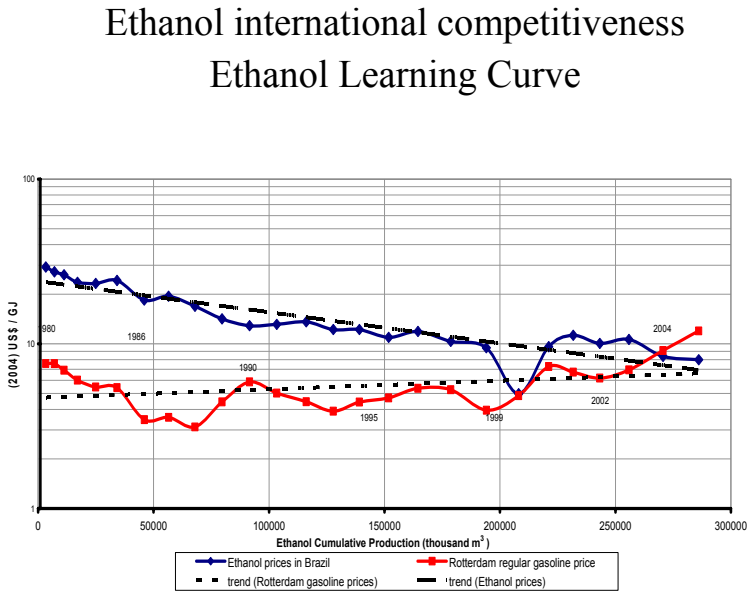
## 2.5 Kostnader och kostnadsutveckling av biobränsle

Priserna på biobränsle (skogsflis, returträ och biprodukter) har legat relativt konstant på ca 10 öre/kWh under 90-talet och fram till idag; priset för åkerbränslet salix ligger något högre, ca 14 öre/kWh. Priserna på förädlade skogsbränsle produkter är uppåt 20 öre/kWh (siffrorna bygger på statistik från SCB). Med dagens energiskatter och elcertifikatsystem är priserna väl konkurrenskraftiga med andra

energikällor för såväl kraft/värme-produktion som uppvärmning i av bostadshus. Kostnaderna för att producera fordonsgas (uppgraderad och trycksatt) från biogas uppskattas till mellan 2,70 och 5,00 kronor/liter bensinekvivalent exklusive moms.

Kostnaden för framtagning av biobränsle i Sverige har minskat avsevärt. Exempelvis har kostnaden för framtagning av skogsflis minskat med ca 70 % sedan mitten på 70-talet (Junginger, 2005). Det finns även potentialer som pekar på fortsatta kostnadsminskningar. Med nya metoder för flisframställning beräknas kostnaden för flis kunna minskas med 20-30% (Glöde, 2000). Ytterligare kostandsreduktion skulle kunna vara möjlig till följd av skalfördelar, minskade transportavstånd, bättre logistik och ytterligare teknisk utveckling. Uppskattningar av kostnadsreduktion för åkergrödor och specifikt salix visar på en möjlig kostnadsreduktion med 10 % till följd av skalfördelar och med 35 % om man inkluderar växtförädling och teknisk utveckling (Rosenquiest et al., 2005). Kostnadsuppsakttningarna tar även hänsyn till markkostnader och riskkompensation till bönder. I det fall salixodlingar kombineras med vattenrening i så kallade multifuktionella planteringar kan kostnaderna minska med 50 % (Börjesson et al., 2005). Även kostnaderna för framställning av biodrivmedel har minskat; i figur 2.10 visas utvecklingen av kostnader för etanol från Brasilien.

Torts att potentialen för kostandsreduktion av biobränsle är stor finns det en risk att marknadspriserna inte minskar i samma takt som kostnaderna. Marknadspriserna på bioenergi kan mycket väl komma att följa alternativa marknadspriser på exempelvis olja och naturgas. Priserna kan då komma att vara betydligt högre än kostnaderna och generera en vinst för (svenska) bioenergiföretag.




Source: Nastari, 2005

Figur 2.10. Utveckling av etanol från Brasilien (övre kurva) samt bensinpriset i Rotterdam (undre kurva) (Coelho, 2006).

Konkurrenskraften för bioenergi kommer inte bara att bero på utvecklingen av biobränslepriserna utan även på framtida kostnader för olika omvandlingstekniker. Kostanden för olika typer av omvandlingsteknik kommer troligen att minska med ökad erfarenhet i produktion och användning av sådan teknik. För teknik som är relativt ny på markanden kan kostnaden gå ner relativt snabbt med ökad erfarenhet (Se studier om erfarenhetskurvor: Neij, 1999; Kamp, 2004; Junginger, 2005).

# 3 Är en naturgasutbyggnad i Sverige förenlig med de långsiktiga klimatmålen?

Frågan som ställs i detta kapitel är om en naturgasutbyggnad i Sverige är förenlig med långsiktiga klimatmål. Svaret på den frågan är med stor sannolikhet *nej* - nedan utvecklar vi grunderna för denna bedömning.

## 3.1 3.1 Klimatsituationen

FN:s klimatkonvention antogs vid Riokonferensen 1992 och trädde i kraft 1994. Målet är att stabilisera den atmosfäriska koncentrationen av växthusgaser på en sådan nivå att farlig antropogen påverkan på klimatsystemet undviks.

Den senaste internationella genomgången av kunskapsläget rörande klimatfrågan gjordes av IPCC i den tredje utvärderingen, som publicerades 2001 (IPCC, 2001). Under senare år har farhågorna ökat att inverkan av klimatförändringar kan komma tidigare, vara kraftigare och mer abrupta än vad som presenterades i denna rapport. Detta gäller särskilt polartrakterna där stora förändringar observerats (se t.ex Turner et al., 2006).

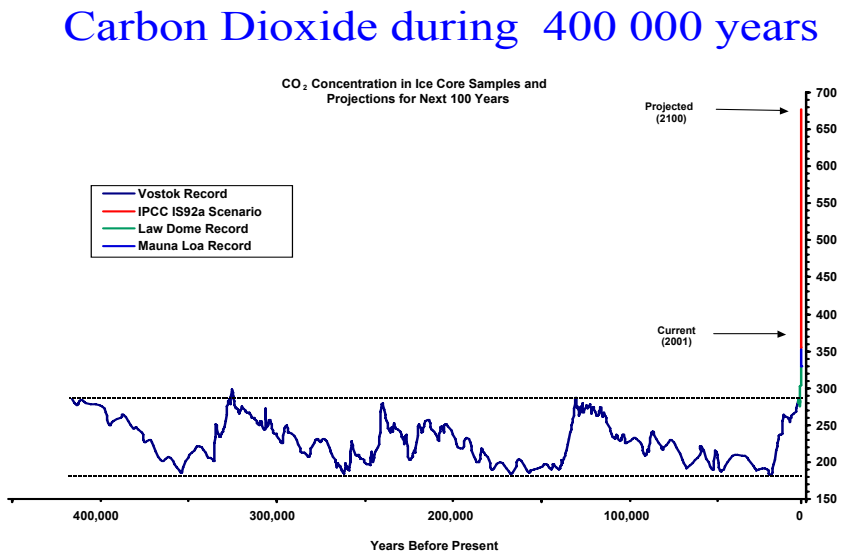
De fem varmaste åren från vilka mätningar finns har inträffat sedan 1998 (global medeltemperatur vid markytan) (Nasa, 2005). Detta har sammanfallit med ett ökat antal extrema väderhändelser. Klimatets känslighet för ökade halter av klimatgaser anses nu vara högre än tidigare. Sannolikheten för kraftiga höjningar av oceanernas vattenstånd genom destabilisering av glaciärerna på Grönland och i Västra Antarktis bedöms ha ökat, bl a baserat på observationer av ett signifikant ökad flöde av glaciärer på Grönland och Antarktis under det senaste decenniet (Overpeck et al., 2006). Arktisisens utbredning nådde 2005 sitt minsta sommarminimun sedan mätningar påbörjades 1979[6], med den minsta observerade återhämtningen i mars 2006[7], och med en minskning av isens tjocklek 1988-2004 med 40 – 50 % (Lindsay och Zhang , 2005). Oceanerna försuras vilket hotar ekosystem som koraller och den kolsänka oceanerna utgör (The Royal Society, 2005).

Förändringar i regionala temperaturer, nederbördsfördelning permafrost och havsisar inverkar på biodiversitet och samhällen in en högre takt än som observerades på 90-talet. Andra storskaliga återkopplingar som förstärker klimatförändringarna inkluderar utsläpp av metan från metanhydrater och avskogning i Amazonas.

[6] Se http://nsidc.org/news/press/20050928_trendscontinue.html
[7] Se http://nsidc.org/news/press/20050928_trendscontinue.html#fig1

Enskilt eller sammantaget kan dessa förändringar vara katastrofala över mindre eller mycket stora områden.

Koldioxid ($CO_2$) är den viktigaste klimatgasen. Temperatur, koldioxid och metan har bestämts för perioden mellan nutid och 400 000 år bakåt i tiden i borrkärnor tagna vid Vostok i Antarktis. Figur 3.1 illustrerar hur $CO_2$ under denna tid varierat inom ett band av 180-280 ppm. Temperaturvariationerna har samtidigt hållit sig inom ett intervall av $10^{o}$C. Genom utsläpp av $CO_2$, främst från användning av fossila bränslen har nu halten stigit till 380 ppm. Halten väntas under innevarande sekel nå 600-800 ppm, om inga åtgärder vidtas. Med tanke på trögheterna i anpassning av de bio-geofysiska processerna på jorden är situationen nu kraftigt störd och en anpassning mot relativ stabilisering i förhållande till de gjorda utsläppen väntas ta tiotals till hundratals år, och i vissa fall tusentals år. Det är alltså ett fullskaleexperiment med förutsättningarna för betingelserna på jorden som pågår.




Figur 3.1 Koldioxidkoncentrationen i atmosfären de senaste 400 000 åren (J.R. Petit et al.; IPCC projections).

## 3.2 Övergripande målsättningar för klimatpolitiken

Målet för FN:s klimatkonvention innebär att de globala utsläppen av klimatgaser måste minska till långt under den nuvarande nivån. Stabilisering på höga nivåer, 800-1000 ppm, medger att utsläppen kan fortsätta öka för att reduceras långt senare, kanske efter ett par hundra år. Ju lägre nivå för stabilisering av halten ju tidigare måste reduktionen av utsläppen ske.

Det råder ingen utbredd enighet om hur målet skall omsättas i termer som kan vägleda politiken på området. EU har dock kommit överens om att temperaturökningen bör bli högst 2°C över den förindustriella nivån. Detta är också Sveriges mål.

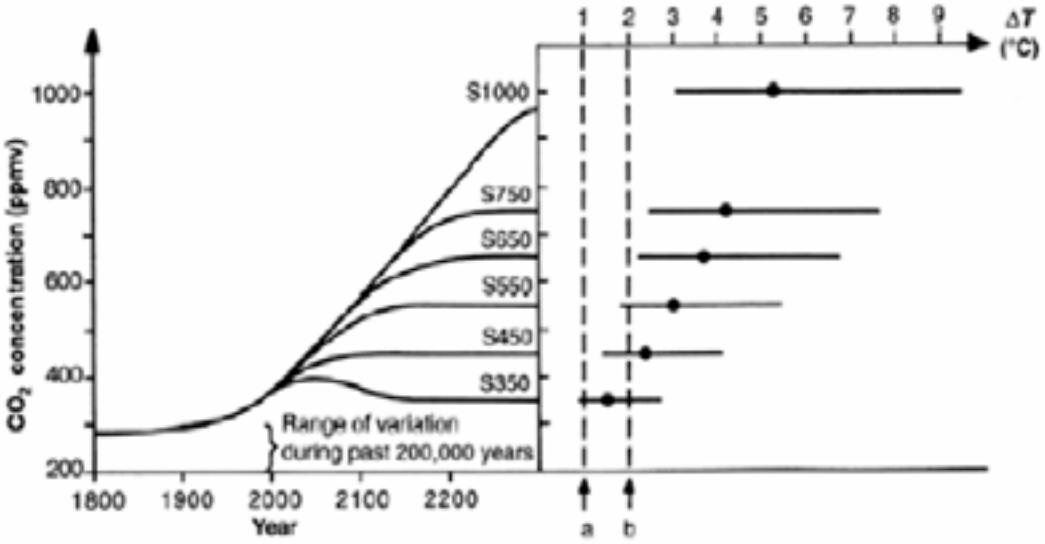
En temperaturhöjning på högst 2°C innebär att koncentrationen av växthusgaser i atmosfären behöver stabiliseras på 450 ppm $CO_2$-eq. eller lägre för att denna nivå på temperaturhöjning skall kunna uppfyllas med 60 % sannolikhet (Elzen and Meinshausen, 2006).

I den svenska kontrollstationsrapporten 2004 sägs, med hänsyn tagen till andra växthusgaser än $CO_2$, att detta innebär att halten $CO_2$ behöver stabiliseras under 450 ppm för att uppnå 2°C målet (SNV och STEM, 2004). Detta är dock avhängigt av hur känsligt klimatet är för växthusgaserna. Av figur 3.2 framgår att halten bör vara lägre än 450 ppm, kanske under 400 ppm, för att öka sannolikheten för att temperaturökningen skall bli 2°C eller mindre med rimlig sannolikhet. Med en hög känslighet i klimatsystemet kan dagens koncentration av koldioxid i atmosfären vara för stor for att 2°C målet skall kunna nås, se figur 3.2.

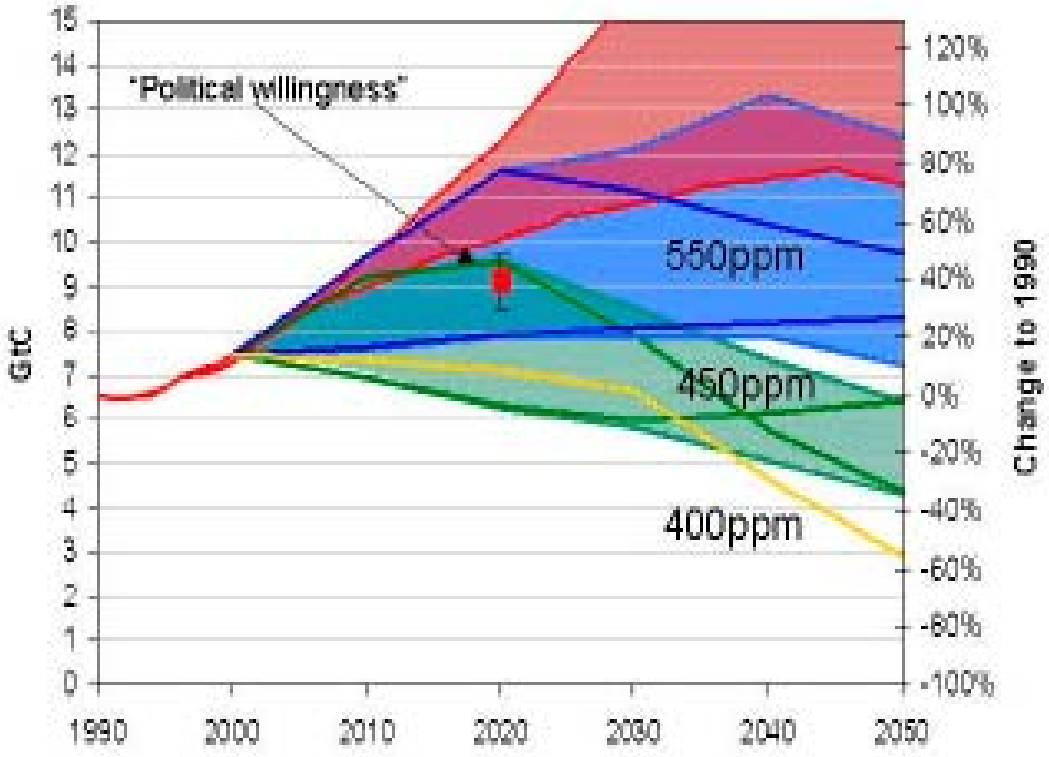
Kyotoavtalet, som förhandlades fram under klimatkonventionen, sträcker sig till och med 2012. Det begränsar utsläppen av klimatgaser från industriländerna, dock ej USA och Australien. Efter detta finns inga internationella överenskommelser, samtidigt som det råder utbredd enighet om att en stabilisering på låga nivåer kräver kraftfulla mål och ett deltagande av alla stater med stora utsläpp av klimatgaser.

Europeiska Parlamentet välkomnar Europeiska rådets slutsats från den 23 mars 2005 om ett reduktionsmål för 2020 av storleken 15-30%, och Parlamentet framhåller samtidigt att ett långsiktigt reduktionsmål för 2050 av storleksordningen 60-80% också behövs.

Om målet för koldioxid skulle sättas till 400 resp. 450 ppm behöver utsläppen globalt minska till 3 GtC respektive 3.5-6 GtC år 2050, se figur 3.3, för att därefter fortsätta att minska.




Figur 3.2 Till vänster: Stabiliseringsscenarier för $CO_2$. Till höger: Motsvarande jämviktsförändringar av den globala medeltemperaturen efter förindustriell tid. Streckade vertikala linjen benämnd (a) motsvarar den uppskattade variationen av globala medeltemperaturen de senaste 1000 åren och (b) motsvarar EU:s långsiktiga temperaturmål (Azar och Rodhe, 1997).




Figur 3.3 Globala utsläpp av koldioxid för stabilisering av koncentrationen i atmosfären på olika nivåer.. Källa: Höhne, ECOFYS (Höhne och Ullrich, 2005).

## 3.3 Sveriges mål i klimatpolitiken

EU:s åtagande under Kyotoprotokollet innebär totalt en minskning av växthusgasutsläppen med 8 % från 1990 års nivå. Vid fördelningen av detta åtagande mellan EU:s medlemsstater under den s.k. EU-bubblan blev Sveriges tilldelning en ökning med 4 %.

Sverige har också satt ett nationellt mål för minskning av utsläppen av klimatgaser. Målet är -4 % jämfört med 1990 års nivå som genomsnitt under perioden 2008-2012.[8] Det är lägre än vad Sverige tilldelats under EU-bubblan. Sverige har alltså satt ett mer ambitiöst mål än vad EU:s åtagande under Kyotoprotokollet innebär för Sveriges del, men inte lika ambitiöst som det ursprungliga åtagandet i Kyotoprotokollet.

Utsläppen i Sverige 1990 av de växthusgaser som omfattas av Kyotoprotokollet var 72.4 Mton$CO_2$eq. De skall alltså minska till i genomsnitt 69.5 Mton$CO_2$eq. per år under perioden 2008-2010 enligt det svenska målet, medan Kyotoåtagandet under EU-bubblan skulle vara uppfyllt redan på nivån 75.3 Mton$CO_2$eq. per år. Av utsläppen 1990 var 56 Mton $CO_2$ vilket alltså innebär att det svenska utsläppsmålet för perioden 2008-2010 för den delen motsvarar 53.5 Mton $CO_2$, förutsatt att man antar att utsläppsreduktionerna av $CO_2$ och andra växthusgaser minskas i samma proportion, och något mer om utsläpp av andra klimatgaser minskar mer.

Eftersom den här rapporten behandlar ett tänkt ökat naturgasutnyttjandets inverkan på möjligheterna att nå koldioxidmålen behandlar vi i fortsättningen endast dessa utsläpp. Detta innebär naturligtvis en osäkerhet om acceptabla utsläppsnivåer, eftersom i princip större eller mindre ändringar skulle kunna ske i utsläppen av övriga växthusgaser.

För stabilisering av koldioxidhalten på 450 ppm år 2050 behöver de globala utsläppen minska till 3.5-6 GtC per år. Med en global befolkning på 9 miljarder människor motsvarar detta, om utrymmet fördelas lika per capita, ca 1.4-2.4 t$CO_2$ per capita, dvs. med 10 miljoner människor i Sverige blir Sveriges andel av utsläppen mellan ca 14 och 24 Mton$CO_2$. Motsvarande för 400 ppm blir ca 1.2 t$CO_2$ per capita och utsläppen för Sverige ca 12 Mton$CO_2$. Naturvårdsverket anger att en stabilisering på 450 ppm $CO_2$ kräver att utsläppen i industriländerna minskar med 80 % och i Sverige med 65 % (SNV, 2004). Det svarar mot en utsläppsnivå på ca 20 Mton$CO_2$.

Osäkerheterna om hur mycket utsläppen kan begränsas globalt är naturligtvis stora. Osäkerheterna är också stora om vilka precisa förändringar global uppvärmning kommer att föra med sig. Sammantaget innebär detta rimligen att långsiktiga bind-

[8] I Regeringens proposition 2005/06:172 föreslås att utsläppen år 2020 bör vara 25 % lägre än 1990.

ningar till ny användning av fossila bränslen begränsas så långt överhuvudtaget är möjligt inom ramen för rimliga ekonomiska förhållanden.

En garderingsstrategi, som framförts av Naturvårdsverket, talar också för att man först uttömmer möjligheterna till effektiviseringar och förnybara energikällor (SNV, 2004).

## 3.4 Naturgasanvändningens emissioner av växthusgaser

Av de fossila bränslena ger naturgasen vid förbränning de lägsta $CO_2$ mängderna per energienhet, se tabell 3.1.

**Tabell 3.1. Emissionsfaktorer för fossila bränslen, LHV (IPCC, 1995, p. 80)**

| Emissions -faktorer | tC/TJ | $tCO_2eq$/ GWh |
|---|---|---|
| Kol | 25.8 | 340 |
| Olja | 20.0 | 264 |
| Naturgas | 15.3 | 202 |

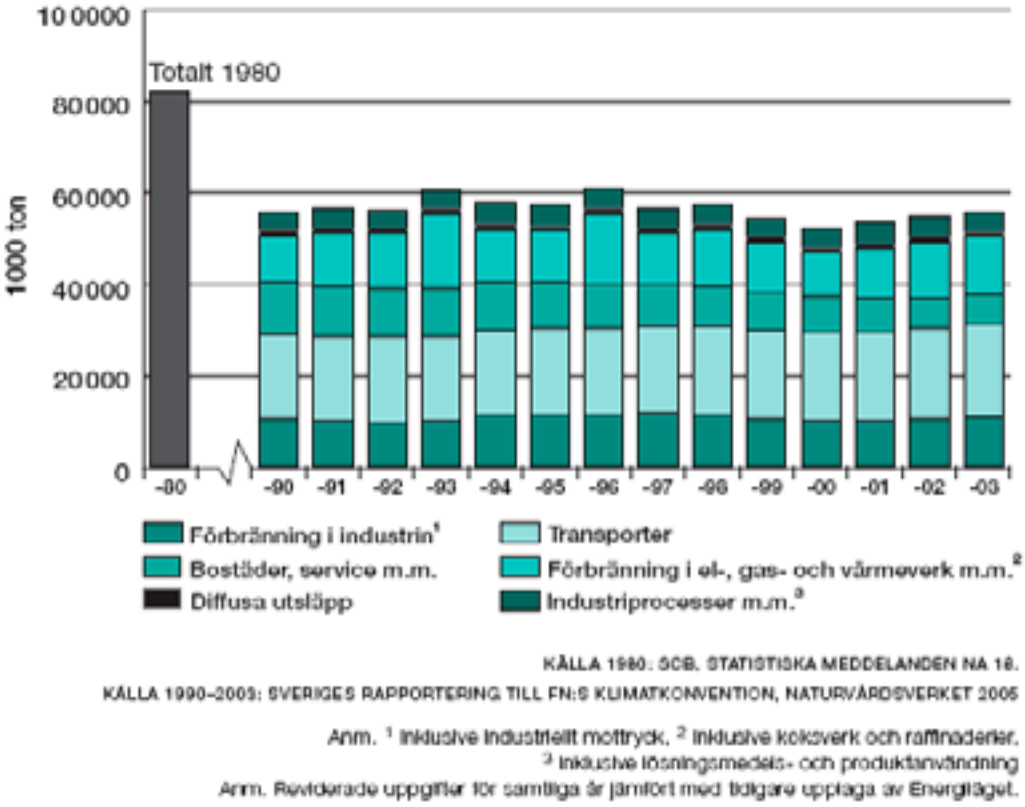
Naturgas består huvudsakligen av metan, som är en potent växthusgas i sig själv, 23 ggr $CO_2$'s uppvärmningspotential (Global Warming Potential, GWP), räknat per kg.[9] Läckage av metan från ett naturgassystem kan därför minska eller eliminera reduktionen av växthusgaser. En jämförelse mellan olika bränslen ur växthusgas-synvinkel måste därför ta hänsyn till eventuella läckage av metan och dessutom göras på livscykelbasis (Life Cycle Assessment, LCA). Mätningar av läckagens storlek pekar dock på att de är tillräckligt små i transmissionsledningar för att ett naturgassystem skall kunna ge lägre växthusgasutsläpp än system baserade på kol eller olja (Lelieveld et al., 2005). Det finns farhågor om att läckagen kan vara större i distributionsnät till t.ex. små förbrukare. Detta påverkar dock inte en jämförelse med andra energislag om naturgasen enbart utnyttjas i stora anläggningar.

Förnybara energikällor har, liksom effektivare energianvändning, mycket låga utsläpp av växthusgaser. De måste emellertid, liksom alla andra energilösningar, utvärderas i ett livscykelperspektiv. Detta innebär ibland att även förnybara energilösningar, t ex vissa biobränslen som drivmedel och vattenkraftdammar som dränker stora mängder organiskt material, inte ger minskade växthusgasutsläpp totalt sett.

[9] GWP definieras här i ett hundraårsperspektiv.

# 3.5 Utrymmet för framtida utsläpp och utvidgad användning av naturgas

Utsläppen i Sverige 1990-2003 framgår av Figur 3.4. Utsläppen år 2003 uppgick till 55.9 Mton$CO_2$. Från energisektorn kom 51.2 Mton$CO_2$, varav transporter utgjorde ca 20 Mton$CO_2$, förbränning i industrin 11 Mton$CO_2$, bostäder, service 6.5 Mton$CO_2$, el och fjärrvärme 12.9 Mton$CO_2$. Med regeringens mål att bryta oljeberoendet till 2020 kommer detta att påverkas genom minskad bränsleförbrukning och ökat användande av biobränslen och andra åtgärder. Det är dock oklart hur långt dessa åtgärder leder.




Figur 3.4. Utsläpp av koldioxid i Sverige 1980 och 1990-2003.

I Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar görs prognoser till 2020. Med rapportens antaganden om energipriser, BNP och beslutade styrmedel (år 2004) beräknas användningen av naturgas öka från 9 TWh år 2003 till 50 TWh år 2020, medan användningen av olja minskar från 75 TWh år 2003 till 50 TWh år 2020. De svenska utsläppen av växthusgaser ökar från 72 Mton$CO_2$ år 1990 till 77 Mton $CO_2$ (Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, 2005). Den samlade bilden utan ytterligare åtgärder är alltså inte förenlig med fortsatt minskade utsläpp, eller med EU:s mål om att begränsade temperaturhöjningarna.

I Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar antas alltså naturgasanvändningen öka till 50TWh. En användning av 10 TWh naturgas, vilket är den årliga nivån för närvarande, motsvarar utsläpp av 2 Mton$CO_2$. En ökning till 50 TWh per år, såsom antagits i Sveriges fjärde nationalrapport, medför en total utsläppsnivå från naturgas i Sverige på 10 Mton$CO_2$ per år. Detta motsvarar hälften av det totalt tillgängliga utrymmet 2050 vid en stabiliseringsnivå på 450 ppm$CO_2$. Vid ett ambitiösare mål innebär det att naturgasen tar nästan hela utrymmet i anspråk. Andra aktiviteter i samhället såsom jordbruket och kolanvändning inom stålindustrin samt de transporter, förbränning i industrin samt bostäder och service som ej tillgodoses av bioenergi eller naturgas kommer också att göra anspråk på utrymmet för utsläpp av klimatgaser. Det kommer med stor sannolikhet att vara svårt att minska användningen av kol och olja helt.

En utbyggd naturgasanvändning till 100 TWh per år, vilket ingår i andra studier på området, se kapitel 1, skulle ge utsläpp med 20 Mton$CO_2$ per år, dvs. inte lämna något utrymme för utsläpp från andra källor ens vid stabiliseringsnivån 450 ppm $CO_2$.

Med en trolig tillgänglig total utsläppsram för Sverige år 2050 av 10-20 Mton$CO_2$ per år förefaller det osannolikt att det är klokt att nu binda sig för stora kvantiteter naturgas i det svenska energisystemet. Andra möjligheter att minska utsläppen jämfört med kol och olja, framförallt förnybara energikällor och då särskilt bioenergi, och effektivare energianvändning ger betydligt större minskningar av koldioxidutsläppen. Bioenergi kan komma att användas på olika sätt, se kapitel 2. Biogas och SNG är två alternativa former av bioenergi som kan komma att samspela med framtida användningen av naturgas, se kapitel 4.

# 4 Leder utbyggnad av naturgas-nätet till att utnyttjandet av biobränsle avstannar?

Såsom beskrivits i kapitel 1 framförs ofta naturgasen som ett övergångsbränsle från ett fossilbaserat energisystem till ett koldioxidneutralt energisystem. Sällan beaktas eller beskrivs emellertid de olika alternativen och en eventuell konkurrens mellan naturgas och förnybara bränslen såsom biobränslen.

För att avveckla ett fossilbaserat energisystem, d.v.s. ersätta olja och kol, finns flera alternativ. Högst prioritet har som alltid effektivare energianvändning. På tillförselsidan kan inhemsk energi såsom biobränsle spela en större roll än i dag, och andra energislag än olja och kol kan importeras; mest aktuellt för import är naturgas för el- och värmeproduktion och etanol och naturgas för drivmedel.

En naturgasutbyggnad och en biobränsleexpansion konkurrerar om samma användare, i första hand för kraftvärmeporduktion och för användning inom industrin; i andra hand för drivmedel. Allt som allt användes ca 60 TWh olja 2005 som eldningsolja och ca 90 TWh som drivmedel för fordon och ca 10 TWh för flyget. Energikol svarade för 10 TWh. Det behövs alltså tillskott av ca 70 TWh bränsle och ca 90 TWh drivmedel för att fullt ut ersätta olja och kol i det svenska energisystemet.

Biobränsleresurserna uppgår till de 2004 använda 110 TWh per år och därutöver 100-150 TWh per år (varav de sista 50 TWh per år är beroende av betydande arealer för odling av t ex Salix). Det är därför teoretiskt möjligt att ersätta all olja och kol för värme och el, och troligen också en stor del av drivmedelsförbrukningen med inhemska bränslen. Biogas, SNG, etanol, DME etc. är möjliga framtida drivmedel baserade på bioenergi. Ny transportteknik, energi effektiva personbilar med HCCI (Homogeneous Charge Compression Ignition) motorer och så kallade plug-in bilar (hybridbilar) som nu börjar komma in i nybilsförsäljningen, möjliggör även väsentliga minskningar av energianvändning för transporter.

Generellt sett utgör alltså naturgasen, genom en utbyggnad av naturgasnätet, en konkurrent till bioenergin, och de studier som beaktar konkurrensen visar att en utbyggnad av naturgasnätet leder till en mindre ökning av bioenergi än i det fall naturgasnätet inte byggs ut. I Nordleden I avtar tillväxten av bioenergi avsevärt i de scenarier naturgasnätet tillåts byggas ut (Unger et al., 2000). Enligt en rapport från Svenska Naturskyddsföreningen, Svebio och Lantbrukarnas riksförbund beräknas 22 TWh olja per år kunna ersättas (nås av gas) med de ledningsdragningar som finns planerade idag. Resterande mängd naturgas skulle ersätta biobränsle och

kärnkraft (Svenska Naturskyddsföreningen et al., 1999). I Nordiska ministerrådets (1997) gasutredning räknar man inte med att bioenergianvändningen påverkas.

Nedan beskrivs potentiella konkurrenseffekter inom de olika sektorerna: kraftvärme och hetvattenpannor i fjärrvärmenät, industri, bostäder och service, transportsektorn. Dessutom diskuterar vi potential för konkurrenseffekter sett ut ett geografiskt-, kostnads- och tidsperspektiv.

## 4.1 Konkurrens inom kraftvärme och hetvattenpannor i fjärrvärmenät

Inom kraftvärme och hetvattenpannor i fjärrvärmenät användes 2004 ca 5 TWh olja. Denna mängd skulle kunna ersättas av naturgas; ytterligare naturgas i kraftvärme/fjärrvärme sektorn skulle komma att ersätta biobränslen. Naturgas och biobränsle är alltså starka konkurrenter för produktion av el och värme. Biobränsle används idag främst i kommuner som försörjs av näraliggande biobränslekällor.

Inom energiindustrin framförs ofta de naturgaseldade kraftverks fördelar gentemot konventionella kol- och oljekraftverk; fördelar såsom högre verkningsgrad och lägre emissioner. Detta är en viktig aspekt i länder där naturgasen kan komma att ersätta just kol- och oljekraftverk och därför premieras naturgas satsningar i många länder. Även i Sverige ökar förutsättningarna för el- och värmeproduktion med naturgas, och enligt regeringens höstbudget 2005 kommer koldioxidskatten att försvinna från årsskiftet på kraftvärmeverk med minst 38 % elverkningsgrad och samtidigt minst 89 % totalverkningsgrad, dvs i princip kraftvärmeverk baserade på kombicykel och utan nyttjande av ”kondenssvansar”. Användningen av naturgasen kommer även att påverkas av utsläppsrättshandelsystemet för koldioxid, då fjärrvärme- och elproduktion ingår i den handlande sektorn. I Göteborg pågår uppbygganden av ett kraftvärmeverk som kommer att drivas med ca 3 TWh naturgas per år. Det ska tas i drift 2006. Även E.ON kommer att bygga ett kraftvärmeverk i Malmö med en drift på 4 TWh naturgas per år. Detta kraftvärmeverk beräknas vara i drift år 2009.

Det framförs ofta att genom att elda naturgas i ett gaskombikraftvärmeverk produceras så mycket el på ett givet värmeunderlag att elproduktionen med kolkraftverk reduceras så mycket att de totala koldioxidutsläppen minskar, dvs minskningen av koldioxid är större än i de fall man investerar i naturgaskondens. I ett europeiskt perspektiv är det därför mycket intressant att investera i gaskombikraftvärmeverk för att ersätta kolkraftverk. I ett svensk perspektiv, och därmed även i ett europeiskt perspektiv, är det trots allt viktigare att en investering i ett gaskombikraftvärmeverk inte konkurrerar ut en eventuell ökad användning av bioenergi. En långsiktig övergång till ett koldioxidneutralt system kräver i första hand energiresurser såsom bioenergi och i andra hand energiresurser såsom naturgas. Det bör dock påtalas att

det idag inte är övergången från kol till gas respektive biobränsle som styr minskningen av de totala koldioxidutsläppen i Europa – det gör tillgången på utsläppsrätter; och minskningen av utsläppsrätter på sikt. I det sammanhanget kan både naturgas- och biokraftvärme bidraga.

Det är viktigt att man ifrågasätta i vilken utsträckning nya investeringar i naturgas ersätter kolkraft. Studier visar att i ett nordiskt perspektiv kan kolkraft enbart ses som det marginella alternativet på kort sikt, d.v.s. inte ligga till grund for nya investeringar (se till exempel Mattsson et al., 2003). På längre sikt, och i nya investeringar, är naturgas, bioenergi och effektiv användarteknik det realistiska investeringsalternativet. De stora möjligheterna till (framtida) koldioxidminskningar erhålles då främst genom investeringar i biokraftvärme.

Sköldberg (2005) har visat att den mest ekonomiska potentialen för kraftvärme i Sverige 2015 bygger på bioenergi och avfall. Den ekonomiska potentialen för naturgas är mycket liten, ca 8 % av den totala bränsletillförseln. Naturgaspriset som används i beräkningarna är 16,5 öre/kWh, medan priset för skogsflis antas vara 15 öre/kWh och priset för träpellets 25 öre/kWh. I det fall mycket låga naturgaspriser antas samtidigt som biobränslepriserna antas höga, ökar naturgasanvändningen något. Biobränslebaserad kraftvärme påverkas emellertid i mindre omfattning - i stället höjs elcertifikatpriset.[10]

Inom kraftvärmesektorn skulle en utbyggnad av naturgasnätet klart öka konkurrenssituationen mellan naturgas och biobränsle.

## 4.2 Konkurrens inom industrisektorn

Inom industrin användes år 2004 17 TWh kol och koks och 22 TWh olja (STEM, 2005b)[11] . Inom industrin används kol i form av energikol, metallurgiskt kol och koks.[12] Koks framställs ur det metallurgiska kolet och används inom järn – och stålindustrin som reduktionsmedel i masugnarna. Vid koksframställning och i masugnarna bildas koksugnsgas respektive masugnsgas som kan användas för el- och värmeproduktion.

[10] I beräkningarna tillämpas handel med utsläppsrätter för koldioxid och prisert är satt till 135kr/ton $CO_2$. Vidare antas att existerande energiproduktionsanläggningar får 80% tilldelning av utsläppsrätter och nya anläggningar får 60% tilldelning av utsläppsrätter. Scenarierna bygger på att dagens skattesystem bibehålles. El producerad från bioenergi antas vara berättigad till elcertifikat; i grundfallet antal elcertifikatpriset vara 200kr/MWh. Denna siffra är mycket osäker varför flera känslighetsanalyser gjorts (Sköldberg, 2005).

[11] Siffran 17TWh är hämtad från SCBs statistik och inkluderar inte kol som används för el och fjärrvärmeproduktion. I den totala energitillförseln i Sverige utgör kol 30 TWh av totalt 647 TWh.

[12] År 2004 använde industrin 3.4 miljon ton kol varav 1 miljon ton, motsvarande 7,8 TWh, var energikol (STEM, 2005a).

Från industrin i stort framförs önskemål om att öka användningen av naturgas. Användningen av naturgas och andra energigaser, såsom gasol och vätgas, har fördelar i industriella sammanhang gentemot konventionella bränslen som olja, kol och fasta biobränslen (SGC, 2003). Dels kan naturgasen i princip ersätta alla andra bränslen samt användas med stor effektivitet där fasta eller flytande bränslen är svåra att använda. Dels medför naturgasen tekniska och ekonomiska fördelar i industriprocesser som är beroende av ett rent bränsle, en hög effektivitet och som kräver exakt reglering för högre produktkvalitet och lägre kassation. Exempel på specialtillämpningar som kräver energigaser är IR-strålare, decentraliserade vätskevärmare, katalytiska brännare och flamlös förbränning.

Idag använder svensk industri årligen cirka 150 TWh energi; av detta svarar energigaser såsom naturgas, gasol och vätgas, för ca 7 % (ca 10 TWh). Användningen av energigaser omfattar alla industribranscher, men är mest framstående i:

- Livsmedelsindustrin
- Gummivaruindustrin
- Textil- och läderindustrin
- Massa och pappersindustrin
- Kemiskindustri
- Tegel-, porslins- och lergodsindustrin
- Gasindustrin
- Cement- och kalkindustrin
- Järn-, stål och metallindustrin
- Verkstadsindustrin
-

Inom dessa industrier, och med befintlig teknik och utrustning, används energigaser för bland annat:

- Ång- och hetvattenproduktion
- Lokaluppvärmning med central eller lokal värmeproduktion
- Direktanvändning i processer för indunstning, destillation och torkning
- Värmning, värmebehandling och smältning av material
- Konvektions- och strålningstorkning och direkttorkning inom livsmedelsindustrin

De två första användningsområdena är emellertid inte gasspecifika, utan naturgas kan ersättas med andra bränsle. I dessa båda fall konkurrerar naturgas starkt med biobränsle.

Biogas kan tekniskt sett användas som ersättare eller för inblandning med andra energigaser, men som diskuterades i kapitel 2, är biogaspotentialen begränsad. På kort sikt uppsakttas potentialen till ca 14-17 TWh. Möjligen skulle potentialen på kort sikt kunna vara något högre om en större åkerareal avsattes för biogasproduktion. En sådan utveckling skulle bygga på antagandet att det var mer kostnadseffektivt

att använda de odlade grödorna för biogasproduktion än för exempelvis kraftvärmeproduktion. På längre sikt skulle naturgas kunna ersättas i större utsträckning, i detta fall av SNG. Potentialen för SNG fram till år 2050 har uppskattats till 30-40 TWh (Linné & Jönsson, 2005; Bengt Ekenstierna på E.ON citerad i Eriksson, 2005). Även detta scenario skulle bygga på att det var mer kostnadseffektivt att använda bioenergiråvaran för biogasproduktion än för till exempel direkt kraftvärmeproduktion.

Enligt förespråkare för naturgasledningens utbyggnad är den dominerande marknaden för naturgas i Mellansverige, dvs. i Storstockholm och inom järn- och stålindustrin i Bergslagen. Naturgasen är idag ett vanligt bränsle inom stålindustrin i andra länder och används redan inom branschen i Skåne och Halland och ersätter där olja (Jernkontoret, 2005).

Stålindustrin omfattar cirka 300 företag i Sverige och är en mycket stor förbrukare av kol, koks och oljeprodukter (Jernkontoret, 2004). Det finns idag bara två masugnar för framställning av stål i Sverige, en i Luleå och en i Oxelösund, det är här den klart största andelen metallurgiska kolet och koksen används. Majoriteten av stålverken finns i Bergslagen. Kol och koks användning i Bergslagen är ca 17 GWh/år medan olja och gasol användning i Bergslagen är ca 2 TWh/år var (Jernkontoret, 2005). Majoriteten av energianvändning sker i ett begränsat antal orter; vid SSAB i Borlänge uppgår årsförbrukningen av gasol och olja till ca 1600 GWh, i Sandvik används ca 350GWh gasol och olja, i Hofors ca 200GWh och i Avesta ca 550 GWh per år. Bränslet används huvudsakligen för att värma stålet till ca 1250°C så att det kan valsas till plåt och värmebehandlas till önskade egenskaper (SSAB Tunnplåt AB, 2005).

En viktig frågeställning är i vilken omfattning naturgas kan ersätta kol och olja och om biobränsle/biogas kan användas i stället för naturgas? Processkolet, dvs det metallurgiska kolet och koksen, som utgör merparten av dagens kolanvändning kommer troligen inte att ersättas av andra energikällor på kort sikt. En framtida ökad ståltillverkning kan även komma att göra anspråk på ökad kolanvändning och ökad utsläpp av koldioxid. På längre sikt kan emellertid processkol ersättas med alternativa metoder (see Eketorp, 1989). Naturgas kan tekniskt sett ersätta energikol och olja helt, vilket sammantaget motsvarar ca 30 TWh. För Bergslagens stålindustri är det konverterbara bränslebehovet beräknat till cirka 1,6 TWh/år inom en 10 årsperiod (SSAB Tunnplåt AB, 2005). Även dagens biobränsleutbud skulle teoretiskt kunna ersätta dagens användning av energikol och olja, dels för el och värmeproduktion och dels i form av biogas inom industrin. På grund av behovet av högvärdiga energibärare inom stålindustrin kan emellertid i praktiken bara en mindre del ersättas med oförädlade biobränslen eller biogas. I dag används gasol i ett flertal processer som kräver högvärdig energibärare, vilket även skulle kunna vara fallet i framtiden.

Stålindustrin har varit en stark förespråkare för en utbyggnad av naturgasnätet. Den främsta motiveringen har dock inte varit behovet av naturgas som högvärdig energibärare utan behovet av konkurrerande bränslekällor och potential till minskade utsläpp av koldioxid. SSAB till exempel anser att ett ökat utbud kan påverka bränsleprisbilden positivt och bidra till stärkt konkurrenskraft på den global stålmarknad. (Jämför dock med diskussionen i kap 2 och risken för höjda naturgaspriser i framtiden). Stålindustrin påpekar att tillgången på naturgas i sydväst Sverige har inneburit att utbudet av energi ökat och de traditionella bränslena olja, kol och gasol har blivit konkurrensutsatta ( SSAB Tunnplåt AB, 2005). SSAB indikerar at det är tekniskt möjligt att förse Borlänge med naturgas antingen via ett markbundet gasnät eller genom transport av LNG (SSAB Tunnplåt AB, 2005). De rapporterar vidare att flera aktörer på gasmarknaden planerar eller överväger etablering av LNG-anläggningar som alternativ till markbundet gasnät. SSAB (SSAB Tunnplåt AB, 2005) rapporterar att långtgående diskussioner har förts med ett antal leverantörer av naturgas om vilka möjligheter som föreligger att få tillgång till gasen i Borlänge inom en snar framtid. De alternativ som finns är att LNG tas emot och förgasas i Gävle eller Nynäshamn/Oxelösund och transporteras i rörledning till Borlänge alternativt att gasen levereras i flytande form och förgasas i Borlänge för vidare leverans till industriområdet. Båda alternativen är tekniskt genomförbara.

Inom industrisektorn identifieras fördelar med naturgas, men man kan ifrågasätta om situationen motiverar en utbyggnad av naturgasnätet eller om industrin inte även fortsättningsvis kan tillföras energigaser punktvis i form av gasol, LNG, biogas eller biometan.

## 4.3 Konkurrens inom hushålls- och servicesektorn

Inom bostads- och servicesektorn användes årligen ca 20 TWh olja som skulle kunna ersättas med såväl naturgas som biobränsle. Naturgas och biobränsle kan användas för uppvärmning av hus, antingen direkt eller via fjärrvärmesystem. Studier visar på att en introduktion av naturgas skulle leda till ökad konkurrens med bioenergitillförseln och en minskad andel bioenergi för framställning av fjärrvärme. Naturgas kan, liksom el, specifikt användas för drift av köksspisar, bastuaggregat och infravärme. För dessa applikationer kan emellertid även gasol användas och de motiverar därför ingen utbyggnad av naturgasnätet.

Även inom hushålls- och servicesektorn skulle en utbyggnad av naturgasnätet kunna öka konkurrenssituationen mellan naturgas och biobränsle. Dock antas inte denna konkurrenssituation vara så stark som för kraftvärme sektorn och industrisektorn.

## 4.4 Konkurrens inom transportsektorn

Inom transportsektorn används idag ca 90 TWh olja per år. Trots att olja är dominerande, har alternativa bränslen såsom naturgas, biogas och etanol introducerats och bidrar med mindre än 2 %, huvuddelen är etanol. Etanol blandas in i all bensin med för närvarande 5 %. En ökning av detta till 10 % övervägs.

Idag står naturgasanvändningen (compressed natural gas, CNG) för ca 0.18 TWh per år, biogasanvändning står för ca 0.12 TWh per år (Linné & Jönsson, 2005) och etanol användningen i fordon uppnå cirka 0.9 TWh etanol per år varav cirka 20 % var inhemska (Köhler, 2005). Dessutom, ökar antalet gasfordon och etanolbilar snabbt. 2004 fanns det 5 298 registrerade gasfordon i Sverige; en ökning med nästan 25 procent sedan 2003. Trenden förväntas fortsättar och Baff (Bioalcohol Fuel Foundation) räknar med att 15 procent av försäljningen av nya bilar kommer att vara etanolbilar sista kvartalet 2006 (Köhler, 2005).

Att bryta beroendet av fossila bränslen inom transportsektorn är en betydande uppgift. För att möjliggöra detta bör man naturligtvis i första hand satsa på energieffektiva fordon, inkl. Homogeneous Charge Compression Ignition (HCCI) motorer och så kallade plug-in bilar (hybridbilar). Detta är exempel på teknik för att på sikt kraftigt minska behovet av drivmedel.

Förslag har förts fram om att öka användningen av CNG i Sverige. Detta sägs motivera utbyggande av ett större naturgasnät för att kunna expandera användningen utöver lokala flottor av fordon. Det förekommer även en diskussion om att blanda in biogas i CNG vilket skulle möjliggöra en reduktion av GHG utsläppen samtidigt som en inhemsk resurs utnyttjas. Frågan är i vilken utsträckning detta utgör ett argument för utbyggnad av ett naturgasnät. Såsom presenterats i kapitel 2 är potentialen för biogas på kort sikt 14-17 TWh per år. Genom att uppnå denna potential skulle biogasen som drivmedel kunna bidra med upp till cirka 10 - 15% av det nuvarande drivmedelsbehovet. Med ett antagande om en större areal för större åkerareal för biogasproduktion kan potentialen anses högre. På längre sikt, 2050, uppsakttas potentialen för SNG till 30-40 TWh (Linné & Jönsson, 2005; Bengt Ekenstierna på E.ON citerad i Eriksson, 2005). Naturgas och SNG kan även omvandlas till flytande produkter såsom dimetyleter (DME), Fischer-Tropsch (FT)-bränslen eller metanol. Användningen av energigaser som bas för drivmedel kräver däeför inte en utbyggnad av naturgasnätet.

Biogas inom transportsektorn används idag lokalt. En sådan lokal användning av biogasen kan expandera till 10-15 TWh per år i bussflottor, taxi och andra lokala användningar. Utbyggnad av ett naturgasnät för en expansion av användningen av bioenergi som drivmedel är därför inte nödvändig.

## 4.5 Konkurrens sett i ett geografiskt perspektiv

En viktig frågeställning är om den regionala tillgången på naturgas respektive bioenergi påverkar den faktiska användningen av respektive energikälla. Finns det en risk att en utbyggnad av naturgasledningen minskar den regionala tillväxten av bioenergi? Kommer oljan att ersättas med naturgas eller bioenergi? Kan en begränsad regional tillgång på bioenergi utgöra en begränsning av bioenergi som energikälla?

Om vi ser till en eventuell begränsning av biobränsle, finns det enligt Svebio inga områden i Sverige som inte har tillgång till biobränsle. Stora biobränsleleverantörer i Sverige stödjer uttalandet att det idag finns ett visst överskott av biobränsle i Sverige och att det är möjligt att öka leveranserna av biobränsle inom hela Sverige på kort tid. På längre sikt finns det emellertid en viss begränsning av de svenska resurserna, se kapitel 2.

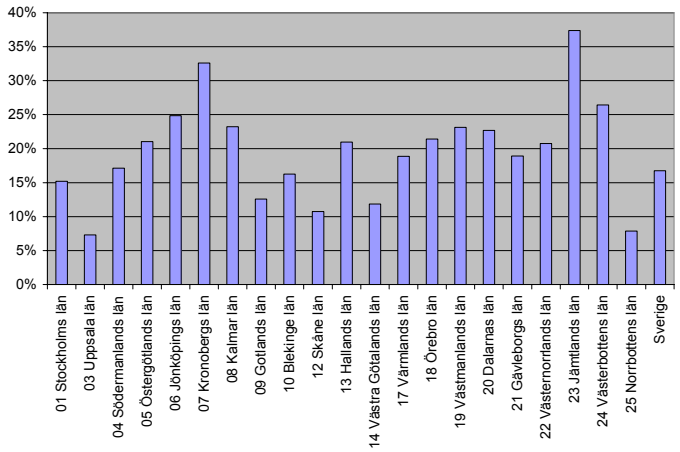
Kostnaden för att transportera biobränslet har en viss inverkan på priset och efterfrågan av bränslet. Billigast är det att transportera biobränsle med fartyg. Kraftvärmeverk som ligger vid kusten kan därför i stor omfattning undvika höga transportkostnader. Biobränsle kan transporteras från andra hamnar i Sverige alternativt importeras. Med utgångspunkt från dagens anläggningar för el och värmeproduktion kan 77 % av den totala biobränsle potentialen användas lokalt medan resterande andel måste transporteras i genomsnitt 24 mil (Börjesson och Gustavsson, 1995). Denna transport resulterar i en extra kostnad på ca 20 % av bränslekostnaden, vilket motsvarar ca 3 öre/kWh. I det fall vi skulle bygga fler kraftvärmeverk i Sverige skulle transportavståndet och kostnaderna för transporterna öka. Idag är det inte så vanligt att flisen lastas om till tåg, men detta skulle kunna minska kostnaderna något, liksom växthusgasutsläppen (Börjesson, 2005).

Om vi ser till användningen av naturgas idag används den av naturliga skäl främst i kommuner längs med naturgasledningen. År 2004 användes naturgasen i dessa kommuner till 40% i kraft- och värmeverk, till 40% inom industrin och till 20% i hushållen. En mycket liten del användes som fordonsbränsle. I områden som saknar tillgång till naturgasledning var andelen naturgas minimal.

Samtliga kommuner längs med dagens naturgasledning har tillgång till bioenergi. Området ligger också längs med kusten och har tillgång till hamnar, vilket betyder att transportkostnaderna inte avsevärt påverkar kostnaden av biobränsle. Av den anledningen torde andelen bioenergi i dessa regioner inte vara avsevärt lägre än i andra delar av landet. Enligt SCB statistik (2006) var den genomsnittliga användningen av trädbränsle i landets län ca 17 %, se figur 4.1. Några län utmärker sig med en relativt låg andel trädbränsle. I Norrbottens län var andelen enbart 8 % - här

utgör stenkol och koks 60 % av energitillförseln för fjärrvärmeverken. I Uppsala län var andelen enbart 7 % - här är avlutar den största enskilda energikällan (33%). De tre andra länen med en trädbränsle andel på mindre än 15 % var Skåne län (11%), Västra Götaland län (12%) och Gotlands län (13%). I Gotlands län utgjorde stenkol den enskilt största energikällan med 44 %. I Skåne län och Västra Götaland län var energikällorna relativt jämt fördelade men dominerades något av bensin och diesel. Naturgasen uppgick till 8 % i Västra Götaland och 19 % i Skåne län. I Halland var andelen naturgas i fjärrvärmeverken 14% men samtidigt var andelen trädbränsle så hög som 21 %. Sammantaget finns det, på regional nivå, inget som klart pekar på att naturgas i större uträckning än trädbränsle används för att ersätta olja. Möjligen en viss antydan då två av de tre län som idag nås av naturgasledningar visar på minimal användning av bioenergi i fjärrvärmeverken.

Sammantaget inom svensk fjärrvärme- och kraftvärme-verksamhet användes år 2004 i genomsnitt ca 6% naturgas och ca 44% bioenergi (trädbränsle, RT-flis, avfall och tallbeckolja) (Svensk fjärrvärme, 2006).




Figur 4.1 Trädbränsleanvändningen i förhållande till total bränseltillförsel (exclusive gruppen övrigt) i svensk fjärrvärme. Data är hämtade från SCB (2006).

Drivkrafterna för en ökad naturgasanvändning i de områden som ligger längs med naturgasledningen har inte studerats, men en viktig faktor är troligen de olika aktörernas möjligheter att driva utvecklingen. Lokalt sätt kan ett starkt energiföretag och starka återförsäljare av naturgas få ett stort inflytande över energianvändarnas energival. Svårare är det för mindre aktörer att påverka utvecklingen, se inlåsningseffekter kapitel 8.

## 4.6 Konkurrens sett ur ett kostnadsperspektiv

Framtida utveckling av kostnader för naturgas och biobränsle är förknippade med stora osäkerheter, se kapitel 2. Erfarenheter från 2005 visar att naturgaspriserna höjts till följd av ökade oljepriser; spotpriserna under 2005 var överlag mycket högre än under tidigare år. Men detta behöver ju inte betyda att marknadspriset kommer att höjas ytterligare alternativt förbli högt. Samtidigt indikerar flertalet studier väsentliga potentialer för minskade kostnader för framtagande av biobränsle. Detta behöver emellertid inte betyda att marknadspriset sjunker. Den slutsats vi kan dra är möjligen att kostnaderna för biobränsle troligen inte kommer att stiga samtidigt som marknadspriserna för naturgas minskar. Vi ser heller ingen anledning att påstå att naturgas framöver har komparativa fördelar framför biobränsle sett ut ett privatekonomiskt kostandsperspektiv – men detta beror naturligtvis på utformningen av framtida styrmedel.

Hur kostnaderna beaktas har mycket stor inverkan för utfallet av andelen naturgas och biobränsle i framtida scenarier. I Sköldbergs tidigare citerade analys ”Kraftvärme i framtiden” (2005) förblir andelen naturgas relativt liten medan bioenergianvändningen ökar kraftigt för kraftvärmeproduktion. Naturgaspriset som används i beräkningarna är 16,5 öre/kWh, medan priset för skogsflis antas vara 15 öre/kWh och priset för träpellets 25 öre/kWh. På detta pris tillkommer skatter; i studien används en energiskatt på 2.1 öre/kWh för naturgas och en koldioxidskatt på 17.6 öre/kWh. Vidare används ett pris på utsläppsrätter på 135 kr/ton $CO_2$ och ett elcertifikatpris på 200 kr/MWh. Studien visar naturgasens svårigheter att konkurrera med biobränsle sett ut ett privatekonomiskt kostnadsperspektiv.

I Nordleden I, som modellerar hela det svenska energisystemet, ökar gasanvändningen kraftigt, medan bioenergianvändningen ökar mindre i det scenario där man tillåter en utbyggnad av naturgasnätet (Unger et al., 2000). Användningen av naturgas ökar däremot inte nämnvärt i det fall de befintliga naturgasledningarna inte byggts ut. I projektet visar man på att andelen naturgas ökar med 900 %, från ca 10 TWh per år till närmare 100 TWh per år fram till 2030-2050. Under samma tidsperiod ökar mängden bioenergi med 100 % från ca 70 TWh per år till ca 140 TWh per år. I studien antas priset för naturgas vara konstant 7 öre/kWh alternativt öka till 12 öre/kWh. Bioenergin delas upp i ett antal olika undergrupper med priset 6 öre/kWh till 20 öre/kWh. Priset är konstant fram till år 2050 och det är oklart i vilken omfattning billig bioenergin finns tillgäng. Antagandena i studien framstår idag som extremt fördelaktiga för naturgas.

Kostnaderna för några av omvandlingssteknikerna presenteras också i Nordleden I (Unger et al., 2000). Konstanterna för naturgasteknik (NGCC och NGCC-CHP) antas minska med ca 15 %. Kostnaden för den bioenergiteknik som redovisas är konstant för fallet Bio FBC CHP, men antas minska med närmare 20 % för

Bio IGCC-CHP. Studier med lärkurvor har visat att en kostnadsminskning med uppåt en 20 % per fördubbling av den totala installerade effekten är relativt vanlig. De totala kostnadsminskningarna fram till år 2050 bör därför vara lägre för etablerad teknik och högre för ny teknik. Ur detta perspektiv kan en kostnadsminskning med 20 % totalt för en ny teknik som Bio IGCC-CHP anses relativ modest. Siffran för en mogen teknik som NGCC och NGCC-CHP kan å andra sidan framstå som relativt hög. Även för omvandlingsteknikerna kan antaganden gällande naturgasen tyckas alltför positiva medan bioenergin hålls tillbaka med betydligt mer konservativa antaganden.

Allt sammantaget visar ovan presenterade studier att antagna priser och prisutvecklingar har mycket stor inverkan på andelen naturgas och biobränsle i framtida scenarier. Naturgaspriser på den nivå svenska studier antagit förefaller osannolika med tanke på de höga oljepriserna som allmänt bedöms komma att fortsätta ligga högt, och kopplingen mellan olje- och naturgaspriser. Studierna ger en alltför positiv bild av naturgasens kostnader och kostnadsminskningar genom teknikutveckling. För bioenergi gäller det motsatta, höga priser och måttlig teknikutveckling har antagits.

## 4.7 Konkurrens mellan naturgas och bioenergi i ett långsiktigt tidsperspektiv

Konkurrensen mellan naturgas och bioenergi kan se olika ut i olika tidsperspektiv. Inom en relativt snar framtid, låt oss anta 10 år, kan bioenergi komma att ersätta olja och kol i stor utsträckning. De bioenergimarkader som vuxit fram under de senaste 30 åren kan förstärkas och vidare utvecklas. Det som främst konkurrerar med en sådan utveckling är en utbyggnad av naturgasnätet och den konkurrens med naturgasen detta innebär. En utbyggnad av naturgasledningar inom snar framtid möjliggör konkurrens med bioenergi i ett stadium där utvecklingen av bioenergi är på stark frammarsch, något som kan komma att påverka utvecklingstakten av bioenergi i Sverige kraftigt. En utbyggnad av naturgasledningar kan även komma att ha stor effekt på naturgasanvändningen på lång sikt. Naturgasledningarna har en lång livslängd och framtida krav på att minska användningen av naturgas på grund av klimatförändringar kan sannolikt komma att stöta på starkt motstånd på grund av ekonomi (”sunk cost”), tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningseffekter, se kapitel 7. Debatten kan mycket väl komma att jämföras med avvecklingen av kärnkraft i Sverige.

För att på lång sikt tillföra energi med dagens nivåer av energianvändning kommer energi troligen att behöva importeras. En strategi för framtiden är att ersätta olja och kol i alla situationer utom transporter med inhemska bränslen och fortsätta importera drivmedel, på en lägre nivå (beroende på hur stora inhemska bioresurser som kan erhållas för produktion av biodrivmedel). En annan strategi är att använda

så mycket inhemsk bioenergi som möjlighet för biodrivmedel, och ersätta bioenergi i kraftvärme med naturgas. Studier har visat att en kostandseffektiv minskning av koldioxidutsläpp inte stödjer en användning av den inhemska bioenergipotentialen inom transportsektorn utan snarare för kraftvärme produktion (Azar et al., 2003). Vidare är import av förädlade produkter såsom etanol att föredra framför import av fasta biobränslen med hänsyn tagen till naturen. Olika strategier bör analyseras bland annat med LCA avseende kostnader och växthusgasutsläpp, och med avseende på hur stor inverkan på energitillförsel och växthusgasutsläpp som kan erhållas per hektar mark använd för primärbränsleframsällning (val av grödor och konverteringsvägar).

För en nära framtid är en begränsad ökning av naturgasanvändningen med det befintliga naturgasnätet möjlig. En utbyggnad av naturgasnätet och en kraftig expansion av naturgasanvändningen skulle däremot kunna innebära att bioenergin blockeras och att framtida bioenergiresurser och befintlig bioeneriganvänding i stor utsträckning ersätts med naturgas. På längre sikt, ca 20 år, och i samband med en avveckling av kärnkraften bör naturgasens roll diskuteras. Ett viktigt alternativ till rörbunden naturgas är LNG.

Det finns en begränsning i att helt ersätta olja och kol med *inhemsk* bioenergi i alla sektorer, inklusive transportsektorn, och för att ersätta kärnkraft på lång sikt. Stora förändringar skulle i så fall behöva ske vad gäller energianvändningen, främst inom transportsektorn. Lovande teknikutveckling och ny transportteknik, så kallade plug-in bilar (hybridbilar), skulle kunna möjliggöra en övergång till ett energisystem helt baserad på bioenergi.

# 5 Vilka synergieffekter finns det mellan naturgas och biobränslen?

En intressant fråga är om det kan uppkomma positiva synergieffekter mellan en utbyggnad av naturgasnätet och en ökad användning av andra gasformiga bränslen såsom biogas. I debatten kring en utbyggnad av naturgasnätet sägs det ofta att biogasen skulle gynnas av en utbyggnad av naturgasnätet. Naturgasledningar antas underlätta för uppbyggnaden av biogassystem och för en effektiv distribution och användning av olika typer av biogas. På så vis skulle förutsättningarna för biogasen förbättras och marknaden öka.

På kort sikt är emellertid en utbyggnad av naturgasledningarna inte är nödvändig för en ökad användning av biogasen. De resurser som bäst lämpar sig för biogasframställning är olika typer restprodukter, vilket motsvarar ca 10 TWh per år av den totala biogaspotentialen, se kapitel 2. Biogasen, i form av deponigas och rötgas, framställs främst i småskaliga anläggningar och mängderna är små och spridda. Det kommer därför inte att vara ekonomiskt lönsamt att knyta dessa till ett naturgasnät mer än om nätet passerar förbi mycket nära. Detta kommer emellertid att oftast inte vara fallet. Biogasen används därför med fördel lokalt (Fokus Bioenergi, NR1 2003; Börjesson, 2005).

Biogasresursen kan användas lokalt för produktion av el och värme, också i småskaliga anläggningar för bostadsområden, små och mellanstor industri, samt som drivmedel i lokala fordonsflottor. Dessutom kan biogas hämtas med mobila högtryckslager och transporteras till annan användare. Detta kan ske över hela landet. Användningen för el och värme varierar emellertid mer än användningen av drivmedel över året, vilket talar för biogasanvändning inom transportområdet. Likaså varierar tillgången av restprodukter för biogas över året vilket än mer talar för användning av biogas som fordonsgas. Fordonsgas baserad på biogas kan lagras och användas lokalt. Behovet av fordonsgas kan anpassas efter den genomsnittliga tillgången på biogas. Biogasen kan även kompletteras med extra naturgas för att svara mot en större efterfrågan på fordonsgas. Emellertid kräver en lokal och avgränsat behov av fordonsgas inte någon utbyggnad av naturgasnätet. Redan idag finns det ett antal städer som använder sig av biogas. Termiskt förgasad biomassa kan med fördel förädlas lokalt till flytande drivmedel, el och värme.

Biogaspotentialen kan på kort och medellång sikt utökas utöver de ovan nämnda 10 TWh om man inkluderar biogas producerad från odlade grödor. En sådan utveckling skulle emellertid bygga på antagandet att det var mer kostnadseffektivt att använda de odlade grödorna för biogasproduktion än för exempelvis kraftvärme-

produktion. Produktion av biogas producerad från odlade grödor skulle mycket väl kunna placeras i nära anknytning till en naturgasledning.

På lång sikt, 2050, skulle naturgas kunna ersättas i större utsträckning, i detta fall av SNG. Potentialen för SNG fram till år 2050 har uppskattats till 30-40 TWh (Linné & Jönsson, 2005; Bengt Ekenstierna på E.ON citerad i Eriksson, 2005). Även detta scenario skulle emellertid bygga på att det var mer kostnadseffektivt att använda bioenergiråvaran för biogasproduktion än för till exempel direkt kraftvärmeproduktion.

# 6 Vilka sysselsättningseffekter uppkommer i Sverige?

Arbetsinsatser behövs för varje energislag längs tillförselkedjan från utvinning, förädling, transport till slutlig användning. För att uppskatta inverkan på sysselsättningen för naturgas och bioenergi kan man skilja på tre effekter:

1) Direkt sysselsättning i tillverkning och drift av anläggningar, bränsleproduktion och levarens.
2) Indirekt sysselsättning som följd av kostnader relaterade till bränslecykeln.
3) Inducerad sysselsättning genom spendering av de löner och vinster som görs för respektive energislag.

Vi skiljer på inhemska och importerade energislag. Båda ger upphov till sysselsättning i slutlig användning, t ex i kraftvärmeanläggningar. För bioenergi bör denna vara något större än för naturgas. För utvinning är sysselsättningen för bioenergi inom landet medan den för naturgas sker utanför landet. Tillverkning av utrustning för slutlig användning kan approximativt antas vara densamma för både bioenergi och naturgas.

För norra Europa varierar sysselsättningen i produktion av vedbränsle kraftigt med teknikvalet. Danielsson har uppskattat den totala sysselsättningen, inklusive indirekta arbetstillfällen, till 400-450 årsarbeten per årlig TWh (Danielsson, odaterad). Stridsberg uppskattar en total sysselsättningseffekt om ca 500 årsverken per årlig TWh (Strindberg, 1997). Av detta kan ca 300 årsverken hänföras till bränsleproduktion. Rationaliseringar kan emellertid förväntas reducera antalet nya arbetstillfällen jämfört med den ovan nämnda uppskattningarna.

Som framgår av Tabell 6.1 har IEA en liknande siffra för Europeiska Unionen, och för USA har National Renewable Energy Laboratory en högre siffra. De uppskattar att för varje MW producerad bioenergi skapas 4.9 arbetstillfällen.

Den inducerade sysselsättningen i Sverige respektive utlandet beror på var kostnader finns. Med naturgas sker en begränsad del av den direkta och indirekta sysselsättningen i Sverige, medan motsatsen gäller för bioenergi. Uppkomna vinster i naturgasproduktion och export hamnar utanför Sverige och leder sannolikt till begränsade investeringar i Sverige.

En jämförelse av sysselsättningseffekten från en utökning av naturgasanvändningen respektive av bioenergin visar på en fördel för bioenergi av storleksordningen 300 årsverken per TWh/år. En utbyggnad om 50 TWh per år med bioenergi ger alltså storleksordningen 15000 fler jobb i Sverige om den görs med bioenergi än

om den görs med naturgas. Beräkningen inkluderar enbart produktion av bränslet. Därtill kommer en sysselsättningsmässig fördel i att bioenergi i huvudsak erbjuder de nya arbetsmöjligheterna utanför storstadsområdena.

**Tabell 6.1: Sysselsättning skapad av bioenergianvändning i Europeiska Unionen (nya heltidsarbeten, relativt basåret 1996)**

| Aktivitet | Bränslecykel (30 $MW_e$) |
|---|---|
| **Byggverksamhet** | **14** |
| **Bränsleproduktion** | **42** |
| **Logistik** | **4** |
| **Omvandling** | **19** |
| **Totalt** | **79** |
| **Manår per installerad $MW_e$** | **2.6** |
| **Manår per GWh/år** | **0.37** |

Källa: (IEA, 2005) Bioenergy Task Force (http://www.aboutbioenergy.info/benefits_employment.html)

# 7 Vilken risk finns det för inlåsningseffekter?

## 7.1 Inlåsningseffekter

Inlåsning, *lock-in*, är ett begrepp som innebär att teknisk utveckling och utformningen av ett tekniskt system sker så att systemet enbart kan ändras eller avskaffas till stora omställningskostnader (se till exempel Kaijser et al. 1988 och Arthur, 1988).

Investeringar i ny teknik görs på grundval av dess relativa fördelar gentemot etablerad teknik, (sådana fördelar kan vara prestanda, kompabilitet, etc.) men också som en följd av tidigare teknikval. Studier visar att teknisk utveckling till stor del styrs av tidigare teknikval samt den därigenom etablerade infrastrukturen och organisationen i samhället. För att beskriva dessa fenomen har termerna teknisk inlåsning samt organisatorisk och social inlåsning skapats. Å ena sidan möjliggör inlåsningseffekter skaleffekter och standardisering vilket i sin tur leder till kostnadsreduktion. Å andra sidan leder det till inlåsningar i redan etablerad teknik, infrastruktur och samhällelig organisation. En introduktion av ny teknik/nya tekniska system kräver relativt stora satsningar för omställning som inkluderar teknisk, organisatorisk och social innovation. En introduktion av ny teknik/nya tekniska system kan emellertid vara mer kostandseffektiv på lång sikt.

*Teknisk inlåsning* innebär att ny teknik hindras av etablerad teknik och infrastruktur som kan vara kostsam och krånglig att förändra. Ett exempel är utbytbarheten mellan el och andra energibärare. I ett energisystem som bygger på el har stora investeringar gjorts i el-genererande teknik, el-användande teknik och infrastruktur. Att ersätta el med andra energibärare kan komma att leda till omfattande investeringar. Ett annat exempel är en eventuell övergång till vätgasbilar som i sin tur kommer att kräva stora investeringar i ny distributionsteknik och nya tankstationer. Livslängden på tekniken i det befintliga systemet kan komma att få en avgörande betydelse för dynamiken. Mycket kraftiga inlåsningseffekter finns i ledningsbundna system, såsom elsystem, fjärrvärmesystem och naturgassystem. Redan gjorda investeringar (sunk cost) i dessa ledningsbundna system påverkar konkurrensen och bidrar till starka inlåsningseffekter.

*Organisatorisk och social inlåsning* bygger ovanpå den tekniska inlåsningseffekten och hindrar ytterligare möjligheter till förändring. Organisationer kring ett teknisk system, såsom företag, arbetstagare (fackföreningar) konsulter, akademia etc. etablerar sig, gör investeringar och utvecklar kunskap inom området. Dessa organisationer ett stort intresse av att systemet upprätthålls. Inlåsnings effekter är också en följd av våra etablerade vanor, attityder och beteende som kan vara svåra att påverka.

Unruh (2000) skriver om inlåsningseffekter i vårt fossilbaserade energisystem, s.k. ”carbon-lock-in”. ”Carbon lock-in” uppstår genom ett antal systematiska krafter som vidmakthåller ett fossilbaserat system trots kunskap om dess miljöpåverkan och trots att det finns koldioxidneturtala alternativ som är kostnadsneutrala eller till och med kostnadseffektiva jämfört med de fossila alternativen. Unruh menar att inlåsningseffekterna i det fossila energisystemet inte enbart kan beskrivas i termer av teknisk inlåsning, utan måste ses som en inlåsningseffekt med kraftiga interaktioner mellan teknik och institutioner. Studier har visat att dominerande företag på marknaden sällan är de som genomför radikala förändringar (se till exempel, Henderson and Clark, 1990 och Bower and Christensen, 1995). Unruh visar på inlåsningseffekter i ett företag intensifieras genom företagets nätverk med andra företag, branschorganisationer, fackföreningar etc. Även de institutionella verksamheterna påverkas av dessa nätverk vad avser exempelvis styrmedelsutformning (Unruh, 2002). Hughes (1983) visar på en tröghet som driver på utvecklingen av nya system. Forskare har också belyst de starka inlåsningseffekter som uppkommer med ledningsbunda system, såsom gasnät, fjärrvärmenät och eldistributionsnäst (Kaijser et al., 1988).

Det fossilbaserade energisystem är ett enormt system som byggs upp av tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningseffekter. Grübler (1998) visar emellertid på förändringar och övergångar från ett stort system till ett annat; från hästtransporter till biltransporter, från gas till el, etc. Inlåsningseffekterna behöver alltså inte innebära en total blockering till förändring men väl kraftiga tidsförskjutningar.

Att ersätta de energisystem som baseras på fossila bränslen kommer att kräva genomgripande förändringar. Eftersom inlåsnigseffekterna relaterade till det fossila energisystemet är kraftiga och inkluderar såväl tekniska som organisatoriska och sociala inlåsningar är det av stor vikt att det finns ett politiskt mod att stödja en övergång till ett koldioxidneutralt energisystem. Det är instruktivt att se kraften i det fossila systemet när man lägger tyngdpunkten i ersättningen av kol och olja på införandet av ett annat fossilt bränsle, naturgasen!

## 7.2 Inlåsningseffekter naturgas

Sverige har två stora ledningsbunda system, elsystemet och fjärrvärmesystemet, som används för att distribuera el och värme genererad från fossila energikällor och koldioxidneutrala alternativ såsom bioenergi, vindenergi och solenergi. En övergång från fossila bränslen till koldioxidneutrala alternativ har alltså redan påbörjats i dessa system. Parallellt med elsystemet och fjärrvärmesystemet byggs naturgasledningar för distribution av naturgas. Detta system kan i viss mån även användas för att transportera biogas, men omfattningen av biogas kommer att vara begränsad, se kapitel 2 och 5. Naturgasledningarna presenteras ofta som ett viktigt inslag

för distribution av vätgas, se till exempel IVA (2003), men detta kan först komma att vara av intresse flera decennier framåt i tiden. Och det är då kanske inte så säkert att man vill transportera vätgas i ledningar. Andra alternativ kan komma att vara väl så intressanta. En utbyggnad av naturgasledningarna måste därför främst ses som ämnad för att transportera naturgas.

En utbyggnad av naturgasnätet skulle leda till starka inlåsningseffekter i ett naturgassystem – har investeringar väl gjorts i ledningssystemet finns det också ett intresse av att använda det (jfr sunk cost). Tidigare studier som presenterats i kapitel 7.1 har visat på att tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningar kunnat identifieras i många fall där man studerat teknisk förändring. Tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningar kommer med all säkerhet även att påverka utvecklingen av naturgas i Sverige, särskilt vid en expansion. Även en utveckling av bioenergimarknaden kommer på sikt att leda till inlåsningseffekter, men dessa är inte lika allvarig eftersom bioenergin inte påverkar klimatet såsom naturgasen.

Genom att satsa på naturgas i Sverige kommer investeringar att göras gasledningar samt i omvandlingsteknik för el/värme och användarteknik för gasanvändning. Samtliga investeringar har lång livslängd och systemet är ledningsbundet varför de tekniska inlåsningseffekterna är mycket starka. Flertalet energiföretag kommer att göra kunskapsrelaterade investeringar, investeringar i forskning inom området, underhållsrelaterade insatser etc. Detta kommer i sin tur att leda till organisatoriska och sociala inlåsningar. Dessa inlåsningseffekter kommer i sin tur att leda till ytterligare investeringar i naturgassystemet.

Den tekniska inlåsningseffekten kompletteras således med ekonomiska, organisatoriska och sociala inlåsningseffekter som kan vara betydligt starkare. De företag som investerar i dyra tekniska investeringar för naturgas och kunskap i organisationen rörande naturgas har ingen större drivkraft att ersätta naturgas men andra energikällor såsom bioenergi; möjligen att komplettera bioenergi med naturgas. Organisationen kommer att argumentera för en fortsatt användning och eventuell ökad användning av naturgas.

Kostnaden för naturgasledningar, dvs. nätavgiften, är idag 3-6 öre/kWh för en industrikund. I det fall kostnaden för naturgas är låg är kostnaden för naturgasnätet acceptabel för kunden. Efterfrågan på naturgas kan i detta scenario driva på en kraftig utbyggnad av naturgasnätet. Om naturgaspriserna sedan ökar kraftigt kan totalkostnaden för naturgaskunden komma att bli hög och industrikunder kan tänkas överväga att gå över till alternativa energislag. I och med avregleringen kommer nätdelen att separeras från försäljningen av naturgas. Det innebär att nätdelen får täcka sina egna kostnader. Eftersom nätdelen huvudsakligen består av fasta kostnader, kan det komma att bli svårt för nätföretagen att täcka sina kostnader i det fall naturgaspriserna stiger kraftigt och efterfrågan minskar.

Investeringarna i naturgassystemet kommer att tränga undan investeringar i de koldioxidneutrala systemen. Alternativa energisystem baserade på bioenergi kan mycket väl vara mer kostnadseffektiva och mer föredelaktiga ur klimat- och sysselsättningssynvinkel men ändå missgynnas av en utbyggnad av naturgasteknik. Övergången till koldioxidneutrala bränslen, en process som redan påbörjats i Sverige, kan komma att dra ut på tiden och den ökning av biobränsleanvändningen som har skett kan komma att avstanna.

Utvecklingen av naturgas i Sverige kan tänkas ske antingen med en kraftig utbyggnad av naturgasledningar eller med bibehållen infrastruktur och transport av LPG. En utbyggnad av naturgasledningar kommer att leda till en ökad tillgänglighet av naturgas och en lokal etableringen av starka naturgasföreträdare. Detta kommer i sin tur leda till en snabb utveckling av tekniska, organisatoriska och social inlåsningseffekter såsom beskrivits i kapitel 7.1. En bibehållen infrastruktur och transport av LPG kommer att begränsa naturgasens inlåsningseffekter och möjliggöra en vidare utveckling av alternativa energikällor såsom biobränsle.

# 8 Styrmedel

Enligt riktlinjer beslutade av riksdagen 1988 skall staten inte bidra ekonomiskt till en utbyggnad av naturgasen. En utbyggnad skall ske på kommersiella grunder. Med detta menas att staten inte skall göra några direkta investeringar i utbyggnaden av ett naturgasnät? Staten kan emellertid understödja eller motverka en utbyggnad av naturgasen genom sin utformning av ekonomiska styrmedel och olika tillståndsregler.

Skatter och avgifter har haft stor inverkan på naturgasens kommersialiseringsmöjligheter. Idag omfattas naturgasen av energi- och koldioxidbeskattning, skattesatserna skiljer sig mellan olika sektorer. För en industrikund står skatten för ca 30 % av totalkostnaden och för en hushållskund står skatten för ca 50 % av totalkostnaden. I budgetpropositionen 2005 föreslås skatteändringar. Regeringen har föreslagit att koldioxidskatten slopas för bränslen som används i industrianläggningar som omfattas av systemet för handel med utsläppsrätter. Den föreslår också att koldioxidskatten slopas för bränslen som förbrukas i kraftvärmeanläggningar som omfattas av handel med utsläppsrätter och vars elverkningsgrad är minst 38 % och vars totalverkningsgrad minst uppgår till 89 %. Detta innebär att koldioxidskatten slopas helt för naturgas som används för gaskombikraftvärmeverk.

Även EU´s utsläppshandelssystem påverkar naturgasmarknaden. Systemet i sin helhet ökar konkurrenskraften för naturgas gentemot olja och kol i Europa. Däremot minskar handelsystemet konkurrenskraften gentemot biobränslen.

Konkurrenskraften mellan naturgas och bioenergi bestäms även av andra styrmedel såsom elcertifikatsystemet, samt av den relativa skillnaden i forskningsinsatser (statliga och privata) för naturgas respektive bioenergi. En utbyggnad av naturgasnätet respektive bioenergianvändningen berörs även av naturgaslagen, miljöbalken samt av plan- och bygglagen. Att anlägga naturgasledningar och naturgaslager kräver tillstånd enligt naturgaslagen, ledningsrättslagen, bygglov enligt Plan och bygglagen, i förekommande fall gäller lagen om kontinentalsockeln, och för stora gaslager även tillstånd enligt miljöbalken. Koncession skall medges i det fall en anläggning är lämplig från allmän synpunkt. I propositionen Ny naturgas beaktas begreppet ”lämplig från allmän synpunkt” och man pekar på vikten av att ta med olika intressen såsom miljö- och näringspolitiska synpunkter i prövningen. Detta innebär att klimatfrågan bör beaktas. Vidare kan klimataspekten stärkas genom miljöbalken och plan och bygglagen.

Med slopade koldioxidskatter och en övergång till enbart handel med utsläppsrätter kommer konkurrenskraften för naturgas att öka. En utbyggnad av naturgassystemet kan begränsas genom tillämpning av naturgaslagen, med speciell hänsyn till Sveriges klimatåtaganden.  Samtidigt kommer bioenergin ges visst stöd via skattelättna-

der, elcertifikatsystemet och EU-direktiv. Dessa styrmedel har hitintills resulterat i stark tillväxt inom bioenergiområdet, men med slopade koldioxidskatter för naturgas kan situationen förändras. Ytterligare en viktig påverkansfaktor för ökad bioenergi är EUs jordbrukspolitik.

I tidigare kapitel har vi sett att naturgasen och bioenergi kan komma att konkurrera på den svenska marknaden. Om man i Sverige vill säkerställa en framtida kraftig utbyggnad av bioenergin bör detta beaktas i utformningen av styrmedel.

I det fall naturgasnätet byggs ut kommer troligen stöden för bioenergi att behöva stärkas än mer för att bibehålla en utveckling och viss tillväxt av såväl användning av bioenergi som av inhemsk produktion av biomassa för användning som bioenergi; detta påstående men hänsyn taget till de inlåsningseffekter som besktivits i kapitel 7. Konkurrensen med naturgasen kommer troligen att vara hårdare än idag. Starka företag och organisationer kommer troligen att stödja en etablering av naturgas, och de organisatoriska inlåsningseffekterna kommer att leda till att naturgas inte enbart etableras på konkurrensmässiga grunder vad gäller själva investeringskostnaden utan även innefatta investeringar i kunskap etc. Hur mycket starkare styrmedel som kommer att krävas för att nå ett visst klimatmål - i fallet utbyggt naturgasnät – är svårt att beräkna.

I det fall naturgasnätet inte byggs ut kommer det att krävas ett bibehållet starkt stöd för att utveckla bioenergisystemen ytterligare och minska dess kostnader. De satsningar som hitintills gjorts för att främja en utveckling av bioenergi i Sverige har bidragit till viktiga lärprocesser – lärande vad avser produktion av biobränsle, omvandling till el/och värme, olika typer av användarteknik, interaktion mellan viktiga aktörer, etc. Detta har i sin tur bidragit till teknisk utveckling, minskade risker och minskade kostnader. Bioenergiexpansionen har också förbättrat sysselsättningen och minskat utsläppen av växthusgaser.

# 9 Slutord

Resultatet av denna studie visar att den finns en konkurrens situation mellan bioenergi och naturgas och att en utbyggnad av naturgasen och naturgasnätet riskerar att leda till att bioenergi trängs undan. Att bioenergin trängs undan kan till stor del förklaras med tekniska, organisatoriska och sociala inlåsningseffekter. De outnyttjade bioenergipotentialen är idag mycket stor. För att fullt ut stödja en fortsatt utveckling av en inhemsk bioenergimarkand bör en utbyggnad av naturgasnätet ifrågasättas. Vidare påvisas att en utbyggd av naturgasanvändning i Sverige utgör ett hinder för att uppnå rimliga och långsiktiga klimatmål.

Resultaten visar även att den inte är självklart att naturgasledningar kommer att användas i någon större utsträckning för transport av biogas och SNG. På kort sikt är biogas potentialen uppskattad till ca 10TWh, baserat på gas producerad från olika typer av restprodukter. Denna biogas kan emellertid med fördel användas lokalt. På medellång sikt kan biogaspotentialen utökas genom att producera biogas från odlade grödor, och på lång sikt, 2050, skulle naturgas kunna ersättas i större utsträckning av SNG. Potentialen för SNG fram till år 2050 har uppskattats till 30-40. De mer långsiktiga potentialerna bygger dock på antagandet att det är mer kostnadseffektivt att använda bioenergiråvaran för biogasproduktion än för till exempel direkt kraftvärmeproduktion.

Inom vissa användningsområden, bland annat inom industrin, har naturgasen och andra energigaser relativa fördelar gentemot andra energikällor. Därför kan det mycket väl vara av intresse att öka användningen av energigaser. Tillförseln av naturgas behöver emellertid inte ske med en utbyggnad av naturgasnätet utan kan även fortsättningsvis även ske med bibehållen infrastruktur och användning av gasol samt eventuellt kompletteras med en lokal användning av LNG.

# 10 Referenser

Andersson, M., Bergh, J., Börjesson, P., Dahlin, B. och Sallnäs, O., 2001, Biobränsleproduktion näringsoptimerat skogsbruk, Rapport No. ER 7:2001, Energimyndigheten, Eskilstuna.

Arthur, W.B., 1988, Competing technologies: an overview, in G. Dosi, C. Freeman, R. Nelson, G. Silverberg, and L. Soete (eds.), Technical change and economic theory, Printer, London, UK.

Azar C., and Rodhe H., 1997, Targets for stabilization of atmospheric $CO_2$, Science 276, pp. 1818-1819.

Azar C., Lindgren K., and Andersson B., 2003, Global energy scenarios meeting stringent $CO_2$ constraints - cost-effective fuel choices in the transportation sector, Energy Policy, Vol. 31.

Bower, J. and Christensen, C., 1995. Disruptive technologies: catching the wave., Harvard Business Review, pp. 43-53.
Börjesson, P., 2001, Framtida tillförsel och avsättning av biobränslen i Sverige regionala analyser, Rapport No. 34, Environmental and Energy Systems Studies, Dept. of Technology and Society, Lund University, Lund.

Börjesson, 2005, personlig kommunikation, december 2005, Institutionen för teknik och samhälle, Lth, Lund.
Börjesson, P., Berndes, G., Fredriksson, F., och Kåberger, T., 2002, Multifunktionella bioenergiodlingar, Slutrapport No. 37, Environmental and Energy Systems Studies, Dept. of Technology and Society, Lund University, Lund.

Börjesson, P., Berndes G., Rosenqvist, H. and Neij L., 2005, Reduced costs of transportation fuels from willow – improved feedstock production systems and market development, Proceedings of the 14th European Biomass Conference & Exhibition: Biomass for Energy Industry and Climate Protection, Paris.

Börjesson P. and Gustavsson L., 1995, Regional Production and Utilization of Biomass in Sweden, Energy, Vol. 21, pp. 747-764.

Claeson Colpier, U. and Cornland D., 2002, The economics of combined cycle gas turbine – an experience curve analysis, Energy Policy, Vol. 30, pp. 309-316.

Committee on the Environment, Public Health and Food Safety, 2005, REPORT (final) on Winning the Battle Against Global Climate Change, (2005/2049(INI)).

Cook, K., 2005 personlig kommunikation, december 2005.

Danielsson, B-O., un-dated, Employment effects of wood fuel harvesting, Department of operation al efficiency, Swedish University if Agricultural Science, Garpenberg.

Eketorp, S., 1989, Electrotechnologies and Steelmaking, in Johansson T.B., Bodlubnd B., and Williams H.R., (eds) Electricity – Efficient End-Use and New Gereration technologies, and their Planning Implications, Lund University Press.

Elzen M.G.J. and Meinshausen, M., 2006, Meeting the EU 2 oC climate target: global and regional emission implications, Netherlands Environmental Assessment Agency.. www.mnp.nl.
Eriksson, L., 2005, Naturgas redo för den stora expansionen, Ny Teknik, http://www.nyteknik.se/art/42656.

Fokus Bioenergi, 2003, NR1 2003.
Glöde D., 2000, Report 451, SkogForsk, Uppsala

Grübler, A., 1998, Technology and global change, Cambridge University Press, UK.
Göteborg Energi, 2005, Göteborg Energi AB årsredovisning 2004.
Hansson, J., Berndes, G., and Börjesson, P., 2005, The prospects for large import of biomass and biofuels to Sweden - a review of critical issues, unpublished material.

Henderson, R., Clark, K., 1990, Architectural innovation: the reconfiguration of existing product technologies and the failure of established firms, Administrative Science Quarterly 35, pp. 9-30.

Höhne, N. och Ullridck, S., 2005, Emission allowances under the proposal of the "South
north dialogue – equity in the greenhouse", Ecofys Report May 25, 2005, to the Wuppertal Institute and GTZ.

IEA, 2005, Bioenergy Task Force
(http://www.aboutbioenergy.info/benefits_employment.html)
IVA, 2003, Energiframsyn Sverige i Europa: Syntes och sammanfattning (Rapport från projektets styrgrupp), Stockholm: Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 1995, Climate Change 1995: Impacts, Adptations and Mitigation of Climate Change: Scientific-Technical Analysis, Report of Working Group II.

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2001, Climate change 2001 (3 Volumes), Cambridge University Press, Cambridge and New York.

Hughes, T.P., 1987, The evolution of large technical systems, in Bijker W.E, Hughes T.P., and T. Pinch (eds.), The social construction of technical systems, MIT press, Cambridge, USA.

Jernkontoret, 2004, Trots nytt rekord för stålexporten, så hotas stålverk och gruvor när regeringen snålar med utsläppsrätterna (pressmeddelande 30 januari 2004), Stockholm.

Johansson, 2005, Presentation av Lars Johansson vid Skogs- och lantbruksakademin (10 november 2005), www.ksla.se.

Junginger M., 2005, Doctoral thesis, Copernicus Institute for Sustainable Development and Innovation Development of Science Technology and Society, Utrecht University, the Netherlands.

Kaijser, A., Mogren A. and Steen, P, 1988. Att välja riktning: Villkor för ny energiteknik, Framtidsbilder Allmänna förlaget, Stockholm.

Kamp L., Smits R. and Andriesse C., 2004, Notions on learning applied to wind turbine development in the Netherlands and Denmark, Energy Policy Vol. 32, pp.1625–1637.
Kander, A., 2002, Economic growth, energy consumption and $CO_2$ emissions in Sweden 1800-2000 (Vol. 19). Lund: Almqvist & Wiksell International, KFS I Lund AB.
Köhler, N., 2005, Sverige beroende av utländsk etanol, Ny Teknik, (web version http://www.nyteknik.se/art/42151).

L-B-Systemtechnik, 2002, Well-to-wheel analysis of energy use and greenhouse gas emissions of advanced fuel/vehicle systems: A European study.
Levieveld J., Lechtenböhmer S., Assonov S.S., Brenninkmeijer C.A.M., Diest C., Fischedick M. and Hanke T., 2005, Low methane leakage from gas pipelines, Nature 43, pp. 841-842.
Lindsay, R.W., and Zhang, J., 2005, Journal of Climate, accepted 21 June 2005 in D. A. Rothrock and J. Zhang, Arctic Ocean sea ice volume: What explains its recent depletion?, J. Geophysical Res., vol. 110.
Linné, M., och Jönsson, O., 2005, Litteraturstudie: Sammanställning och analys av potentialen för produktion av förnyelsebar metan (biogas och SNG) i Sverige, Biomil AB/Svenska Gastekniskt Center AB, Malmö.

Makinen & Sipilä, 2006, personlig kommunikation, februari 2006, VTT, Finland.
Mattsson N., Unger T. och Ekvall T., 2003, Effects of perturbations in a dynamic system – The case of Nordic power production, i Unger T. doktorsavhandling.
Miljö- och samhällsbyggnadsdepartementet, 2005, Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar, Ds 2005:55, pp. 63-64.

Mozaffarian, M., and Zwart, R. W. R., 2003, Feasibility of biomass/ Waste related SNG production technologies (No. ECN-C-03-066), ECN, Petten.

Nasa, 2005, http://www.nasa.gov/vision/earth/environment/2005_warmest.html.

Neij L., 1999, Dynamics of Energy Systems - Methods of analysing technology change, Doctoral thesis, Department of Environmental and Energy Systems Studies, Lund University, Lund.
Nordberg, Å., Lindberg, A., Gruvberger, C., Lilja, T., och Edström, M., 1998, Biogaspotential och framtida anläggningar i Sverige, JTI-rapport, Kretslopp & avfall RKA17, . Uppsala: Institutet för jordbruks- och miljöteknik.
Nordiska Ministerrådet, 1997, Naturgassens muligheder for at medvirke til reducerede miljøudslip i Norden och Nærområderne, Rapport till Nordiska Ministerrådet TemaNord No. 1997:548, Rambøll och ÅF-Energikonsult.
NREL, 2004, Thermochemical Conversion Technologies - Projects. Retrieved 5 December, 2005, from
http://www.nrel.gov/biomass/proj_thermochemical_conversion.html?print

Otto-Bliesner, B.L. et al., 2006, Simulating Arctic Climate Warmth and Icefield Retreat in the Last Intergalciation, Science, 311, pp. 1751-1753.

Overpeck, J.T. et al., 2006, Paleoclimatic Evidence for Future Ice-Sheet Instability and Rapid Sea-Level Rise, Science, 311, pp. 1747-1750.

Petit et al., 1999, Nature 399, pp. 429-36

Regeringskansliet, 2005, Energieffektivisering och energismart byggande, Ds 2005:51.

Rosenqvist, H., Börjesson, P., Berndes G. and Neij L., 2005, The prospects of cost reductions in willow production, Proceedings of the 14th European Biomass Conference & Exhibition: Biomass for Energy Industry and Climate Protection, Paris.
The Royal Society, 2005, Ocean acidification due to increasing atmospheric carbon dioxide, Policy document 12/05, June 2005, from www.royalsoc.ac.uk.
SHK, 2004, Produktion biogas och naturgas: Naturgas och biogas i samma ledning. Retrieved 4 December, 2005, from http://www.shkenergi.se/prod_upp.asp.
Sköldberg, 2005, Kraftvärme i framtiden, Elforskrapport 05:37.
SNV (Naturvårdsverket), 2004, ”Post-Kyoto” --. Redovisning av regeringsuppdrag om framtida internationellt klimatsamarbete, dnr 126-376-03 Hk.

SNV/STEM, 2004, Nya kunskaper om klimatproblemet, Delrapport 4 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till kontrollstation 2004, pp. 33-34.

SSAB Tunnplåt AB, 2005, Eventuell naturgasintroduktion: Prövotidsutredning Bilaga U2 (Bilaga till prövotidsutredning: SSAB till Miljödomstolen No. N2.515.VQM.05.002), Borlänge: SSAB Tunnplåt AB.

STEM (Energimyndigheten), 2005a, Energiläget.
STEM (Energimyndigheten), 2005b, Energiläget i siffror - Energy in Sweden: Facts and figures 2005, Statens energimyndighet, Eskilstuna.

STEM (Energimyndigheten), 2005c, LNG i Sverige: en explorativ samhällsekonomisk studie, ER 2005:26.
STEM (Energimyndigheten), 2006, Uppdatering av 2004-års prognos för utsläpp av växthusgaser 2010 – Underlag inför Sveriges andra fördelningsplan för utsläppsrätter, perioden 2008-2012, Energimyndigheten, Eskilstuna.

STEM (Energimyndigheten), och SNV (Naturvårdsverket), 2005, Underlag för Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar, Stockholm.

Stridsberg S., 1997, Biobränslenas totala sysselsättningseffekt, Stiftelsen Lantbruksforskning.

Suani Teixeira Coelho, 2006, Brazilian sugarcane ethanol: lessons learned, Energy for Sustainable Development (forthcoming).

Svebio, 2005, Presentation av Kent Nyström.

Svensk Energi, Elåret 2004.

Svensk Fjärrvärme, 2006, Statistik 2004, från http://www.svenskfjarrvarme.se.

Svenska Naturskyddsföreningen, Svebio och Lantbrukarnas riksförbund, 1999, Behöver Sverige mer fossilgas?

Södra, 2005, www.sodra.se.
TSS Consultants, 2005, Gridley Ethanol Demonstration Project Utilizing Biomass Gasification Technology: Pilot Plant Gasifier and Syngas Conversion Testing: August 2002—June 2004, No. NREL/SR-510-37581, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
Turner, J. et al., 2006, Significant Warming of the Antarctic Winter Trophosphere, Science 311, pp. 1914-1917.
Unger, T., 2003, Reslutat från etapp 1, i Rydén B. (ed.), Nordleden: Slutraport för etapp 2. Profu, Göteborg.

Unger, T., Andersson O., Rydén B. and Wene C-O., 2000, The Nordleden Project - Final report, Report 2000:2, Energy Systems Technology Division, Chalmers University of Technology.

Unruh, G., 2000, Understanding carbon lock-in, Energy Policy 28, pp. 817-830.

Unruh, G., 2002, Escaping carbon lock-in, Energy Policy 30, pp. 317-325.

Zacchi, G., 2006, personlig kommunikation, januari 2006, Institutionen för kemiteknik, LTH, Lund.

# Utbyggd naturgas i Sverige: Hinder för inhemska energislag och

RAPPORT 5701

NATURVÅRDSVERKET
ISBN 91-620-5701-4
ISSN 0282-7298

Hållbara energisystem är avgörande för möjligheterna att nå långsiktiga miljömål, såsom målen kring klimat, frisk luft och försurning. I olika sammanhang lyfts naturgasen fram som ett lämpligt alternativ till kol och olja och som ett möjligt övergångsbränsle till dess helt koldioxidneutrala system finns tillgängliga. Samtidigt finns en risk att en expansion av naturgasnätet kan bygga fast samhället i ett fossilbaserat energisystem, som kan vara svårt att lämna.

Syftet med denna rapport, utarbetad på Internationella miljöinstitutet vid Lunds universitet, är att analysera naturgasens roll i ett framtida miljöanpassat energisystem. Rapporten belyser bl.a. frågorna:

- Är naturgasutbyggnad förenlig med långsiktiga klimatmål?
- Riskerar naturgasutbyggnad att leda till att den pågående biobränsleutbyggnaden minskar eller avstannar?
- Finns synergieffekter mellan naturgas och bio bränslen?
- Vilka risker finns det för inlåsningseffekter?

Rapporten är ett av flera bidrag i arbetet för effektivare energianvändning och transporter. Den blir en pusselbit för att kunna utveckla en strategi för att nå flera miljökvalitetsmål samtidigt genom att fokusera på kostnadseffektiva åtgärder inom energi- och transportsektorerna.

**Naturvårdsverket** SE-106 48 Stockholm. Besöksadress: Blekholmsterrassen 36. Tel: +46 8-698 10 00, fax: +46 8-20 29 25, e-post: natur@naturvardsverket.se Internet: www.naturvardsverket.se **Beställningar** Ordertel: +46 8-505 933 40, orderfax: +46 8-505 933 99, e-post: natur@cm.se Postadress: CM-Gruppen, Box 110 93, 161 11 Bromma. Internet: www.naturvardsverket.se/bokhandeln