
Rapport SGC 185

System- och marknadsstudie för biometan (SNG) från biobränslen

©Svenskt Gastekniskt Center – Mars 2008



Martin Valleskog, CMV Konsult
Åsa Marbe, Grontmij AB
Linda Colmsjö, Grontmij AB

Rapport SGC 185 • 1102-7371 • ISRN SGC-R-185-SE

SGC:s FÖRORD

FUD-projekt inom Svenskt Gastekniskt Center AB avrapporteras normalt i rapporter som är fritt tillgängliga för envar intresserad.

SGC svarar för utgivningen av rapporterna medan uppdragstagarna för respektive projekt eller rapportförfattarna svarar för rapporternas innehåll. Den som utnyttjar eventuella beskrivningar, resultat e.dyl. i rapporterna gör detta helt på eget ansvar. Delar av rapport får återges med angivande av källan.

En förteckning över hittills utgivna SGC-rapporter finns på SGC:s hemsida www.sgc.se.

Svenskt Gastekniskt Center AB (SGC) är ett samarbetsorgan för företag verksamma inom energigasområdet. Dess främsta uppgift är att samordna och effektivisera intressenternas insatser inom områdena forskning, utveckling och demonstration (FUD). SGC har följande delägare: Svenska Gasföreningen, E.ON Gas Sverige AB, E.ON Sverige AB, Göteborg Energi AB, Lunds Energi AB och Öresundskraft AB.

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

E.ON Gas Sverige AB
Öresundskraft AB
Lunds Energi AB
Göteborg Energi AB
AB Fortum Värme samägt med Stockholm Stad
Statens Energimyndighet

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

Innehållsförteckning

1	SAMMANFATTNING	4
2	ORDLISTA	5
3	INLEDNING	6
3.1	Bakgrund	6
3.2	Syfte	7
3.3	Mål	7
4	KARTLÄGGNING AV BIOBRÄNSLE I SVERIGE	8
4.1	Tillgång på biobränsle	8
4.2	Prisanalys biobränsle	8
5	EFFEKTIV ANVÄNDNING AV BIOBRÄNSLE	10
5.1	Konventionell ångcykel	10
5.2	Förgasning av biobränsle	11
5.3	Produktion av SNG	11
6	PRODUKTION AV SNG VIA TERMISK FÖRGASNING	12
6.1	Termisk förgasning	12
6.1.1	Trycksatt förgasning	12
6.1.2	Indirekt förgasning	13
6.1.3	Vätgasförgasning	14
6.2	Produktion av SNG	15
6.2.1	Gasrening	15
6.2.2	Metanisering	16
6.2.3	CO ₂ -borttagning och torkning av gasen	17
7	MARKNADSANALYS	18
7.1	Inledning	18
7.2	Marknad för SNG	18
7.2.1	Efterfrågan på SNG	19
7.2.2	Tillgång på SNG	21
7.3	Markandskonkurrens	22
7.3.1	Marknadskonkurrens för SNG	22
7.3.2	Marknadskonkurrens mot naturgas	22
7.3.3	Marknadskonkurrens utanför naturgasnätet	23
7.3.4	Potential och konkurrenskraft för småskalig kraftvärme	24
7.4	Förutsättningar för en europeisk marknad för SNG	26
8	EKONOMISK ANALYS	28
8.1	Metod	28
8.1.1	Scenarier	28
8.1.2	Utvärderingsparametrar	28
8.1.3	Känslighetsanalys	30
8.2	Tekniska förutsättningar	31
8.3	Ekonomiska förutsättningar	32
8.3.1	Investeringskostnader	32
8.3.2	Drift- och underhållskostnader	33
8.3.3	Bränslekostnader	33

8.3.4	Styrmedelskostnader.....	34
9	RESULTAT	35
9.1	Produktionskostnad för SNG	35
9.1.1	Scenarier.....	35
9.1.2	Konkurrenssituation.....	36
9.1.3	Känslighetsanalys	36
9.2	SNG i kraftvärmeapplikationer.....	38
9.2.1	Scenarier.....	38
9.2.2	Känslighetsanalys	39
9.3	Konkurrenskraft för SNG inom olika sektorer.....	42
9.3.1	Scenarier.....	42
9.3.2	Konkurrenssituation för SNG i scenarierna 2007, 2012 och 2020.....	44
9.3.3	Slutsatser scenarioanalys vid naturgaskonkurrens i gasnätet.....	44
9.3.4	Slutsatser scenarioanalys vid konkurrens utanför gasnätet	45
9.3.5	Resultat av känslighetsanalys inom olika sektorer.....	46
9.3.6	Behov av stöd för etablering av SNG-anläggningar	47
10	SLUTSATSER	48
11	FORTSATT ARBETE.....	49
12	REFERENSLISTA.....	50
13	BILAGOR.....	51

1 Sammanfattning

I denna studie har det undersökts om användning av SNG producerad från förgasat biobränsle kan utgöra ett alternativt användningsområde för biobränsle. De förgasningstekniker som studerats är; trycksatt förgasning med syrgas/ånga, indirekttförgasning och vätgasförgasning. Målet med projektet är att göra en överskådlig värdering av produktionsmetoder av SNG och genom en marknadsanalys undersöka var biobränslebaserad SNG kan vara ett alternativ till konkurrerade bränslen.

I rapporten diskuteras även tillgång och pris på biobränsle i Sverige. Användningen var 112 TWh år 2005 och bedömd potential år 2025 är 187 TWh. Biobränslepriserna visar en uppåtgående trend och styrmedelsutvecklingen påverkar naturligtvis utvecklingen av biobränslemarknaden och priset. De viktigaste styrmedlen är elcertifikatsystemet, energi- och miljöskatter och handel med utsläppsrätter. Rådande energi- och klimatpolitik i Sverige och inom EU bedöms öka efterfrågan på biobränslen och sannolikt därmed även priserna. Ökad avfallsförbränning tenderar dock att minska trycket på efterfrågan på biobränsle generellt.

SNG jämförs med naturgas och med andra användningsmöjligheter för biobränsle samt andra konkurrerande bränslen beroende på applikation. Den ekonomiska analysen har utförts för tre olika kostnadsnivåer på bränslen och styrmedel, nämligen år 2007, scenario år 2012 och scenario år 2020. Ekonomiskt utvärderas SNG för de tre ovan nämnda kostnadsscenarierna, dels med avseende på dess produktionskostnad, dels inom vilken marknad SNG används (kraftvärme-, värme-, industri- samt i fordonsmarknaden). En känslighetsanalys har utförts på följande parametrar; bränslepris, elpris, kostnad för utsläppsrätter, skatter och investeringskostnad.

Resultaten visar att SNG inte är en färdig tillgänglig produkt på marknaden i dag varför kompletterande stöd erfordras för att göra SNG konkurrenskraftig så att investeringar i produktionsanläggningar kommer till stånd. Produktionskostnaden för SNG ligger mellan 380 - 410 kr/MWh och stödet bedöms behöva uppgå till 150 – 200 kr/MWh med utgångspunkt från dagens svenska skattesystem. Introduktion av demonstrationsanläggningar i full skala erfordrar dessutom någon form av riskavlyft fram till tiden för kommersiell drift.

Ur produktionssynpunkt är industri- och fordonsmarknaden bäst lämpade som mottagare för SNG eftersom efterfrågan är jämt fördelad under året, kraftvärme- och värmemarknaden minst gynnsam då den är starkt beroende av värmebehovets variation under året. Däremot ekonomiskt uppnås den största fördelen när SNG ersätter naturgas och olja för uppvärmning. I andra hand är det inom sektorerna kraftvärmeproduktion och fordonsbränsle som styrmedlen gynnar SNG. Högt elcertifikatpris och hög elverkningsgrad gynnar avsättningen till kraftvärme.

Analysen av rådande konkurrenssituation leder till att SNG kräver någon form av stöd för att bli en kommersiellt tillgänglig energiresurs. Den snabbaste etableringen av SNG-anläggningar kommer att kunna förverkligas där naturgasnätet redan finns etablerat, eftersom man därigenom får tillgång till hela naturgasmarknaden. Industri- och fordonsmarknaden har jämn efterfrågan över året och kan därmed utgöra bas för förslag till styrmedel. Politiskt sett finns stort intresse att hitta förnybara alternativ till fordonsmarknaden.

Om man ska investera i en ny kraftvärmeanläggning är det mest ekonomiska att förgasa biobränslet och förbränna gasen i en gasturbin med efterföljande ångcykel (BIGCC). Detta är betydligt mer ekonomiskt än att först omvandla gasen till SNG och sedan förbränna den i en naturgaskombianläggning. Det krävs dock att värdena på elcertifikaten är relativt höga eller att elpriset är högt.

2 Ordlista

BIGCC	Biobränslebaserad förgasningsanläggning integrerad med en kombicykel (Biomass Integrated Gasifier Combined Cycle)
Bio-CHP	Konventionell biobränslebaserad kraftvärme med ångcykel
BioSNGCC	Naturgasbaserad kombicykel där SNG har ersatt naturgas som bränsle.
CFB	Cirkulerande Fluidiserande Bädd
CHP	Kraftvärme (Combined Heat and Power)
LNG	Flytande naturgas (Liquefied Natural Gas)
NGCC	Naturgasbaserad kombicykel (Natural Gas Combined Cycle)
PSA	Pressure Swing Adsorption
SNG	Med SNG avses i denna rapport gas av naturgaskvalitet framställd genom termisk förgasning av biobränsle. (Substitute Natural Gas)

3 Inledning

3.1 Bakgrund

Det största hotet mot den framtida välfärden anses i dag vara förändringar i klimatet som i sin tur anses ha starkt samband med ökade utsläpp av klimatgaser till atmosfären. De olika klimatpåverkande gaserna definieras och anses ha följande påverkansgrad enligt nedan:

- Koldioxid från förbränning
- Metan från risfält och läckage
- Övriga klimatgaser

I syfte att minska klimatgaserna i atmosfären kan följande åtgärder vidtas när det gäller koldioxid:

- Byte till bränsle med lägre utsläpp eller nollutsläpp
- Energieffektivisering
- Koldioxidlagring

På kort sikt är det angeläget att alla metoder används för att reducera klimatpåverkan. De två första metoderna finns tillgängliga i dag medan infångning och lagring av koldioxid är i en demonstrationsfas.

Biobränslen räknas allmänt som ett koldioxidneutralt bränsle då koldioxidutsläppen vid förbränning anses vara i balans med upptaget från återväxten där den skördats. Det gäller då att förbränningen inte tär på bioenergi som ingår i dagens kolförråd.

De fossila bränslena utgör i dag ca 80 % av världens energiförsörjning. IEA förutser att de fossila bränslena fortsatt kommer att ha en dominerande roll under de kommande 50 åren. Naturgas utgör ca 25 % av EU:s energiförsörjning och prognosen är att naturgas kommer att öka sin andel på grund av sina goda miljöegenskaper. Det finns således en stor potential att ersätta kol och olja med naturgas och likaledes stor möjlighet att ersätta naturgas med biobränslebaserad metan s.k. SNG (substitute natural gas).

Sverige befinner sig i en gynnsam situation att utveckla biogas genom sin rika tillgång på biobränslen och biogrödor. SNG – processer med verkningsgrader på 60 – 70 % kan effektiviseras upp mot 90 % genom att spillvärme avsätts till nyttig energi via fjärrvärme eller för torkningsändamål exempelvis i pelletstillverkning. Ett visst marknadsproblem finns i fråga om distribution av SNG eftersom naturgasnätet i Sverige bara finns utbyggt längs Västkusten. E.ON, den ledande gasaktören i Sverige, planerar en utbyggnad av gasnätet mot Mellansverige vilket kan bli verklighet omkring 2012. De ekonomiska förutsättningarna att avsätta SNG på den svenska marknaden ökar då markant.

SNG från biologiska råvaror är i dag inte en färdigutvecklad produkt vilket skapar möjlighet för svensk industri att ta ledningen i utvecklingsarbetet och se till att system för SNG- framställning blir en kommersiell produktionsprocess på världsmarknaden.

3.2 Syfte

Syftet med projektet är att undersöka hur bibränsle kan användas på energimässigt och ekonomiskt mest fördelaktigt sätt och hur produktion och användning av bibränslebaserad SNG kan effektivisera användning av bibränsle t ex distribution till befintliga och nya gaskunder (uppvärmning, kraftvärme, fordon och industri). Jämförelsen omfattar verkningsgrader och ekonomi för olika alternativ att använda bibränsle (kraftvärmeproduktion (ångcykel och BIGCC) och produktion/användning av SNG).

Det belyses även på vilka sektorer som SNG kan ha en marknad och vilka produktionsvolymmer som kommer att erfordras för att täcka marknadsbehovet.

3.3 Mål

Målet med projektet är att göra en överskådlig värdering av produktionsmetoder av biometan och var användning av biometan (SNG från förgasning av bibränsle) kan utgöra ett alternativt användningsområde för bibränsle.

4 Kartläggning av biobränsle i Sverige

Denna sammanställning baseras främst på uppskattningar gjorda av Energimyndigheten i Långsiktsprognoz 2006 och statistik om användningen av biobränsle i Sverige. Fokuseringen ligger på trädbränsle eftersom det är det som bedöms vara intressant som bränsle vid termisk förgasning för framställning av SNG.

4.1 Tillgång på biobränsle

Den nuvarande användningen av biobränsle i Sverige uppgick 2005 till 112 TWh (inkl. lutar, trädbränslen, avfall och torv), vilket motsvarar 18 % av energitillförseln i Sverige. En ökning av biobränsleanvändningen förutsätts främst täckas genom ett ökat uttag av skogsbränsle (för närvarande 38 TWh) och ökad odling av energigrödor (för närvarande 0,2 TWh). Även importerat biobränsle ingår i statistiken. Den går inte att särredovisa, men uppskattas ligga i intervallet 3 – 10 TWh. Nedan i tabell 1 redovisas biobränsletillgången inom energisektorn 2005 samt en bedömning av potentialen 2015 och 2025.

Tabell 1: Bränsletillgång 2005 fördelat på olika bränsleslag, samt biobränslepotential 2015 och 2025.

Bränsleslag	2005 [TWh]	Potential 2015 [TWh]	Potential 2025 [TWh]
Lutar, tallbäcksolja	39	52	59
Skogsbränsle, industri	18	18	18
Småskalig ved	11	12	12
Skogsbränsle	27	36	50
Energiskog, energigrödor	3	4	6
Torv	3	4	4
Avfall	8	20	24
Importsortiment	3	4	10
<i>Totalt</i>	<i>112</i>	<i>150</i>	<i>187</i>

Det bedöms att det främst är skogsbränsle och avfall som kommer att öka framöver, men även importen av biobränsle bedöms öka.

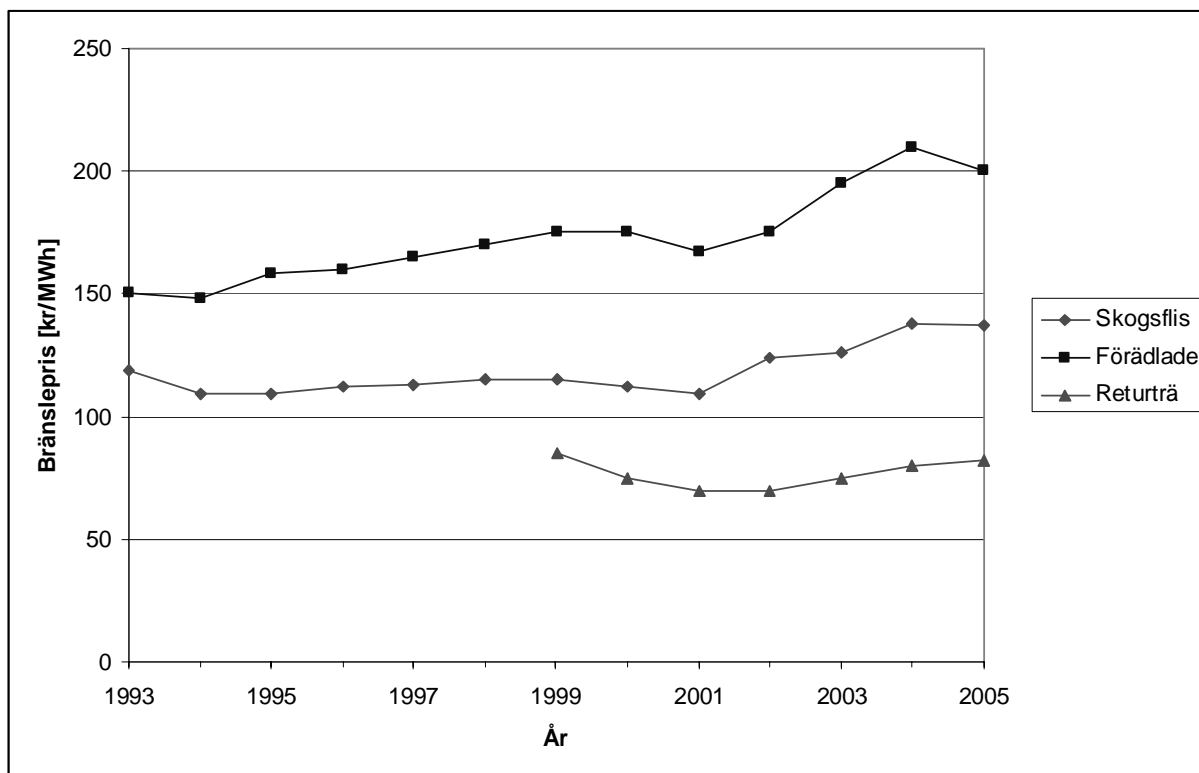
Det finns ett antal utredningar angående tillgången på biobränsle i Sverige. I dessa utredningar spänner nuvarande trädbränslepotential mellan 30-135 TWh. Det varierande resultatet beror bl a på att förutsättningarna är olika i de olika utredningarna. Uttaget ur skogen kommer att styras av vilka styrmedel som kommer att gälla. Tillgången på biobränsle styrs av utbud och efterfrågan. SLU har bedömt att ytterligare ca 30 TWh trädbränsle kan tas ut ur skogen till ungefär samma kostnad som nu. Ska uttaget öka ytterligare bedöms kostnaderna att öka drastiskt, dock är det omöjligt att säga i vilken omfattning kostnaderna ökar.

4.2 Prisanalys biobränsle

Bedömningen av biobränslepriserna baseras på bedömningen av tillgången på biobränsle och framskridande av historisk prisutveckling på biobränsle.

Biobränslepriserna visar en uppåtgående trend sedan 2001 i reella priser, se figur 1 nedan. Tydligast är trenden för de förädlade trädbränslena (briketter och pellets) där priserna stigit

tydligt de senaste eldningsäsongerna och visar ett långsamt stigande pris över hela perioden. Bränslena skogsflis och biprodukter visar en långsamt stigande trend. I övrigt visar träbränslena en relativt stabil prisbild över perioden 1993-2000.



Figur 1: Reala priser (2001) för bibränsle under perioden 1993 – 2005.

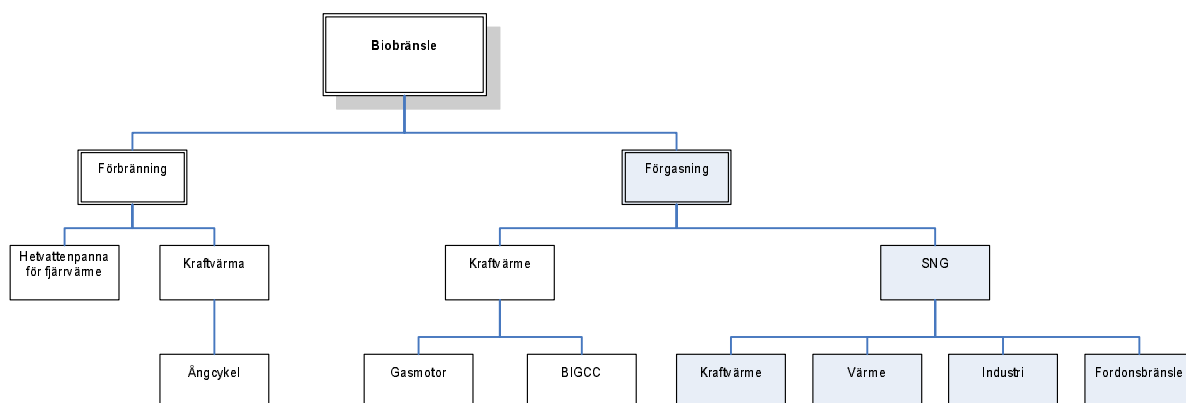
Styrmedelsutvecklingen påverkar naturligtvis utvecklingen av bibränslemarknaden. De viktigaste är elcertifikatsystemet, energi- och miljöskatter, handel med utsläppsrätter samt EU:s skattedirektiv. Då kostnaderna för förbränningen av fossilbränslen ökar har detta en pris-höjande effekt på bibränslen. Elcertifikatsystemet gynnar bibränsleanvändningen direkt, medan handel med utsläppsrätter har en indirekt gynnande effekt.

Rådande energi- och klimatpolitik i Sverige och inom EU går i en riktning som tenderar att även fortsättningsvis öka efterfrågan på bibränslen och sannolikt därmed även priserna. Det finns dock en tilltagande internationell handel med bibränsle, pga av olika EU-direktiv om förnybar energi i kombination och att tillgången på biomassa är ojämnt fördelade i Europa och globalt.

Ökad avfallsförbränning tenderar att minska trycket på efterfrågan på bibränsle generellt. Den framtida produktionen av bibränslebaserade drivmedel kan öka konkurrensen om skogs-råvaran beroende på hur importen till Sverige utvecklas i framtiden

5 Effektiv användning av biobränsle

Biobränsle har ett flertal användningsområden. Inom energisektorn kan biobränsle antingen förbrännas för att producera el och värme, eller förgasas för att producera el och värme eller vidareförädlas till olika bränslen t ex SNG. I figur 2 nedan är dessa olika alternativ för biobränsle illustrerade.



Figur 2: Möjliga användningsområden för biobränsle

I denna studie undersöks det om användning av SNG producerad från förgasat biobränsle kan utgöra ett alternativt användningsområde för biobränsle (det skuggade området). Jämförelsen omfattar att använda biobränsle för kraftvärmeproduktion i konventionell ångcykel eller förgasning av biobränslet där gasen förbränns i en gasturbin alternativt gasmotor (BIGCC alternativt gasmotor) och produktion/användning av SNG.

Jämförelsen av hur biobränsle används effektivast begränsas till kraftvärmeapplikationer och industriella applikationer. Nedan beskrivs kortfattat dessa olika alternativ för användning av biobränsle.

5.1 Konventionell ångcykel

Biobränslet, som inte behöver vara torkat, förbränns i en panna, t ex en bubblande fluidiserande bädd, och den producerade ångan utnyttjas i en ångturbin för elproduktion och den kondenserande ångan nyttiggörs för fjärrvärmeproduktion. Ångcykelns elverkningsgrad kan höjas genom högre ångtryck och ångtemperatur. Normala ångdata för biobränslepannor är 80 bar / 480 °C. I biobränslepannor begränsas ångdata till stor del av överhettaren eftersom det föreligger korrosionsrisk vid höga temperaturer.

Normalt används flis (eller grot) som inte behöver torkas eller behandlas ytterligare innan den förbränns i pannen. I fjärrvärmeapplikationer används oftast rökgaskondensering för att utnyttja förångningsvärmens från fukten i bränslet, vilket ökar totalverkningsgraden men däremot minskar alfa-värdet (kvoten mellan producerad el och värme).

Tekniska prestanda som används vid jämförelse mellan de olika användningsalternativen i denna studie redovisas i kapitel 8.2.

5.2 Förgasning av bibränsle

Biobränsle, i form av flis eller pellets (maximal fukthalt 15 %), förgasas i en CFB-reaktor med luft eller syrgas/ånga som förgasningsmedium.

I gasturbinapplikationer (BIGCC) och större anläggningar antas förgasningen ske vid ett tryck på 20 – 30 bar. Förgasningsanläggningen är då integrerad med kombicykel (gasturbin + ångturbin) för produktion av el och värme. Den i förgasaren producerade gasen kyls till ca 500 °C, filtreras i ett högtemperaturfilter och förbränns därefter i gasturbinen. Värmen i avgaserna från gasturbinen utnyttjas för att producera ånga till ångcykeln. I de fall flis används som bränsle kan det vara ett alternativ att integrera en tork till anläggningen.

Vid kraftvärmeproduktion med gasmotor är anläggningarna ofta mindre och förgasningen kan ske vid ett tryck strax över atmosfärstryck. Det är inte samma krav på rening av gasen eftersom en gasmotor inte är lika känslig som en gasturbin för stoft och andra föroreningar.

Tekniska prestanda som används vid jämförelse med de olika användningsalternativen i denna studie redovisas i kapitel 8.2.

5.3 Produktion av SNG

För att framställa SNG ur biobränsle krävs det att biobränslet förgasats. Den producerade gasen vidareförädlas genom rening, metanisering och slutligen avskiljning av koldioxid och vatten. Gasen bör inte innehålla kväve, vilket medför att följande förgasningstekniker bedöms som intressanta:

- Trycksatt förgasning (CFB) med syrgas/ånga som oxidationsmedel
- Indirektförgasning
- Vätgasförgasning

Dessa tre tekniker beskrivs närmare under kapitel 6.

Den producerade (biobränslebaserade) SNG:n kan distribueras ut på naturgasnätet och har därmed samma användningsområde som naturgas dvs (se även figur 2):

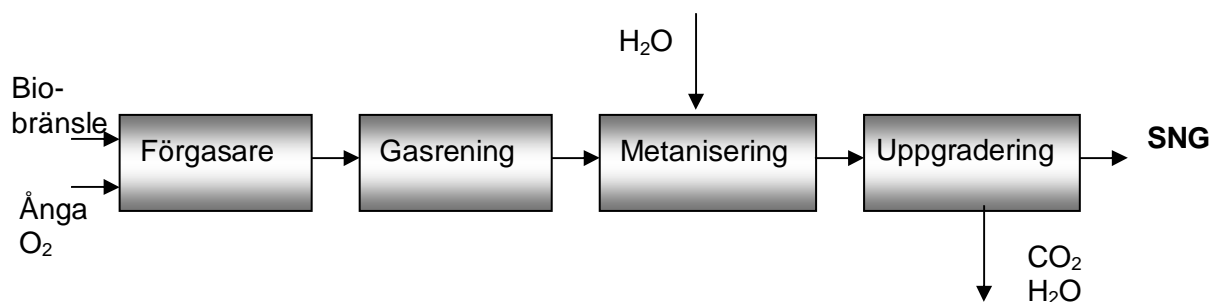
- Kraftvärmeproduktion (högeffektiv elproduktion)
- Värmeproduktion
- Fordonsbränsle

Inom industrin används gasen antingen som råvara eller som bränsle i olika processer. SNG konkurrerar dels med naturgas i befintligt naturgasnät, dels med oljeprodukter via nyetablerade biogasnät, se vidare kapitel 7.

Tekniska prestanda som används vid jämförelse mellan de olika användningsalternativen i denna studie redovisas i kapitel 8.2.

6 Produktion av SNG via termisk förgasning

Förenklat kan produktionen av SNG beskrivas med nedanstående processchema, se figur 3.



Figur 3: Principskiss för produktion av SNG.

Biobränsle förs tillsammans med förgasningsmediet in i förgasaren, den producerade gasen renas från partiklar och leds in i metaniseringssteget. Därefter uppgraderas gasen genom att koldioxid och vatten avskiljs från gasen, och produkten SNG kan levereras.

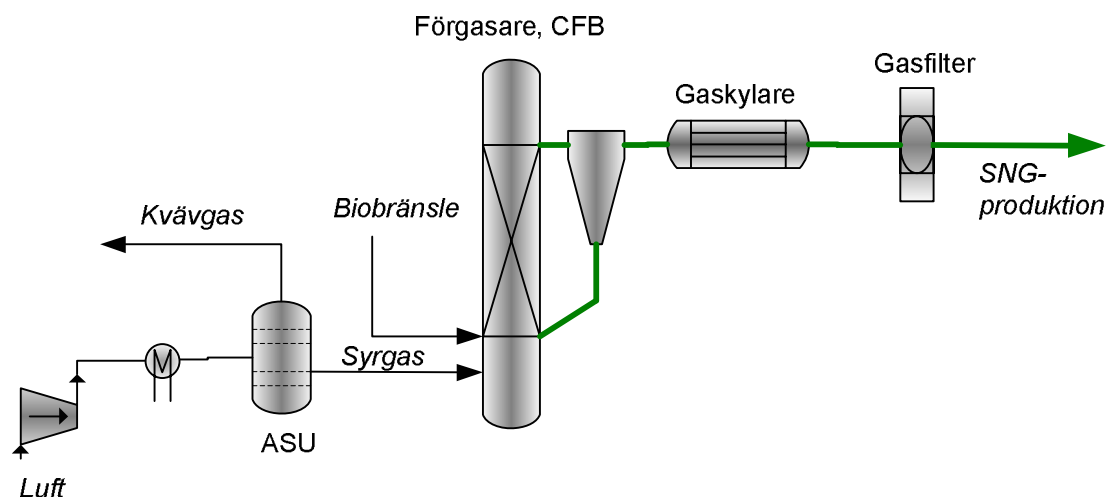
6.1 Termisk förgasning

Förgasning är en termokemisk process där fast biobränsle omvandlas till gasformigt bränsle vid hög temperatur, normalt 600 – 1000 °C. Som förgasningsmedia används luft, syrgas eller ånga. Den producerade gasen består huvudsakligen av CO₂, CO, CH₄, H₂, H₂O och små halter av C₂-kolväten och tjära. Gassammansättningen beror på flera olika parametrar såsom förgasningstemperatur, förgasningsmedium, reaktortyp och typ av biomassa.

Vid produktion av SNG ska den producerade gasen inte innehålla något kväve för att uppgraderingen och metaniseringen ska bli så effektiv så möjligt. Nedan beskrivs tre olika förgasningstekniker som kan vara aktuella i samband med SNG produktion.

6.1.1 Trycksatt förgasning

Vid trycksatt förgasning med syrgas utgörs förgasaren av en cirkulerande fluidiserande bädd (CFB). Bäddmaterialet består av någon typ av sand. Förgasningen sker vid ca 20 bar och vid en temperatur mellan 850 – 950 °C. Syrgas används som förgasningsmedia och matas in i botten av förgasaren. Biobränslet tillförs ovanför inloppet av syrgasen, se figur 4. Biobränslet måste torkas innan det förs in i förgasaren, den maximala fukthalten är ca 15 %. Energin som krävs vid förgasning erhålls genom att en del av biobränslet förbränns i förgasaren.



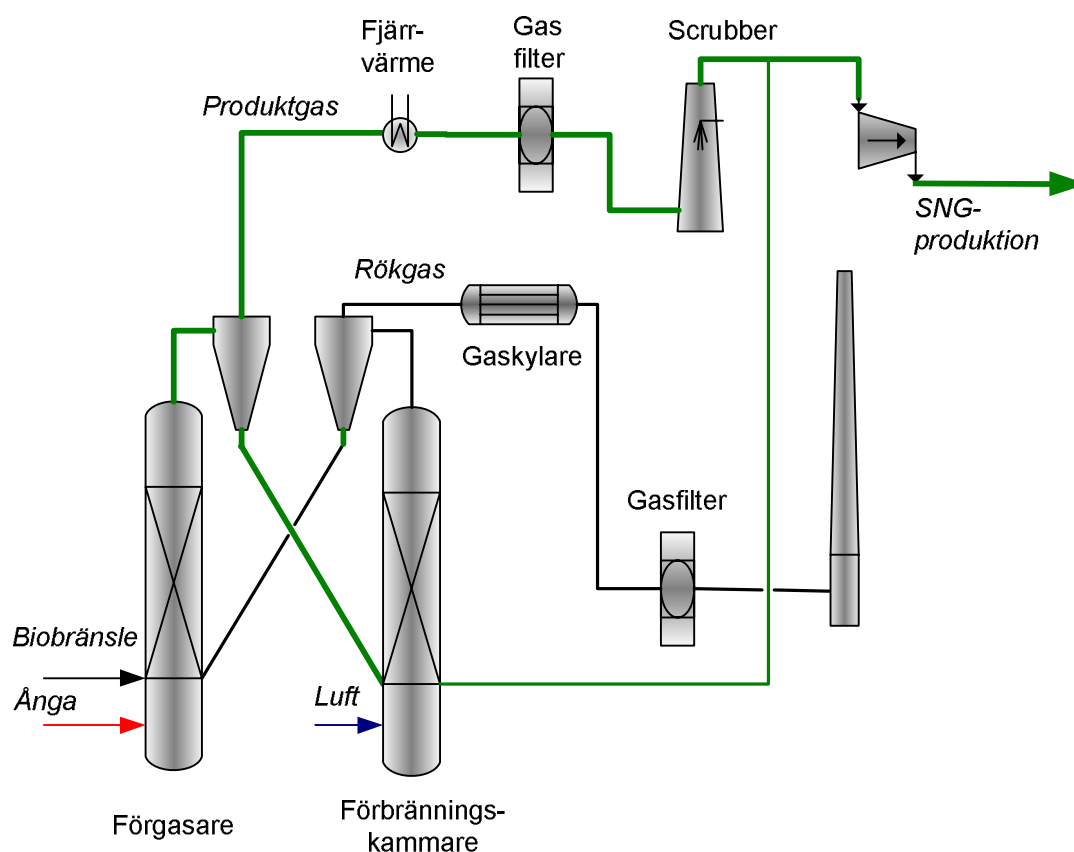
Figur 4: Processchema över trycksatt föregasare, CFB

Vid trycksättning av biomassa kan antingen kväve eller koldioxid användas. Båda gaserna leder till en utspädning av produktgasen, men koldioxid kan lättare renas bort vid den senare uppgraderingen till SNG.

6.1.2 Indirekt förgasning

Vid indirekt förgasning finns det två reaktorer; en föregasare och förbränningskammare. I förbränningskammaren används oföregasat kol för att tillföra energin som krävs för förgasning. Förgasningstemperaturen är 800 – 900 °C och atmosfärstryck. Ånga används som förgasningsmedium.

I förbränningskammaren, se figur 5, förbränns oföregasat kol som har separerats i en cyklon. Kolet matas in i förbränningskammaren tillsammans med sand som också separerats i cyklonen. När kolet har förbränts överförs värmen till föregasaren i form av het sand. Sanden har separerats från rökgaserna efter förbränningen i ytterligare en cyklon. Rökgaserna förs in i en annan cyklon där flygaskan separeras, och rökgaserna går därefter vidare till en värmväxlare som kan användas för fjärrvärmeproduktion och för torkning av biobränsle.



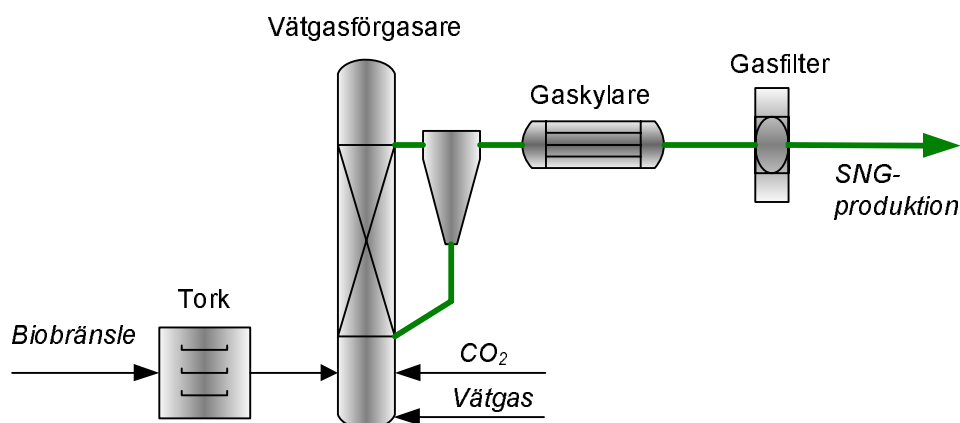
Figur 5: Processchema över indirektförgasare

Produktgasen går efter cyklonen in i en förångare där gasen kyls och vatten förångas. Ångan matas därefter in i förgasaren som förgasningsmedium. Den kylda produktgasen går vidare till metanisering och gasrening innan SNG produceras.

6.1.3 Vätgasförgasning

Vätgas producerat från förnyelsebara energikällor kommer troligen att spela en stor roll i framtidens energisystem. Vätgas är dock svårt att lagra och transportera i ren form och därför är det lämpligt att binda vätet kemiskt i form av metan (SNG) eller metanol.

Vätgas och biobränsle matas in i förgasaren. Biobränslet måste vara förbehandlat, dvs torkat till maximalt 5 % fukthalt och reducerat i storlek. Biobränslet slussas in och trycksätts med koldioxid till ca 30 bar. Vätgasen komprimeras till samma tryck och matas in i förgasaren, se figur 6. Förgasartemperaturen är 800 – 850 °C.



Figur 6: Processchema över vätgasförgasning

I förgasaren förkommer exoterma reaktioner och därmed behöver ingen extern värme tillföras. Värme generas på flera ställen i processen, bla i gaskylaren, vilket utnyttjas för att framställa ånga som producerar el i en ångturbin. Den producerade gasen har hög metanhalt och låg kolmonoxidhalt.

6.2 Produktion av SNG

Produktgasen innehåller förutom ovanstående huvudkomponenter föroreningar, såsom partiklar, tjäror, alkali, ammoniak och vätesulfid, som måste avlägsnas före SNG- produktionen. I Tabell 2 nedan anges den maximala halten av dessa föroreningar i produktgasen vid produktion av SNG.

Tabell 2: Maximal halt av föroreningar i produktgasen för SNG produktion

Förorening	Koncentration [mg/Nm ³]
Partiklar	< 0,5
Tjäror	< 0,1
Alkali (Na + K)	<1
NH ₃ + HCN	< 0,8
H ₂ S + COS + CS ₂	< 0,4
Halogener	< 0,06

6.2.1 Gasrening

Med gasrening avses här borttagning av partiklar, tjäror, ammoniak och svavel.

Partikelavskiljningen sker i två steg. Den första partikelavskiljningen sker i en cyklon direkt efter förgasaren där de största partiklarna avskiljs. Den heta gasen (800 – 950 °C) kyls därefter innan den passerar ett filter. Gasen kyls till den temperatur som filtertypen kräver.

*Tjäror*na kan avlägsnas på olika sätt, och kan delas in i följande huvudprocesser:

- *Fysikaliska processer*
Fysikalisk rening baseras på scrubberteknik med antingen vatten eller olja som scrubbervätska. Gasen passerar igenom ett bad med vatten eller olja där tjäror binds till scrubbervätskan.

- *Kemiska processer*

I kemiska processer omvandlas tjärorna till andra komponenter antingen termiskt eller katalytiskt. Vid termiska processer omvandlas tjärorna till lättare gaser vid temperatur över 1000 °C. Vid dessa höga temperaturer minskar även metanhalten och denna metod bedöms därför inte lämplig för SNG produktion. Katalytiska processer kan antingen ske i förgasaren med ett lämpligt bäddmaterial eller i en extern katalysator.

Ammoniak kan avlägsnas i scrubbern som avlägsnar tjärnor om temperaturen hålls tillräckligt låg. För ammoniak är vattenscrubber effektivast.

Svavelföreningarna måste avlägsnas eftersom de annars förgiftar katalysatorn. Svavlet adsorberas på antingen aktivt kol eller zinkoxid. Adsorption på zinkoxid är effektivast och minskar svavelinnehållet till mindre än 100 ppb_v. Processen arbetar vid 250 – 300 °C.

6.2.2 Metanisering

Vid metaniseringen bildas metan och vatten genom reaktion mellan kolmonoxid och vätgas samt koldioxid och vätgas, enligt nedanstående reaktioner:



Beroende på processbetingelser kan även water-gas shift reaktionen ske, enligt nedanstående reaktion:



Reaktionerna sker på nickelbaserad katalysator. Som reaktion (1) visar, krävs det 3 vätgas-molekyler per molekyl kolmonoxid för att bilda metan. För att gynna denna reaktion justeras gassammansättningen så att H₂/CO-förhållande är 3. Detta kan antingen ske före eller i metaniseringsreaktorn.

Produktionen av metan är starkt exoterm. Produktionen av metan gynnas av låg temperatur (< 300 °C) och högt processtryck. Temperaturen måste dock vara så hög att katalysatorn inte deaktiveras, vilket påverkar designen av metaniseringsprocessen. Nedan beskrivs tre olika processdesigner som exempel på metaniseringprocesser:

- *Recirkulerande gasreaktor*

Den recirkulerande reaktorn består av ett antal adiabatiska reaktorer där temperaturen kontrolleras genom att recirkulera kyld produktgas. Antalet reaktorsteg beror på gasens ingångstemperatur i den första reaktorn. Värmen tas tillvara genom att producera ånga.

- *Kyld reaktor*

I en kyld reaktor placeras katalysatorn i tuber där värmeväxlingen sker direkt genom tubväggarna, vilket minimerar recirkulationen. En nackdel är dock svårigheten att byta katalysatorn, vilket medför att livslängden på katalysatorn måste vara lång.

- *Flerstegsreaktorsystem med ångtillsats*

I ett flerstegsreaktorsystem tillsätts ånga i metaniseringssteget för att justera gassammansättningen. Mellan reaktorerna kyls gasen för att öka utbytet. Reactorerna består av adiabatiska fastbäddsreaktorer, vilka successivt arbetar vid lägre och lägre temperatur.

6.2.3 CO₂-borttagning och torkning av gasen

När gasen lämnar metaniseringen innehåller den ca 50 % CO₂. I syfte att höja Wobbe-index måste koldioxiden avlägsnas. Det finns tre olika kommersiella metoder för att ta bort koldioxiden:

- *Membran separation*
Separationen av koldioxiden sker genom membran, som kan vara keramiska, metalliska, organiska vätskor eller polymerer. Koldioxiden passerar genom membran och metan blir kvar på högtryckssidan av membranet. Normalt driftryck är 25 – 40 bar.
- *Pressure Swing Adsorption, PSA*
Pressure Swing Adsorption baseras på att molekylerna i gasen har olika storlek. Tekniken bygger på adsorption/desorption av koldioxiden på zeoliter eller aktivt kol vid olika trycknivåerna. Vid det lägre trycket regenereras adsorptionsmaterialet.
- *Scrubbing*
Scrubbing innebär att koldioxiden tas bort genom absorption i en vätska. Selexol är ett varumärke på en scrubbteknik där polyglykoleter används som scrubbervätska. Gasen förs in i botten av scrubberkolonnen och passerar upp genom vätskan, varvid koldioxiden absorberas.

Efter metaniseringen innehåller gasen ca 60 volym-% vatten. Vanligen torkas gasen genom att den kyls till 40 °C och vattnet kondenserar ut.

7 Marknadsanalys

7.1 Inledning

Syntetisk naturgas (SNG) kan framställas med olika metoder som beskrivits tidigare. I denna studie avser vi studera marknaden i Sverige baserad på råvaran biobränsle som omfattar flis och pellets. Förutom tillgången på inhemska biobränslen enligt kapitel 4 finns möjligheter till import av biobränsle.

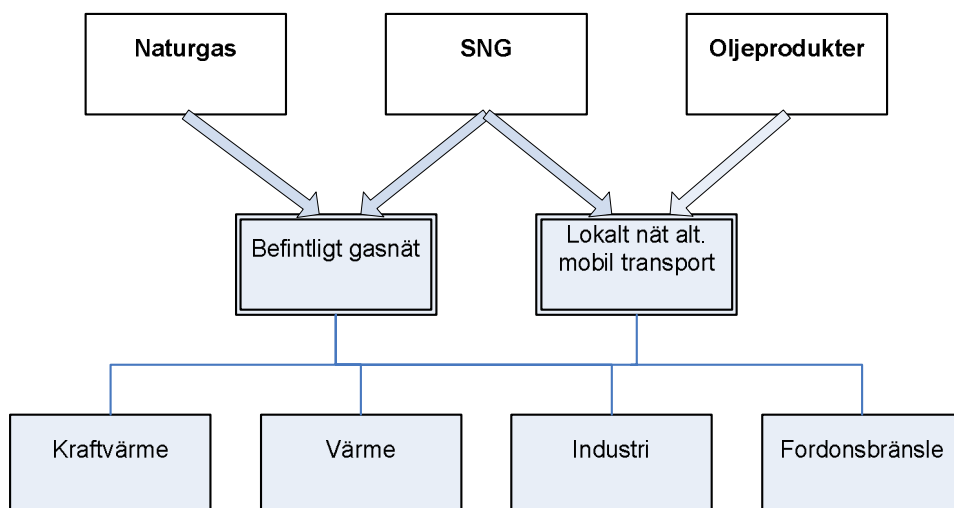
Olika former av biobränslen har eldats för värmeproduktion under överskådlig tid i Sverige. Från 50-talet tog oljan över allt större del värmeproduktionen för att efter oljekriserna på 70-talet allt mer ha ersatts av biobränslen framför allt för fjärrvärmeproduktion. Utvecklingen av pellets har på senaste tiden även trängt undan olja inom småskalig uppvärmning.

Trots att efterfrågan på biobränsle kommer att öka finns det en så pass stor potential att ytterligare ta vara på i Sverige att tillgången på SNG kommer att styras av antalet anläggningar som byggs och där således lönsamheten för nya anläggningar är helt avgörande. I analys av lönsamheten för att investera i en SNG-anläggning finns det 3 huvudsakliga risker som behöver tas om hand för att projektet skall komma till stånd:

- Tillförlitligheten i processen. Hur många fullasttimmar per år kan förväntas uppnås?
- Utvecklingen av ekonomiska styrmedel
- Relationen mellan biobränslepriset och naturgaspriset eller andra konkurrerande energislag

7.2 Marknad för SNG

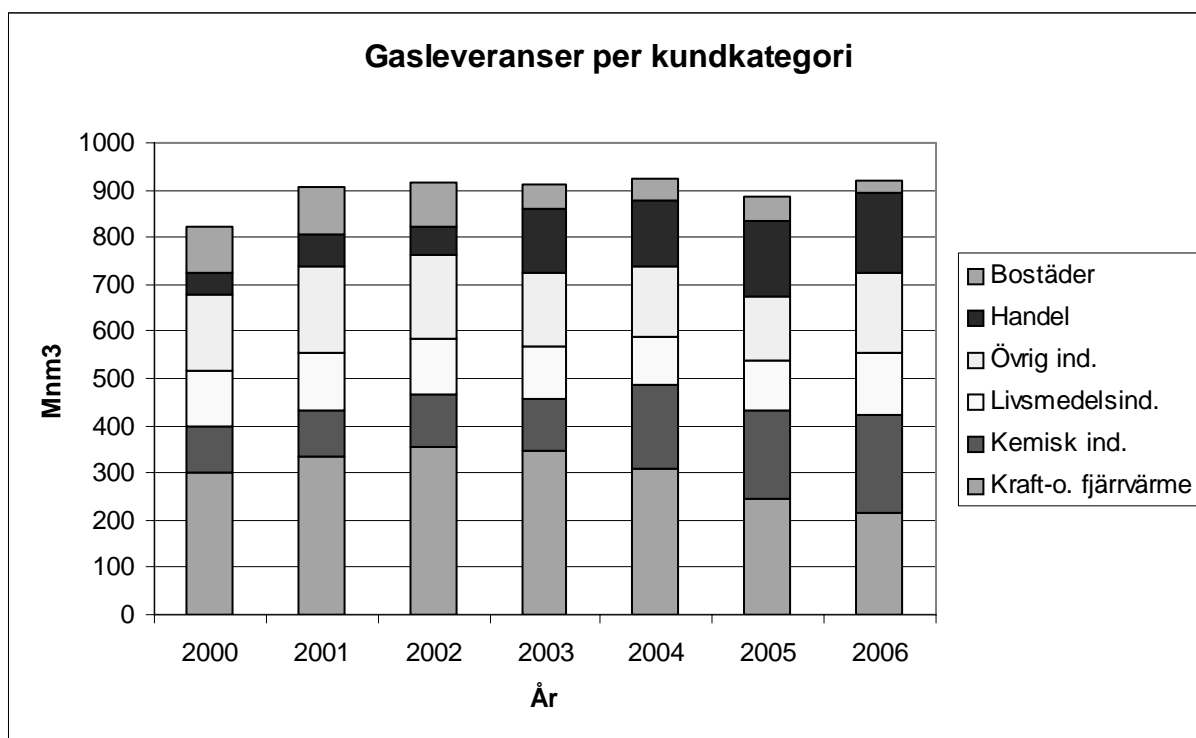
Marknaden för SNG ser olika ut beroende på om produktionen av SNG sker inom befintligt naturgasområde i Sverige eller om det sker utanför området, se figur 7. I det befintliga energigasnätet transporteras i dag nästan enbart naturgas och SNG konkurrerar där entydigt med naturgas. Utanför det etablerade gasnätet kan SNG teoretiskt konkurrera med alla bränslen, men i praktiken är det konvertering av oljeprodukter som utgör den kortsiktiga potentialen. LNG (flytande naturgas) kan eventuellt bli ett tillgängligt bränsle i framtiden men den konkurrensen hanteras i denna utredning likvärdig med olja. Lokala gasnät kan också komma att etableras till följd av biogasproduktion från rötningsanläggningar men även här är det olja som bedöms vara det huvudsakliga konkurrerande bränslet.



Figur 7: Illustration över marknaden för SNG

7.2.1 Efterfrågan på SNG

En uppgradering av SNG till samma kvalitet som den svenska naturgasen skapar möjlighet att ersätta naturgasen med SNG i naturgasnätet. Nedan i figur 8 visas naturgasens utveckling de senaste åren inom olika kundsegment längs befintligt naturgasnät.



Figur 8: Gasleverans per kundkategori år 2000 - 2006

Längs befintlig naturgasledning bedöms följande, se tabell 3 nedan, utveckling av naturgasen i de olika marknadssegmenten (TWh):

Tabell 3: Bedömd utveckling av naturgasen inom olika marknadssegment utmed befintlig gasledning. [Ref: Egen bedömning]

Marknadssegment		År 2007	År 2012	År 2020
Industri	[TWh]	5	6	7
Kraftvärme	[TWh]	4	7	8
Värme	[TWh]	2	1,5	1,5
Fordon	[TWh]	0,2	1,5	3,5
Summa	[TWh]	11	16	20

Vid en utbyggnad mot Mellansverige bedöms marknaden bestå av följande volymer (TWh), se tabell 4:

Tabell 4: Bedömd utveckling av naturgasen inom olika marknadssegment vid en utbyggnad till Mellansverige. [Ref: Egen bedömning]

		År 2007	År 2012	År 2020
Industri	[TWh]		3	8
Kraftvärme	[TWh]		2	10
Värme	[TWh]		0,5	0,5
Fordon	[TWh]		1,5	3,5
Summa	[TWh]	0	7	22
Summa (befintlig + utbyggnad)	[TWh]	11	23	42

Nedan i tabell 5 anges de rådande energi- och koldioxidskattenivåerna inom olika marknadssegment efter nedsättning från normalnivå, samt vilka segment som berörs av handelssystemet med utsläppsrätter (enheter > 20 MW tillfört bränsle) respektive avgifter för kväveoxider (enheter med årlig nyttig produktion > 25 GWh).

Tabell 5: Energi- och koldioxidskattenivåerna inom olika marknadssegment [Ref: Skatteverket, punktskatter 2007]

	Energiskatt	CO ₂ -skatt	CO ₂ -handel	NO _x -avgift
Industri	0	21 %	Ja	Ja
Kraftvärme, el	0	0	Ja	Ja
Kraftvärme, värme	0	21 %	Ja	Ja
Värme	100 %	100 %	Ja	Ja
Fordon	0	57 %	Nej	Nej

De faktiska värdena på skatter för olika bränslen [kr/MWh] i olika marknadssegment redovisas i tabell 13 i kapitel 8.3.4.

7.2.2 Tillgång på SNG

I Sverige finns i dag planer på att uppföra två större demonstrationsanläggningar för SNG i storleksordningen 50 – 150 MW. Preliminär tidplan för projekten:

Göteborg	start 2012	bränslebehov 1,2 TWh	SNG-produktion 0,8 TWh
Malmö	start 2012	bränslebehov 0,6 TWh	SNG-produktion 0,4 TWh

Båda anläggningarna är mer eller mindre oprövade i kommersiell verksamhet varför de kan kräva speciella ekonomiska garantier eller styrmedel för att komma till stånd. Efterhand tekniken utvecklas och visar sig tillförlitlig kan mer långsiktiga styrmedel ta över för att utveckla marknaden för SNG utifrån rent energipolitiska mål.

Gynnsamma faktorer vid placering av SNG-anläggningar är:

- Närhet till anslutning mot naturgasnät för transport av SNG till gasmarknadens kunder
- God tillgång till biobränsle exempelvis i anslutning till skogsindustri eller biobränsle-aktör
- Avsättningsmöjlighet för SNG till en eller flera större kunder på långsiktiga avtal
- Tillgång till fjärrvärmenät eller industriell verksamhet för avsättning av spillvärme.
- Tillgång till importhamn för båttransporterat bränsle om import skall kunna nyttjas.

Den viktigaste förutsättningen i dagsläget är närheten till naturgasnätet då det ger en omedelbar tillgång till avsättning av SNG på en stor marknad. I de fall man söker etablera en SNG-anläggning utanför befintligt gasnät krävs det långsiktiga avtal med exempelvis transportbolag som avser etablera fordonsgasflotta eller industri som behöver SNG som råvara eller bränsle i sin tillverkningsprocess. Vissa industrier kan också ha en ekonomisk möjlighet att kombinera energiförsörjningen med egen mottryckskraftproduktion. Dessa grundförutsättningar, att långsiktigt säkra avsättningen av gas och tillgången på bränsle till konkurrenskraftiga priser, medför sannolikt att det blir få platser där SNG-anläggningar kan etableras utanför naturgasnätet. Osäkerheten i investeringskalkylen blir i många fall alltför stor.

Frågor som utreds i Sverige och som måste få en gynnsam lösning är skattelagstiftningen och de kommersiella villkoren för transport av SNG på det svenska naturgasnätet.

Om det genomförs en utbyggnad av energigasnätet mot Mellansverige kan SNG-anläggningar byggas i anslutning till detta. Vid en positiv lönsamhet i SNG-produktion görs bedömningen att man i bästa fall kan förvänta sig att det byggs ut kapacitet som motsvarar 100 MW varje år fram till år 2020 (10 år 7600h/år) d.v.s. att man då producerar totalt ca 7,6 TWh SNG med en tillförd biobränslemängd av 11 TWh vid en verkningsgrad på ca 70 %.

Lagring av naturgas och SNG finns endast i mycket begränsad omfattning i Sverige. Ca 8 MNm³ kan lagras i berggrumslagret i "Skallen", motsvarande 80 GWh energi, d.v.s så mycket som en 100 MW anläggning producerar på en månad. För att balansera produktionen mot kundernas förbrukning krävs en god balans i kundportföljen. Kunderna skall alltid få sina energibehov tillfredsställda samtidigt som SNG-anläggningen skall kunna producera så mycket som möjligt utifrån sina förutsättningar. Det stora naturgasnätet kan spela en stor roll för att lösa detta balansproblem då det finns lager i Danmark som kan reglera tillförseln i det svenska nätet.

7.3 Markandskonkurrens

7.3.1 Marknadskonkurrens för SNG

Biometan producerad från en SNG-anläggning konkurrerar med alla andra bränslen på marknaden. Alla anläggningar har möjlighet att via egna lokala nät nå kunder som ligger i närheten eller via fordonstransport nå mer avlägsna kunder. De anläggningar som ligger i anslutning till naturgasnätet har dessutom möjlighet att kunna nå alla kunder anslutna till gasnätet och därmed konkurrera på olika marknadssegment gentemot naturgas, se Figur 9.

Syntesgas kan renas i olika steg för att uppfylla de krav som kunden ställer. SNG är en produkt som uppgraderats till naturgaskvalitet och får då en konkurrensförmåga på marknaden som är likvärdig. Ur miljö- och effektivitetssynpunkt är detta bränsle bäst lämpat för användning där det ställs höga krav på energikvaliteten, d.v.s. för arbete i processer, för fordonsdrift och för framställning av elkraft. Värme kan med fördel utvinnas från förbränning av obearbetat billigare biobränsle eller tas tillvara som spillprodukt från energiomvandlingsprocesserna.



Figur 9: Befintligt naturgasnät inkl. utbyggnad mot Mellansverige. [E.ON]

En förutsättning för god lönsamhet är att anläggningen för SNG-produktion kan köras i kontinuerlig drift. Försäljningen bör därmed anpassas till kunder med jämnt behov över året alternativt kombineras med olika avtal över året utifrån marknads betalvillighet. Anläggningen bör hållas i drift så länge man har kunder som är villiga att betala ett pris för gasen som täcker de rörliga kostnaderna.

7.3.2 Marknadskonkurrens mot naturgas

Anläggningar som ansluts till energigasnätet konkurrerar mot den gas som i dag transporteras på nätet nämligen naturgas. Det förutsätts att SNG tillåts transporteras och säljas till de anslutna kunderna på samma villkor som naturgas och att SNG beskattas för sig och naturgasen för sig.

En översiktlig konkurrensanalys visar att SNG har svårt att konkurrera med naturgas på grund av hög framställningskostnad. Merkostnaden fördelar sig på olika sektorer enligt tabell 6 nedan, där nuvarande marknad för naturgas också redovisas. Analysdata enligt kapitel 8.3.3 och 8.3.4.

Tabell 6: Merkostnad och potential för SNG inom naturgasnätet

Sektor	Merkostnad	Potential idag
	[kr/MWh]	[TWh/år]
Värme	-94	1,5
Kraftvärme	-13	3,0
Industri	71	5,5
Fordonsgas	37	0,2

Vi kan konstatera att SNG har gynnsammast förutsättning att konkurrera på värmesektorn. Det finns dock en fara i att se denna marknad som långsiktig då naturgasen i dag minskar sin leverans till denna sektor på grund av ökad konkurrens från andra alternativ som exempelvis fjärrvärme, eldrivna värmepumpar och biobränslen. Energibehovet för bostadsuppvärmning är också ojämnt fördelat över året vilket resulterar i minskad drifttid eller lagerkostnad för gasen. Dessutom är det mer energieffektivt att vid enbart uppvärmning förbränna biobränslet direkt.

Kraftvärme har likaledes ett säsonsberoende behov av gas till nackdel för en kontinuerligt arbetande SNG-anläggning. De marknadssegment som ur driftsynpunkt är mest lämpade för SNG är därför industrier och fordonsgas. I jämförelse med naturgasens pris på 250 kr/MWh (280 kr/MWh inklusive CO₂-utsläpp) och kostnaden för produktion av SNG på 390 kr/MWh erfordras ett stöd som uppgår till ca 70 - 80 kr/MWh samt därtill täckning av kostnaden för anslutning av SNG på gasnätet om ca 50 – 100 kr/MWh.

7.3.3 Marknadskonkurrens utanför naturgasnätet

På marknaden utan tillgång till gasinfrastruktur krävs etablering av ett långsiktigt kundavtal för att säkra efterfrågan på SNG. Med så stora volymer som en SNG-anläggning i kommersiell skala producerar krävs det stora industrier eller kraftvärmeanläggningar som säkrar avsättningen av basproduktionen. Därutöver kan satsningar på biogasdrivna fordon säkra tilläggs-volymer som ökar i betydelse efterhand gasfordonen ökar i antal.

De industrier som i första hand kan vara lämpliga att ansluta mot en SNG-anläggning är de industrier som i dag använder gasol och olja i sin process. Exempel på sådana industrier är järn- och stålindustrier exempelvis SSAB Tunnpått i Borlänge, Avesta Sheffield i Avesta och Sandvik Steel i Sandviken. Konvertering från gasol till SNG är enkel och kan ske till låg kostnad. Vid en satsning på en SNG-anläggning bör hela gaskedjan optimeras både på mottagar-sidan av gas och på produktionssidan för att på bästa sätt matcha kundens process mot tillverkningen av energigas.

Inom massa- och pappersindustrin används biobränsle i stor utsträckning för värmeändamål i processerna. Här finns möjlighet att anpassa en SNG-anläggning mot industrins behov av värme via mottryckskraftproduktion och samtidigt nyttja lågvärdig värme till torkning av biomassa för pelletstillverkning. Tillförsel av biobränsle finns redan etablerad och kan leda till goda synergieffekter. Industrierna är välkända och finns utspridda i skogslänen. På många platser kan SNG-produktionen bli ett viktigt komplement till den kommunala biogassatsningen via rötningsprocesser.

Ur konkurrenssynpunkt jämförs här kostnader för bränsle inklusive ekonomiska styrmedel hos kund gällande Eo5 med kostnaden för SNG. Gasol är jämförelsevis dyrare än olja varför SNG bör få en något bättre konkurrenssituation i detta fall. I jämförelsen mellan bränslen ingår inte någon kompensation för kundens investeringskostnad för konvertering från olja till SNG, vilket kan variera från fall till fall. Likaså beaktas inte energieffektiviseringen till följd av konverteringen.

På marknaden utanför naturgasnätet visar jämförelsen att kostnaden för SNG överstiger konkurrerande bränslekostnad enligt tabell 7 nedan:

Tabell 7: Merkostnad och potential för SNG utanför naturgasnätet

Sektor	Merkostnad	Potentialbedömning
	[kr/MWh]	[TWh/år]
Värme	-208	0 – 1
Industri	57	8 – 10
Fordonsgas	-538	0 – 10

Av ovanstående framgår att industri och fordonsbränsle är potentiella marknader för SNG utanför naturgasnätet. Värmemarknaden är trots sin betalbarhet inte aktuell annat än lokalt omkring den anläggning där SNG produceras. Förutsättningar för anläggande av ett lokalt gasnät av andra marknadsmässiga skäl är avgörande för om någon gas når den primära värmemarknaden med olja som konkurrerande alternativ. Som tidigare redovisats finns andra alternativ till lägre kostnad för denna kundkategori. Spillvärme från SNG-processen kan å andra sidan få avsättning till uppvärmningsändamål via närliggande fjärrvärmenät.

Industripotentialen utgår från ersättningsbar olja och LPG inom en planerad utbyggnad av naturgasnätet till Mellansverige. Inom detta område bedöms en bensinpotential finnas som utgör ca 40 TWh och att max. 25 % av denna kan bedömas bli gasbaserad. Industrins behov av gas för processändamål och eventuell produktion av mottryckskraft är helt avgörande för etablering av en SNG-anläggning. En tilläggsmarknad för gas till transportsektorn kräver etablering av en lokal fordonsflotta exempelvis gasdrivna bussar, taxibilar och kommunala servicefordon. Den lokala busstrafikens och kommunens engagemang är avgörande för att fordonsgasmarknaden kommer till stånd.

För leverans av SNG till fordonsmarknaden krävs att gastankställen kan etableras och att ett lägre pris än bensin, som motiverar inköp av gasfordon, kan erbjudas. Kostnaden för detta får inte överskrida ca 500 kr/MWh

Utifrån givna marknadsdata krävs ett driftbidrag för kostnadstäckning av SNG-anläggningens produktion som uppgår till ca 60 kr/MWh samt eventuell transportkostnad inklusive anslutningskostnad i storleksordningen 50 – 150 kr/MWh.

7.3.4 Potential och konkurrenskraft för småskalig kraftvärme

7.3.4.1 Förutsättningar för kraftvärmeproduktion med gas

Fjärrvärmenäten i Sverige har byggts ut sedan 1950-talet och uppgår i dag till ca 250 system med en total värmeleverans på drygt 50 TWh. Till år 2010 förutses en ökad utbyggnad till 60 TWh i såväl befintliga system som nya system i mindre tätorter.

Den mängd värme som kan bli föremål för kraftvärmeproduktion är mindre än vad som levereras till kunderna. Spillvärme från industrier och avfallsförbränning är billigare och används som bottenlast. Därefter finns ett ekonomiskt utrymme för värmeåtervinning från kraftprocesser i kraftvärmeverk. Vanligast är värmeupptagning i kondensorn efter ångturbin men det kan också vara värme från exempelvis avtappningsånga, avgaser från förbränningen eller mantelkyllning i gasmotorer. Spetslasten för att klara de kallaste dagarna är inte heller aktuell för kraftvärme om man inte har möjlighet att få ekonomi i att producera kondenskraft under större del av vinterperioden.

Mottrycksunderlaget för nya kraftvärmeverk med SNG begränsas i dag till den värmeproduktion som inte är upptagen av baslast från befintlig kraftvärmeproduktion inklusive spillvärme samt den topplast som överskrider ca 50 % av spetslasteffekten. Se varaktighetsdiagrammet i figur 9a i kapitel 8.1.2. Den mottryckspotential som står till förfogande för ny kraftvärme har beräknats enligt tabell 8 och där har de nya naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna i Göteborg och Malmö redan exkluderats. Underlaget har uppdelats i stora fjärrvärmenät och mindre fjärrvärmenät. De stora utgörs av de 30 största fjärrvärmenäten i Sverige varav 19 finns inom området för det befintliga och möjlig utbyggnad av energigasnätet.

Tabell 8: Mottryckspotential som står till förfogande för ny kraftvärme exkl de nya naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna i Göteborg och Malmö.

Område	Stora fjärrvärmenät	Små fjärrvärmenät	Totalt
Mottryckspotential	TWh värme	TWh värme	TWh värme
Längs befintlig energigasledning	0,3	0,8	1,1
Längs utbyggnad mot Mellansverige	6,3	2,5	8,7
Totalt	6,6	3,5	9,9
Elproduktionspotential	TWh el	TWh el	TWh el
Längs befintlig energigasledning	0,3	0,9	1,2
Längs utbyggnad mot Mellansverige	6,9	2,7	9,6
Totalt	7,2	3,6	10,8
Gaspotential	TWh gas	TWh gas	TWh gas
Längs befintlig energigasledning	0,6	1,8	2,4
Längs utbyggnad mot Mellansverige	14,7	5,6	20,3
Totalt	15,3	7,4	22,7

Den ovan beräknade potentialen med alfavärde 1,1 och 90 % totalverkningsgrad utgör den tekniska potentialen d.v.s. den som är möjlig att nyttja med hänsyn till tillgänglig teknik. Den ekonomiska potentialen som är lönsam att bygga är lägre och den praktiska potentialen som kommer att förverkligas är ännu lägre. Investeringar i nya anläggningar styrs i stor utsträckning av förtroendet för

- anläggningens tillförlitlighet att kontinuerligt producera el och värme
- tillgången på konkurrenskraftigt bränsle
- långsiktigt hållbara ekonomiska styrmedel.

Förutom den beräknade potentialen ovan finns möjlighet att applicera gasturbiner i befintliga processer exempelvis som ersättning för pannfläktar, för överhettning av ånga via gasturbinens avgaser etc. Denna potential är inte utredd.

7.3.4.2 Ekonomi för småskalig kraftvärme

Teknik för kraftvärmeproduktion i större skala finns tillgänglig för såväl fasta som flytande bränslen men när det gäller mindre anläggningar (under 10 MW värmeproduktion) är det huvudsakligen gas och oljeprodukter som är konkurrenskraftiga på marknaden. De vanligaste teknikerna är

- gas- och dieselmotorer (alfavärde ca 0,4 – 0,6, verkningsgrad ca 0,9)
- gasturbiner med avgaspannor (alfavärde ca 0,7 – 0,9, verkningsgrad ca 0,9)

Som beskrivits i kapitel 8.3 varierar investeringskostnaden med en exponent 0,8 på storleken. Det betyder att en mindre kraftvärmearläggning får

- högre specifik investeringskostnad
- likvärdig eller högre drift- och underhållskostnad
- lägre alfavärde
- likvärdig eller lägre totalverkningsgrad.

Det ekonomiska utfallet för små kraftvärmearläggningar blir sämre än för större anläggningar. Det innebär att lönsamhet uppnås först för de större anläggningarna och senare för de mindre om villkoren efterhand blir gynnsammare. Utifrån analyserna i kapitel 9.2 ser vi att det erfordras ännu bättre villkor än de som redovisats i de tre scenarierna 2007, 2012 och 2020 för att SNG skall bli lönsam för småskalig kraftvärme. Sådana förbättrade villkor är

- högre oljepriser
- högre elpriser
- förbättrade styrmedel som gynnar SNG
- lägre investerings- och driftskostnader, exempelvis genom teknikutveckling och massproduktion av kraftvärmeaggregat.

7.4 Förutsättningar för en europeisk marknad för SNG

Europa har ett stort beroende av importerad naturgas för att täcka det växande behovet inom näringsliv och samhälle. Samtidigt utgör naturgasförbränning en av de största källorna till utsläpp av koldioxid. Detta gör att ett växande intresse har formats inom den europeiska gasindustrin för på sikt i ökad utsträckning även kunna använda förnybar gas.

Holland, som är ett land som är extremt naturgasberoende, har startat upp ett nationellt program för att minska sitt naturgasberoende och CO₂-utsläppen från naturgasförbränning, som utgör mer än 40 % av de totala nationella CO₂-utsläppen. Man har 6 anläggningar där biogas uppgraderas till naturgaskvalitet och ytterligare två under planering.

I Tyskland planerar man dels för att få en ökad andel biogas i den gas som används som drivmedel och dels för att införa regler som skall göra att nybyggda hus förses med möjligheter att använda förnybar energi. Detta kan vara åtgärder för att kunna använda solenergi eller annan typ av förnyelsebar energi. Ett annat alternativ är att distribuera gas till kunden med mer än 50 % biogasandel. Detta kommer att skapa ett kraftigt incitament för en ökad produktion av biogas och även för att förenkla möjligheterna för distribution av biogas på naturgasnätet.

Gemensamt för satsningarna på en ökad biogasinmatning på gasnätet är att de är *nationella* men för att effektivisera systemet är det önskvärt att verka för en gemensam marknad för biogas inom Europa där biogas kan produceras där det är lämpligast och sedan via det

europiska gasnätet transporteras till den marknad där förutsättningarna är mest gynnsamma. Redan nu finns det en internationell marknad för bibränslen som fungerar på detta sätt och med en marknad för även gasformiga bibränslen som är internationell skulle råvaror kunna tas tillvara på ett bättre sätt och en utbyggnad av produktion i Europa snabbare komma till stånd.

IEE (Leipzig) har gjort omfattande studier över produktionspotentialer och kommit fram till att naturgas till mycket stor del kan ersättas med gas från biogas och SNG från lokal europeisk produktion. För att till fullo utnyttja denna potential måste regelverken för nättillträde likriktas och även handelshinder, i form av diskriminering av biogas från andra nationer undanröjas.

8 Ekonomisk analys

8.1 Metod

Utgångspunkten för studien är SNG-produktion, vilken ska jämföras med naturgas och andra användningsmöjligheter för biobränsle samt andra konkurrerande bränslen.

8.1.1 Scenarier

Den ekonomiska analysen görs för tre olika kostnadsnivåer på bränslen och styrmedel. De tre scenarierna är:

- År 2007
- Scenario år 2012
- Scenario år 2020

8.1.2 Utvärderingsparametrar

Ekonomiskt utvärderas SNG för de tre ovan nämnda kostnadsscenarierna, dels med avseende på dess produktionskostnad och dels utvärderas SNG för fyra olika användningsområden. Vid utvärderingen används det beräknade produktionspriset för SNG samt de olika skatter och styrmedel som är aktuella för användningsområdena. Vid analysen av de olika användningsområdena för SNG tas det även hänsyn till att de olika applikationerna har olika konkurrerande alternativa bränslen och därför varierar jämförelserna något. Nedan beskrivs de olika utvärderingsparametrarna mer i detalj.

1. Produktionskostnad SNG

Produktionskostnaden för SNG är beroende av bl a produktionsteknik och anläggningsstorlek, därför beräknas produktionskostnaden för olika typer av produktionstekniker och anläggningsstorlekar och jämförs med naturgaspriset. Det har antagits att SNG-anläggningen har en drifttid på 7 500 h/år. Produktionskostnaden beräknas enligt följande:

$$\text{Produktionskostnad} = \frac{\text{Investering SNG} + \Sigma(\text{Drift} + \text{Underhåll} + \text{Bränsle}) - \Sigma(\text{Värmeintäkt})}{\text{Producerad mängd SNG}} \quad [\text{kr/MWh}]$$

För att inte "gynna" SNG för mycket har det i grundfallet förutsatts det att den producerade värmen inte har något värde, d.v.s. SNG-anläggningen är en ren produktionsanläggning, för att inte få en "för optimistisk" produktionskostnad. I känslighetsanalysen har det däremot antagits att värmen kan säljas som spillvärme till ett värde av 100 kr/MWh.

Det naturgaspris som produktionskostnaden jämförs med är bara bränslepriset inklusive kostnader för CO₂-rättigheter, men ingen hänsyn har tagits till skatter och andra styrmedel utan dessa kommer in då utvärderingen görs för de olika användningsområdena.

2. SNG i kraftvärmeapplikation

Vid utvärdering av SNG i kraftvärmeproduktion beräknas den totala kostnaden för att täcka fjärrvärmebehovet. Den totala kostnaden krediteras för elintäkter och elcertifikat.

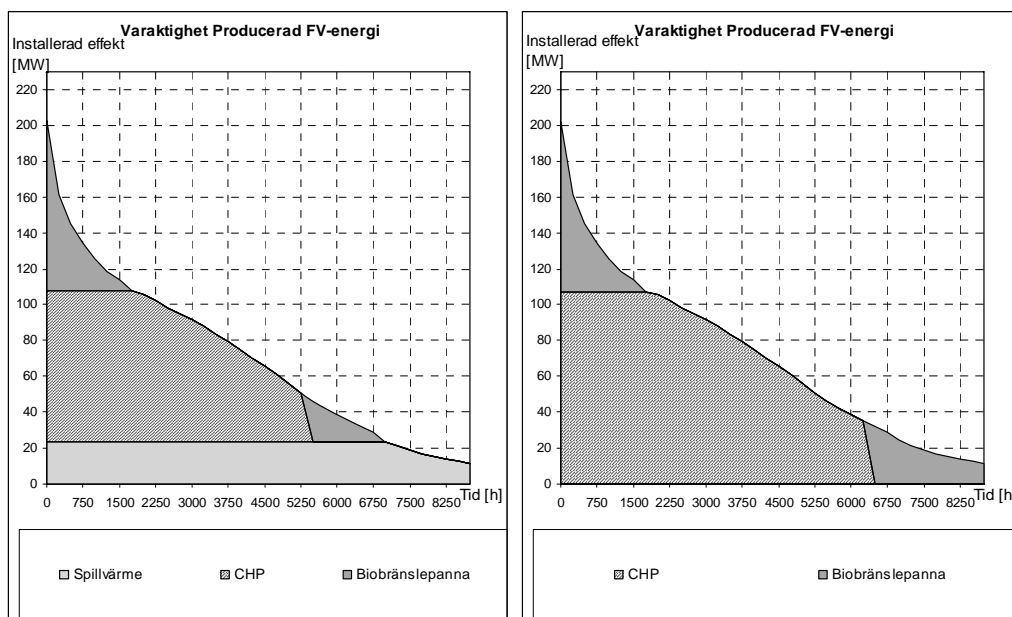
Den totala kostnaden för att täcka värmebehovet i ett fjärrvärmesystem beräknas då fjärrvärmesystemet har en SNG-baserad kraftvärmelanläggning (BioSNGCC). Detta fall jämförs med de fall då fjärrvärmesystemet istället skulle ha någon av följande kraftvärmetekniker:

- Förgasat bibränsle som förbränns i en integrerad kombicykel (BIGCC)
- Konventionell bibränslebaserad ångcykel (Bio-CHP)
- Naturgasbaserad kraftvärme (NGCC)

Den totala kostnaden beräknas enligt nedanstående formel:

$$\text{Total kostnad} = \text{Investring CHP} + \Sigma(\text{Drift} + \text{Underhåll} + \text{Bränsle}) - \Sigma(\text{Elintäkt}) - \Sigma(\text{Elcertifikat}) \quad [\text{Mkr/år}]$$

Den totala kostnaden för att producera en viss mängd värme varierar med bl a storleken på fjärrvärmesystem och andra produktionstekniker i systemet. Det är främst tillgång till billig avfalls- eller spillvärme som påverkar produktionskostnaden. Den totala kostnaden har beräknats för ett fjärrvärmesystem på 600 GWh, vilket antas motsvara ett medelstort fjärrvärmesystem i Sverige, se Figur 10. Dessutom har analysen gjorts för fjärrvärmesystem både med 30 % spillvärme, se Figur 10a, och utan spillvärme, se Figur 10b, i systemet.



Figur 10: Varaktighetsdiagram för fjärrvärmesystem med värmebehovet 600 GWh
a) med 30 % spillvärme och b) utan spillvärme i systemet.

I fallet då 30 % spillvärme finns i systemet är den installerade värmeeffekten på kraftvärmelanläggningen 80 MW, medan i fallet då fjärrvärmesystemet inte har någon spillvärme är den installerade värmeeffekten 105 MW.

Även elproduktionskostnaden och mängden producerad el används som en utvärderingsparameter vid utvärdering inom kraftvärmesektorn. Elproduktionskostnaden beräknas enligt nedanstående formel. Elproduktionskostnaden jämförs med det aktuella marknadspriset på el.

$$\text{Elprod.kostnad} = \frac{\text{Investring CHP} + \Sigma(\text{Drift} + \text{Underhåll} + \text{Bränsle}) - \Sigma(\text{Värmeintäkt})}{\text{Producerad mängd EI}} - \Sigma(\text{Elcertifikat}) \quad [\text{kr/MWh}]$$

Utvärdering av användning av SNG i kraftvärmeproduktion (BioSNGCC) baseras på produktionskostnaden för SNG, vilket jämförs med alternativa bränslen på marknaden och de aktuella styrmedlen som gäller för kraftvärmeproduktion.

Det bränsle som tas med i analysen är:

- Naturgas
- Biobränsle

3. SNG i värmeapplikationer

Utvärdering av SNG vid värmeproduktion baseras på produktionskostnaden för SNG, vilken jämförs med alternativa bränslen på marknaden och de aktuella styrmedlen som gäller för värmeproduktion.

De bränslen som tas med i analysen är:

- Olja
- Naturgas

4. SNG i industriapplikation

Utvärdering av SNG industriapplikationer baseras på produktionskostnaden för SNG, vilket jämförs med alternativa bränslen på marknaden och de aktuella styrmedlen som gäller för industrin.

De bränslen som tas med i analysen är:

- Naturgas
- Olja

5. SNG till fordon

Utvärdering av SNG för fordonsdrift baseras på produktionskostnaden för SNG, vilket jämförs med alternativa bränslen på marknaden och de aktuella styrmedlen som gäller för transportsektorn.

De bränslen som tas med i analysen är:

- Bensin
- Naturgas

8.1.3 Känslighetsanalys

För att verifiera resultaten och för att analysera hur olika parametrar påverkar slutresultatet har en enklare känslighetsanalys genomförts. Analysen baseras på grundvärden gällande för år 2007. De parametrar som varierats är bränslepriser, elpris, kostnad för utsläppsrätter, skatter och investeringskostnad. Flertalet av parametrarna är beroende av varandra och därför har vi utgått från följande gruppering och samband:

1. Bränslepriser

Samtliga bränslepriser har antagits vara påverkade av oljepriset. Ökar oljepriset ökar även övriga bränslepriser dock inte lika mycket som oljan. Förändringen sker även med viss eftersläpning i tiden. Samma sak gäller om priset på olja går ner. I denna förenklade analys har inte hänsyn tagits till eftersläpningen i tiden. Följande förändringar och samband har använts i analysen:

- Olja $\pm 20 \%$
- Bensin $\pm 20 \%$
- Naturgas $\pm 15 \%$
- Biobränsle $\pm 10 \%$
- Fjärrvärme $\pm 10 \%$

2. Elpris

Elpriset varieras med $\pm 20 \%$ i denna analys.

3. Utsläppsrättigheter

Värdet på utsläppsrättigheterna (CO₂-utsläpp), som ingår i EU:s gemensamma handels-system, varieras med $\pm 20 \%$. Elpriset påverkas också av värdet på utsläppsrättigheterna. Vi antar att elpriset ökar med 60 % av kostnaden för köp av utsläppsrätter till elproduktion med kolkondens. I analysen tas hänsyn till kopplingen mellan elpris och värdet på CO₂-utsläppen.

4. Elcertifikat

Elcertifikat är ett svenskt styrmedel vars marknadsvärde är beroende av tillgången på förnyelsebar el för att uppfylla den stipulerade kvotplikten. Kopplingen till elpriset tas inte med i denna analys utan elcertifikatvärdet varieras fristående med $\pm 20 \%$.

5. Skatter

Både energi- och CO₂-skatten är svenska styrmedel. Ingen utav skatterna bedöms vara beroende av någon av de övriga parametrarna. I denna analys varieras skatterna med $\pm 20 \%$.

6. Investeringskostnad

Investeringskostnaden för förgasningsanläggning, med efterföljande processer för uppgradering av gasen till naturgaskvalitet, bedöms vara en mycket osäker parameter. Denna osäkerhet gäller även för förgasning av biobränsle med en integrerad kombi-cykel (BIGCC). I denna analys varieras investeringskostnaden med $\pm 40 \%$ för dessa tekniker.

Endast en av de sex parametergrupperna varieras åt gången.

8.2 Tekniska förutsättningar

Nedan redovisas de tekniska förutsättningarna, se tabell 9, för olika alternativ för att producera SNG samt förutsättningarna för de kraftvärmetekniker, vilka SNG produktionen jämförs med vid den ekonomiska utvärderingen.

Tabell 9: Teknisk prestanda för de jämförda teknikerna [2, 5]

Teknik	Total verkningsgrad [%]	SNG-verkningsgrad [%]	EI-verkningsgrad [%]
SNG – Trycksatt förgasning	90	66	-
SNG – Indirekt förgasning	90	67	-
SNG – Vätgasförgasning	90	79	-
BIGCC (Luftblåst, trycksatt)	88	-	43
Konventionell ångcykel	105	-	30
NGCC / SNGCC	90	-	52

8.3 Ekonomiska förutsättningar

Den ekonomiska analysen utförs med 2007-års penningvärde.

8.3.1 Investeringskostnader

Vid beräkning av kapitalkostnaden för anläggningen används annuitetsmetoden. Annuitetsfaktorn beräknas enligt följande:

$$r = (i \cdot (1+i)^n) / ((1+i)^n - 1) \quad [1/\text{år}]$$

$$\begin{aligned} \text{där } i &= 7,5 \% \text{ (ränta)} \\ n &= 20 \text{ år (anläggningens avskrivningstid)} \end{aligned}$$

Investeringskostnaden för de olika teknikerna redovisas i tabell 10. Den angivna investeringskostnaden gäller för anläggningsstorleken 100 MW_{bränsle}, som jämförelse anges även den specifika investeringskostnaden per tillfört bränsle [kr/kW_{bränsle}], samt i [kr/kW_{SNG}] för SNG-anläggningarna respektive [kr/kW_e] för kraftvärmelanläggningarna.

Tabell 10: Investerings- och specifik investeringskostnad för de olika teknikerna [2,5,7].

Teknik	Investeringskostnad (100 MW _{bränsle}) [Mkr]	Specifik investeringskostnad	
		[kr/kW _{bränsle}]	[kr/kW _{SNG}] / [kr/kW _e]
SNG – Trycksatt förgasning	490	4 900	7 400
SNG – Indirekt förgasning	455	4 550	6 800
SNG – Vätgasförgasning	490	4 900	6 200
BIGCC (Luftblåst, trycksatt)	770	7 700	18 000
Konventionell ångcykel	750	7 500	25 000
NGCC	360	3 600	7 000

Beräkning av investeringskostnaden för andra anläggningsstorlekar än 100 MW_{th} har följande formel använts:

$$\text{Kostnad 2} / \text{Kostnad 1} = (\text{Storlek 2} / \text{Storlek 1})^n$$

$$\text{där } n = 0,8 \text{ (skalningsfaktor)}$$

Investeringskostnaderna har antagits gälla för år 2007 och vara desamma för de två beräknade scenarierna (Scenario 2012 och Scenario 2020).

8.3.2 Drift- och underhållskostnader

Nedan i tabell 11 redovisas de antagna drift- och underhållskostnaderna, både fasta och rörliga.

Tabell 11: Fasta och rörliga underhållskostnader [5]

Teknik	Fast DoU-kostnad	Rörlig DoU-kostnad
	[% av inv. kostnad]	[kr/MWh _{bränsle}]
SNG – Trycksatt förgasning	2,5	30
SNG – Indirekt förgasning	2,5	30
SNG – Vätgasförgasning	2,5	30
BIGCC (Luftbläst, trycksatt)	2,5	30
Konventionell ångcykel	2,0	18
NGCC	2,0	8

Drift- och underhållskostnaderna har antagits gälla för år 2007 vara desamma för de två beräknade scenarierna (Scenario 2012 och Scenario 2020).

8.3.3 Bränslekostnader

I tabell 12 nedan redovisas de energikostnader som ligger till grund för analyserna. Vi har nyttjat tillgänglig statistik som redovisas av Energimyndigheten och SCB. Priserna i scenarierna följer den prognostiserade utvecklingen som redovisas i Energimyndighetens långsiktsprognos 2006 men med utgångspunkt från en oljeprisnivå på 70 \$ per fat år 2007 i stället för långsiktsprognosens betydligt lägre nivå (35 \$/fat år 2010 samt 37 \$/fat år 2020). Naturgaspriset är kopplat till oljepriset men vi bedömer att naturgaspriset kommer att öka något kraftigare under perioden fram till 2020 till följd av de ökade miljökraven på bränslen i Europa.

Tabell 12: Kostnader för bränsle utan skatter och andra styrmedel.

Bränsle	2007	Scenario 2012	Scenario 2020
	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]
Olja, Eo1	280	283	295
Olja, Eo5	240	243	255
Bensin	366	376	391
Fjärrvärme, spillvärme	100	106	112
Fjärrvärme, kraftvärmeproduktion	200	212	224
Biobränsle, flis	150	170	195
Biobränsle, pellets	220	250	295
Naturgas	250	308	320
Bio-SNG (beräknat)	390	400	430
EI	300	330	370

Det bör påpekas att priset på olja har stigit kraftigt under andra halvan av 2007 och nu, dvs i slutet av 2007, ligger oljepriset runt 100 \$/fat (ca 400 kr/MWh). Det har inte tagits någon hänsyn till denna kraftiga stigning i de ekonomiska analyserna då det är svårt att bedöma om denna kraftiga uppgång är ihållande eller endast kortsiktig. Däremot har en känslighetsanalys gjorts enligt kapitel 8.1.3.

8.3.4 Styrmedelskostnader

De ekonomiska styrmedel som råder i Sverige påverkar betalvilligheten för naturgas i förhållande till alternativa bränslen som finns tillgängliga för kunden. På samma sätt kommer betalvilligheten för SNG att påverkas av styrmedlen. De mest betydelsefulla styrmedlen utgörs av:

- energiskatt
- koldioxidskatt
- utsläppsrättskostnad
- svavelskatt
- NO_x-avgift
- elcertifikat.

Biobränslen är befriade från energi- och koldioxidskatter, drabbas ej av utsläppsrättskostnader och får dessutom tilldelning av elcertifikat för försäljning på marknaden i förhållande till mängden producerad el. Svavel ingår ej i varken naturgas, lågsavlig eldningsolja eller SNG varför den inte berörs och NO_x-avgiften är teknikberoende varför den inte tas med i denna analys.

Både energiskatt och koldioxidskatt är beroende av i vilken applikation bränslet används, se kapitel 7.2.1. I tabell 13 finns värdena på energi-, CO₂-skatt samt andra styrmedel (CO₂-utsläpp och elcertifikat) redovisade för de tre olika tidsscenarierna.

Tabell 13: Värden på styrmedel och skatter för olika applikationer för de olika scenarierna [Ref. Skatteverket och Energimyndigheten]

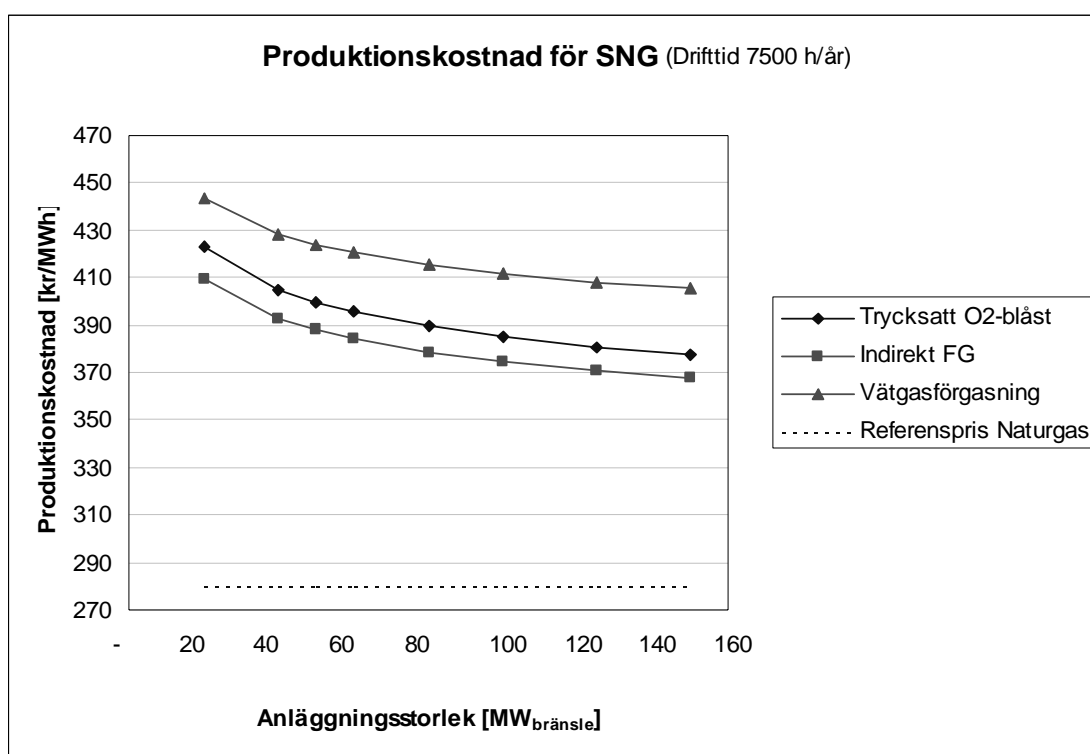
Styrmedel		2007	Scenario 2012	Scenario 2020
CO ₂ -utsläpp	[kr/ton]	150	200	250
Elcertifikat	[kr/MWh]	220	260	165
Energiskatt, el	[kr/MWh]	5	5	5
Energiskatt, bensin	[kr/MWh]	322	322	322
CO ₂ -skatt, bensin	[kr/MWh]	240	240	240
Energiskatt, biobränsle	[kr/MWh]	0	0	0
CO ₂ -skatt, biobränsle	[kr/MWh]	0	0	0
Energiskatt, olja	[kr/MWh]	70	70	70
Energiskatt, olja (värme i KV, industri)	[kr/MWh]	0	0	0
Energiskatt, olja (elproduktion)	[kr/MWh]	0	0	0
CO ₂ -skatt, olja	[kr/MWh]	247	247	247
CO ₂ -skatt, olja (värme i KV, industri)	[kr/MWh]	52	52	52
CO ₂ -skatt, olja (elproduktion)	[kr/MWh]	0	0	0
Energiskatt, naturgas	[kr/MWh]	22	22	22
Energiskatt, naturgas (värme i KV, industri)	[kr/MWh]	0	0	0
Energiskatt, naturgas (elproduktion)	[kr/MWh]	0	0	0
Energiskatt, naturgas (fordonsbränsle)	[kr/MWh]	0	0	0
CO ₂ -skatt, naturgas	[kr/MWh]	181	181	181
CO ₂ -skatt, naturgas (värme i KV, industri)	[kr/MWh]	38	38	38
CO ₂ -skatt, naturgas (elproduktion)	[kr/MWh]	0	0	0
CO ₂ -skatt, naturgas (fordonsbränsle)	[kr/MWh]	103	103	103

9 Resultat

9.1 Produktionskostnad för SNG

9.1.1 Scenarier

Produktionskostnaden för SNG för olika produktionstekniker och för olika anläggningsstorlekar (tillfört bränsle, $[MW_{\text{bränsle}}]$) har beräknats för samtliga tre scenarios. I figur 11 redovisas produktionskostnaden för scenario 2007. Som jämförelse redovisas naturgaspriset, vilket inkluderar värdet för CO_2 -rättigheter men inga skatter är inkluderade i priset.



Figur 11: Produktionskostnad för SNG för scenario 2007

Resultaten från scenario 2012 och 2020 är väldigt likt resultatet från scenario 2007, därför redovisas det fullständiga resultatet för dessa i bilaga 1 (scenario 2012) och bilaga 2 (scenario 2020).

Som syns ovan i figur 11 bör SNG-anläggningens storlek vara minst 80 MW bränsle, då produktionskostnaden börjar plana ut. En rimlig storlek för en SNG-anläggning bedöms inom snar framtid vara 100 MW bränsle. Beräkningar i denna rapport baseras på att SNG-anläggningen har en effekt på 100 MW bränsle.

Produktionskostnaden av SNG för de olika teknikerna och olika scenarierna redovisas nedan i tabell 14.

Tabell 14: Produktionskostnad för SNG (100 MW-anläggning) vid olika scenarierna och referenspriset för naturgas (inkl CO₂-rättigheter).

	Scenario 2007		Scenario 2012		Scenario 2020	
	SNG	NG	SNG	NG	SNG	NG
	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]
Syrgasblåst	385	280	415	348	453	372
Indirekt	375	280	404	348	442	372
Vätgasförgasning	412	280	450	348	507	372

Som framgår i tabell 13 är produktionskostnaden för SNG högre än priset på naturgas (inklusive CO₂-rättigheter) i samtliga scenarier.

9.1.2 Konkurrenssituation

För att SNG ska kunna konkurrera med naturgas direkt vid anläggningen krävs ett "grönt gascertifikat" på 60 – 140 kr/MWh beroende på produktionsteknik. För produktionsteknikerna trycksatt syrgasblåst och indirekt förgasning, vilka bedöms vara de troligaste produktionsteknikerna på kort sikt, skall kunna konkurrera hos valfri kund ansluten till befintligt naturgasnät krävs ett "grönt gascertifikat" som dels täcker merkostnaden på 60 – 100 kr/MWh för en 100 MW anläggning beroende scenario och dels täcker anslutningskostnad mot och transportkostnad på nätet.

Beroende på användningsområde finns det olika styrmedel som påverkar konkurrensen för SNG, vilket visas och diskuteras för respektive användningsområde i kapitel 9.2 – 9.3.

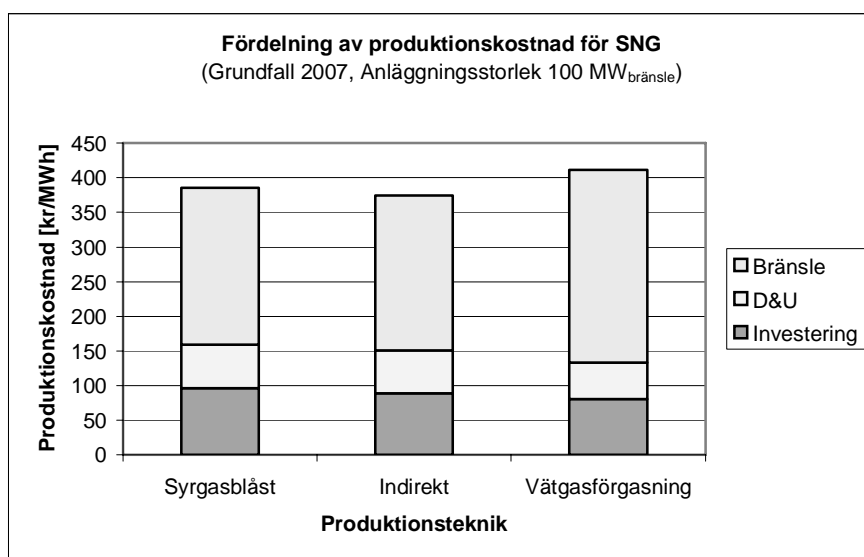
9.1.3 Känslighetsanalys

Känslighetsanalysen baseras på scenario 2007 och anläggningsstorlek 100 MW bränsle.

För att kunna förstå och analysera känslighetsanalysen har produktionskostnaden delats upp i dess huvudparametrar investeringskostnad, drift- och underhållskostnad samt bränslekostnad, vilket redovisas i figur 12 nedan. Som framgår i figuren är den största posten kostnaden för bränsle. Det bör dock påpekas för de första anläggningarna kommer investeringskostnaden att vara betydligt högre och därmed utgöra en större del av den totala produktionskostnaden.

Uppdelningen av produktionskostnaden i olika poster enligt figur 12 medför att det är möjligt att på ett enkelt sätt få fram en produktionskostnad för andra värden på bränslepris, drift- och underhållskostnad respektive investeringskostnad än vad som använts som grundvärde i den ekonomiska analysen.

Investeringskostnaden är idag som nämnts en mycket osäker parameter. Som exempel kan nämnas att om investeringen ökar till dubbelt så mycket respektive tre gånger så mycket som i analysen blir produktionskostnaden för SNG från trycksatt förgasning 481 respektive 578 kr/MWh jämfört med 385 kr/MWh i grundfallet, dvs en ökning med 25 respektive 50 %. Motsvarande för indirekt förgasning är 463 respektive 552 kr/MWh jämfört med 374 kr/MWh i grundfallet, även detta är en ökning med 25 respektive 50 %. Motsvarande beräkningar kan göras för bränsle- samt drift- och underhållskostnad.



Figur 12: Fördelning av produktionskostnaden

Nedan i tabell 15, redovisas sammanställning av känslighetsanalysen på produktionskostnaden för SNG. En parameter har varierats i taget. I tabellen redovisas även produktionskostnaden för grundnivå scenario 2007 och referenspris för naturgas (inklusive CO₂-rättigheter). Förändringen i produktionskostnaden och referenspriset anges i procent i förhållande till grundnivån.

Tabell 15: Sammanställning av känslighetsanalysen på produktionskostnad

	Produktionskostnad SNG						Referenspris	
	Olika produktionstekniker (100 MW _{bränsle})						Naturgas ¹⁾	
	Trycksatt O ₂ -blåst		Indirekt		Vätgasförgasning		[kr/MWh]	
	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	
Grundnivå (scenario 2007)	385		374		412		280	
Grundfall (scenario 2007 med värmekreditering 100 kr/MWh)	349	-9 %	340	-9 %	398	-3 %	280	-
Bränslepris, Olja +20 %	408	+6 %	397	+6 %	439	+7 %	318	+13 %
Bränslepris; Olja -20 %	362	-6 %	352	-6 %	383	-7 %	243	-13 %
Elpris; + 20 %	385	0 %	374	0 %	412	0 %	280	0 %
Elpris; - 20 %	385	0 %	374	0 %	412	0 %	280	0 %
CO ₂ ; + 20 %	385	0 %	374	0 %	412	0 %	286	+2 %
CO ₂ ; - 20 %	385	0 %	374	0 %	412	0 %	274	-2 %
Elcertifikat; + 20 %	2)		2)		2)		2)	
Elcertifikat; - 20 %	2)		2)		2)		2)	
Skatt; + 20 %	2)		2)		2)		2)	
Skatt; - 20 %	2)		2)		2)		2)	
Investeringskostnad; +40 %	425	+10 %	410	+10 %	445	+ 8 %	280	+ 0 %
Investeringskostnad; -40 %	346	- 10 %	338	- 10 %	379	- 8 %	280	- 0 %

¹⁾ Referenspriset för naturgas är inkl CO₂-rättigheter, men utan skatter

²⁾ Produktions- och referenspriset påverkas ej eftersom dessa styrmedel påverkar i vilken sektor bränslet används.

Både ur ekonomisk och energieffektivitetssynpunkt (och därmed miljömässig) är det viktigt att utnyttja den värme som produceras vid framställningen av SNG. Produktionskostnaden för SNG minskar med ca 9 % då den producerade värmen kan säljas för 100 kr/MWh, se tabell 15. Vid vätgasförgasning är effekten av värmekreditering mindre, eftersom det produceras mindre värme och mer SNG med denna framställningsteknik jämfört med de andra teknikerna.

Produktionskostnaden för SNG påverkas mest av förändringar i investeringskostanden för anläggningen. Det bör dock påpekas att variationen i investeringskostnaden vid känslighetsanalysen är högre än de övriga parametrarna. Även förändringar i bränslepris påverkar produktionskostnaden och då påverkas naturligtvis även referenspriset för naturgas. Vid en förändring av bränslepriset påverkas naturgas betydligt mer än produktionskostnaden för SNG. Referenspriset för naturgas påverkas även av värdet på CO₂-rättigheterna, vilket inte påverkar produktionskostnaden för SNG eftersom bibränsle är CO₂-neutralt.

De övriga parametrarna som ingår i känslighetsanalysen (elcertifikat och skatt) påverkar inte i produktionsledet utan kommer att påverka beroende på användningsområde, vilket redovisas i kapitel 9.2 – 9.3.

9.2 SNG i kraftvärmeapplikationer

9.2.1 Scenarier

Den totala kostnaden har beräknats för ett fjärrvärmesystem på 600 GWh, både med och utan spillvärme i systemet. Kostnaden för Bio-SNG baseras på produktionskostnaden för en 100 MW SNG-anläggning med årlig drifttid på 7 500 h. Jämförelsen görs mot andra kraftvärmetekniker se kapitel 8.1.2.

I tabell 16 nedan redovisas den totala produktionskostnaden för ett 600 GWh stort fjärrvärmesystem utan spillvärme. Installerad effekt på kraftvärmeanläggningen är 105 MW värme. Vid beräkning av den totala kostnaden har kreditering gjorts för elintäkter samt elcertifikat i de fall som det är aktuellt. Dessutom redovisas elproduktionskostnaden för samma fjärrvärmesystem. Vid beräkning av elproduktionskostnaden har producerad värme krediterats med 200 kr/MWh eftersom kraftvärmeanläggningen drivs enligt vad varaktighetsdiagrammet medger.

Tabell 16: Total kostnad och elproduktionskostnad i ett 600 GWh stort fjärrvärmesystem utan spillvärme, se figur 10 b).

	Scenario 2007		Scenario 2012		Scenario 2020	
	Kostnad		Kostnad		Kostnad	
	Totalt	Elproduktion	Totalt	Elproduktion	Totalt	Elproduktion
	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[Mkr/år]	[kr/MWh]
BioSNGCC	282	513	277	535	372	708
BIGCC	141	323	132	334	192	493
Bio CHP	148	385	150	424	182	618
NGCC ¹⁾	318	563	385	701	396	756
Referenspris, el ²⁾		300		330		370

¹⁾ Inga elcertifikat

²⁾ Utan skatt

Med givna förutsättningar är den mest lönsamma kraftvärmetekniken förgasning av bibränsle med en integrerad kombicykel (BIGCC), därefter kommer en konventionell bibränslebaserad kraftvärmeanläggning (Bio CHP) och först därefter kommer alternativet med Bio-SNG, vilket dock är klart lönsammare än en naturgasbaserad kraftvärme (NGCC). Det är dock ingen av de

analyserade kraftvärmeteknikerna som kan producera el till en kostnad under referenspriset på el, vilket medför att det inte är lönsamt att investera i kraftvärme.

Resultatet visar dock att elproduktionskostnaden inte understiger elpriset (referenspris) i någon utav scenarierna, vilket medför att investeringen inte är lönsam för någon utav kraftvärmeteknikerna. Däremot ligger elproduktionskostnaden för BIGCC för scenario 2012 relativt nära referenspriset, 334 kr/MWh jämfört med referenspriset 330 kr/MWh.

I tabell 17 nedan redovisas den totala produktionskostnaden för ett 600 GWh stort fjärrvärmesystem med spillvärme som baslast, motsvarande 30 % av värmebehovet. Installerad effekt på kraftvärmeanläggningen är 80 MW värme. Vid beräkning av den totala kostnaden har kreditering gjorts för elintäkter samt elcertifikat i de fall som det är aktuellt. Dessutom redovisas elproduktionskostnaden för samma fjärrvärmesystem.

Tabell 17: Total kostnad och elproduktionskostnad i ett 600 GWh stort fjärrvärmesystem med 30 % spillvärme, se figur 10 a).

	Scenario 2007 Kostnad		Scenario 2012 Kostnad		Scenario 2020 Kostnad	
	Totalt	Elproduktion	Totalt	Elproduktion	Totalt	Elproduktion
	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[Mkr/år]	[kr/MWh]
BioSNGCC	232	513	230	536	296	713
BIGCC	148	354	143	370	186	534
Bio CHP	142	387	145	438	169	643
NGCC ¹⁾	256	563	300	700	308	759
Referenspris, el ²⁾		300		330		370

¹⁾ Inga elcertifikat

²⁾ Utan skatt

I fallet då det finns spillvärme i systemet minskar den totala kostnaden för att producera värme, medan elproduktionskostnaden ökar. Detta beror på att bränslekostnaderna för fjärrvärmesystemet minskar medan drifttiden för kraftvärmeanläggningen minskar och det produceras därmed mindre el.

Även i detta fall är det förgasning av biobränsle med en integrerad kombicykel (BIGCC) som är den mest lönsamma kraftvärmetekniken därefter kommer en konventionell biobränslebase-rad kraftvärmeanläggning (Bio CHP) och först därefter kommer alternativet med Bio-SNG, vilket dock är klart lönsammare än en naturgasbaserad kraftvärme (NGCC). Det är dock ingen av de analyserade kraftvärmeteknikerna i någon utav scenarierna som kan producera el till en kostnad under referenspriset, vilket medför att det inte är lönsamt att investera i kraftvärme i det fall det finns spillvärme i systemet.

Prestanda (elverkningsgrad och alfa-värde) för en naturgasbaserad kombicykel (NGCC) är betydligt bättre än för både en förgasningsanläggning integrerad med en kombicykel (BIGCC) och ett konventionellt biobränsle kraftvärmeverk med ångcykel (Bio CHP). Detta medför att då SNG används som bränsle i en naturgasbaserad kombicykel (BioSNGCC) ökar elproduktionen med nästan 3 gånger jämfört med konventionell ångcykel och med ca 1,5 gånger jämfört med BIGCC.

9.2.2 Känslighetsanalys

Med utgångspunkt från analysens grunddata scenario 2007 har känslighetsanalys utförts för de olika kraftvärmeteknikerna utifrån ökade och minskade kostnadsnivåer för bränslen,

utsläppsrätter, elcertifikat, energiskatter och investeringskostnad för SNG och förgasningsanläggning.

Nedan i tabell 18 redovisas total kostnad för att producera värme [Mkr/år] i fjärrvärmesystem utan spillvärme och elproduktionskostnad [kr/MWh], samt elproduktionskostnadens förändring [%] jämfört med grundfallet 2007. Installerad effekt på kraftvärmeanläggningen är 105 MW värme.

De parametrar som påverkar lönsamheten mest är:

- Bränslepris
- Elcertifikat
- Investeringskostnad

Tabell 18: Totalkostnad för att producera värme i ett fjärrvärmesystem utan spillvärme (se figur 10 b) och elproduktionskostnad samt dess förändring i jämfört med grundfallet.

	Total kostnad och elproduktionskostnad för fjärrvärmesystem <i>utan</i> spillvärme, med olika kraftvärmetekniker											
	BioSNGCC			BIGCC			Bio CHP			NGCC		
	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]
Grundnivå (år 2007)	282	513	-	141	323	-	148	385	-	318	563	-
Bränslepris Olja +20 %	316	560	9	161	361	12	160	445	16	372	638	13
Bränslepris Olja -20 %	249	467	-9	121	284	-12	135	326	-15	264	487	-13
Elpris *) + 20 %	239	513	0	111	323	0	135	385	0	275	563	0
Elpris *) - 20 %	325	513	0	171	323	0	160	385	0	361	563	0
CO ₂ + 20 %	257	513	0	123	323	0	140	386	0	300	574	2
CO ₂ - 20 %	308	513	0	159	322	0	155	385	0	335	551	-2
Elcertifikat + 20 %	251	469	-9	119	279	-14	138	341	-11	318	563	0
Elcertifikat - 20 %	314	557	9	163	367	14	157	429	11	318	563	0
Skatt + 20 %	283	514	0	141	323	0	148	388	1	323	569	1
Skatt - 20 %	282	513	0	141	322	0	147	383	-1	313	556	-1
Investering +40 %	337	589	15	202	443	37	148	385	0	318	563	0
Investering -40 %	228	437	-15	80	202	37	148	385	0	318	563	0

*) Referenspriset på el ändras

Referenspriset på el är 300 kr/MWh. Förändringar i elpriset påverkar lönsamheten även om det inte påverkar elproduktionskostnaden. Då elpriset ökar 20 % är referenspriset 360 kr/MWh och då elpriset minskar med 20 % är referenspriset på el 240 kr/MWh. Detta påverkar naturligtvis lönsamheten.

Tabellen ovan visar att kraftvärmetekniken BIGCC blir lönsam under vissa förutsättningar, vilket är markerat med grått i tabellen. Den viktigaste parametern är investeringskostnaden för

anläggningen och därefter kommer värdet på elcertifikat, men även bränsle- och elpris. Ingen utav de övriga kraftvärmeteknikerna blir lönsamma med givna förutsättningar.

Nedan i tabell 19 redovisas total kostnad för att producera värme [Mkr/år] i fjärrvärmesystem med 30 % spillvärme och elproduktionskostnad [kr/MWh], samt elproduktionskostnadens förändring [%] jämfört med grundfallet 2007. Installerad effekt på kraftvärmeanläggningen är 80 MW värme.

Även i detta fall är det parametrarna bränslepris, värdet på elcertifikat och investeringskostnad som påverkar lönsamheten mest och naturligtvis elpriset.

Tabell 19: Totalkostnad för att producera värme i ett fjärrvärmesystem med 30 % spillvärme (se figur 10 a) och elproduktionskostnad samt dess förändring i jämfört med grundfallet.

	Total kostnad och elproduktionskostnad											
	För fjärrvärmesystem med spillvärme, med olika kraftvärmetekniker											
	BioSNGCC			BIGCC			Bio CHP			NGCC		
	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]	[Mkr/år]	[kr/MWh]	[%]
Grundnivå (år 2007)	232	513	-	148	354	-	142	387	-	256	563	-
Bränslepris Olja +20 %	257	562	10	164	400	13	153	464	20	295	641	14
Bränslepris Olja -20 %	207	459	-10	132	308	-13	131	311	-20	217	480	-14
Elpris *) + 20 %	203	511	0	127	354	0	134	387	0	227	560	0
Elpris *) - 20 %	261	511	0	169	354	0	151	385	-1	285	560	0
CO ₂ + 20 %	215	511	0	136	354	0	137	387	0	244	572	2
CO ₂ - 20 %	249	511	0	160	354	0	147	388	0	249	549	-2
Elcertifikat + 20 %	211	467	-9	133	310	-12	136	343	-11	256	560	0
Elcertifikat - 20 %	253	555	9	163	398	12	148	431	11	256	560	0
Skatt + 20 %	233	512	0	149	355	0	143	391	1	260	568	1
Skatt - 20 %	231	509	0	148	352	-1	142	384	-1	253	553	-1
Investering +40 %	269	587	15	200	504	42	142	387	0	256	560	0
Investering -40 %	195	435	-15	97	204	-42	142	387	0	256	560	0

*) Referenspriset på el ändras

Referenspriset på el är 300 kr/MWh. Förändringar i elpriset påverkar lönsamheten även om det inte påverkar elproduktionskostnaden. Då elpriset ökar 20 % är referenspriset på 360 kr/MWh och då elpriset minskar med 20 % är referenspriset på el 240 kr/MWh.

Tabellen ovan visar att kraftvärmetekniken BIGCC blir lönsam under två förutsättningar, vilket är markerat med grått i tabellen. Den viktigaste parametern är låg investeringskostnad för anläggningen och högt elpris (referenspriset är då 360 kr/MWh). Ingen utav de övriga kraftvärmeteknikerna blir lönsamma med givna förutsättningar.

9.3 Konkurrenskraft för SNG inom olika sektorer

9.3.1 Scenarier

När SNG blir tillgänglig på marknaden konkurrerar den i första hand med befintliga flytande och gasformiga bränslen eftersom en övergång till SNG kan ske på enkelt sätt med små konverteringskostnader (se kapitel 8.1.2). SNG i konkurrens med fasta bränslen blir aktuell först när en kund står i en situation där det är dags för ombyggnad eller investering i en ny anläggning. De scenarios som analyseras här utgår från bränslebyten med låga konverteringskostnader utom i fallet bensin där även nytt tankställe erfordras.

Bränslekostnader inklusive styrmedel i 2007 års prisnivå redovisas nedan för olika sektorer gällande scenarier 2007, 2012 och 2020.

9.3.1.1 Kraftvärmesektorn

Konkurrensförmågan för SNG inom kraftvärme blir endast aktuell för bränslebyte i etablerad gaskombianläggning för naturgas. Inom kraftvärmesektorn är beskattningen av bränslet beroende på om bränslet producerar el eller värme, se tabell 20. Därför blir det "verkliga" bränslepriset beroende av anläggningens prestanda. För en befintlig gaskombianläggning antas det i beräkningarna att totalverkningsgraden är 90 % och alfavärdet är 1,1 och att bränslet allokeras enligt detta.

Tabell 20: Bränslepriser och styrmedel för elbränsle / värmebränsle i kraftvärmesektorn

Scenario	Bränsle	Pris [kr/MWh]	Styrmedel			Totalt [kr/MWh]	"Verkligt" totalpris [kr/MWh]
			Energiskatt [kr/MWh]	CO ₂ -skatt [kr/MWh]	CO ₂ -utsläpp [kr/MWh]		
2007	SNG	390	0 / 0	0 / 0	0 / 0	390 / 390	287
	Naturgas	250	0 / 0	0 / 38	31 / 31	281 / 319	300
2012	SNG	400	0 / 0	0 / 0	0 / 0	400 / 400	279
	Naturgas	308	0 / 0	0 / 38	41 / 41	349 / 387	369
2020	SNG	430	0 / 0	0 / 0	0 / 0	430 / 430	353
	Naturgas	320	0 / 0	0 / 38	51 / 51	371 / 409	390

SNG erhåller dessutom elcertifikat (kr/MWh) för producerad el eftersom det är ett förnyelsebart bränsle. Nivåerna på elcertifikaten för de olika scenarierna är:

- Scenario 2007 220
- Scenario 2012 260
- Scenario 2020 165

I det "verkliga" totalpriset i tabell 20 ovan har hänsyn tagit dels till anläggningens prestanda och dels till elcertifikaten. Det "verkliga" priset för SNG blir då lägre än naturgaspriset även om produktionspriset för SNG är betydligt högre än för naturgas, se även under konkurrenssituationen kapitel 9.3.2.

9.3.1.2 Värmesektorn

Inom värmesektorn är det full beskattning på bränslen och att anläggningar större än 20 MW ingår även i handeln med utsläppsrätter, se tabell 21. Eftersom SNG är ett förnyelsebart bränsle är det skattebefriat och ingår inte heller i handeln med utsläppsrättigheter eftersom det är ett CO₂-neutralt bränsle.

Tabell 21: Bränslepriser och styrmedel i värmesektorn

Scenario	Bränsle	Pris [kr/MWh]	Styrmedel			Totalt [kr/MWh]
			Energiskatt [kr/MWh]	CO ₂ -skatt [kr/MWh]	CO ₂ -utsläpp [kr/MWh]	
2007	SNG	390	0	0	0	390
	Naturgas	250	22	181	31	484
	Olja	240	70	247	42	599
2012	SNG	400	0	0	0	400
	Naturgas	308	22	181	41	552
	Olja	243	70	247	56	616
2020	SNG	430	0	0	0	430
	Naturgas	320	22	181	51	574
	Olja	255	70	247	70	642

Resultatet blir att bränslepriset är betydligt lägre för SNG än för de konkurrerade bränslena naturgas och olja, se tabell 21, trots att grundpriset (beräknad produktionskostnad) för SNG är betydligt högre. Detta gäller för samtliga tre analyserade scenarier.

9.3.1.3 Industrisektorn

Industrisektorn är befriad från energiskatt och har reducerad CO₂-skatt men deltar i handelssystemet för utsläppsrätter, se tabell 22.

Tabell 22: Bränslepriser och styrmedel i industrisektorn

Scenario	Bränsle	Pris [kr/MWh]	Styrmedel			Totalt [kr/MWh]
			Energiskatt [kr/MWh]	CO ₂ -skatt [kr/MWh]	CO ₂ -utsläpp [kr/MWh]	
2007	SNG	390	0	0	0	390
	Naturgas	250	0	38	31	319
	Olja	240	0	52	42	334
2012	SNG	400	0	0	0	400
	Naturgas	308	0	38	41	387
	Olja	243	0	52	56	351
2020	SNG	430	0	0	0	430
	Naturgas	320	0	38	51	409
	Olja	255	0	52	70	377

Resultatet blir att bränslepriset är högre för SNG än för de konkurrerade bränslena naturgas och olja, se tabell 22, eftersom att grundpriset (beräknad produktionskostnad) för SNG är betydligt högre och att skatterna är reducerade även för de fossila bränslena. Detta gäller för samtliga tre analyserade scenarier.

9.3.1.4 Transportsektorn

Inom transportsektorn är styrmedlen olika beroende på bränslet. Bensin har både full energi- och CO₂-skatt, medan naturgas för fordonsdrift är undantagen energiskatt och har reducerad CO₂-skatt. Förnyelsebara bränslen som SNG har varken energi- eller CO₂-skatt, se tabell 23. Transportsektorn ingår inte i handelssystemet med utsläppsrättigheter.

Tabell 23: Bränslepriser och styrmedel i transportsektorn

Scenario	Bränsle	Pris [kr/MWh]	Styrmedel			Totalt [kr/MWh]
			Energiskatt [kr/MWh]	CO ₂ -skatt [kr/MWh]	CO ₂ -utsläpp [kr/MWh]	
2007	SNG	390	0	0	0	390
	Naturgas	250	0	103	0	353
	Bensin	366	322	240	0	928
2012	SNG	400	0	0	0	400
	Naturgas	308	0	103	0	411
	Bensin	376	322	240	0	938
2020	SNG	430	0	0	0	430
	Naturgas	320	0	103	0	423
	Bensin	391	322	240	0	953

Resultatet blir att priset för naturgas och SNG ligger på ungefär samma nivå, medan priset för bensin är betydligt högre. Detta gäller för samtliga tre scenarier, dock varierar det internt mellan naturgas och SNG vilket bränsle som är billigast.

9.3.2 Konkurrenssituation för SNG i scenarierna 2007, 2012 och 2020

Med ovanstående förutsättningar har merkostnaden för SNG beräknas utifrån produktionskostnaden inklusive styrmedel för SNG minus marknadspriset för konkurrerande bränsle inklusive styrmedel. Negativt värde innebär att SNG har konkurrensfördel mot alternativet.

Observera att tabellen nedan inte beaktar följande:

- skillnad i effektivitet mellan bränslena, d.v.s. ev. verkningsgradsskillnader
- eventuella produktionsmässiga förändringar
- kostnader för anslutning mot naturgasnätet
- kostnader för konvertering till SNG från befintligt bränsle.

Nedan i tabell 24 finns konkurrenssituationen för de olika sektorerna sammanställda.

Tabell 24: Merkostnaden för SNG mot naturgas, olja och bensin inom de olika sektorerna

Sektor	Konkurrensbränsle	2007	Scenario 2012		Scenario 2020	
		[kr/MWh]	[kr/MWh]	Ändring jmf 2007 [kr/MWh]	[kr/MWh]	Ändring jmf 2007 [kr/MWh]
Kraftvärme	Naturgas	-13	-90	-77	-37	-24
Värme	Naturgas	-94	-152	-58	-144	-50
	Olja	-208	-216	-8	-212	-4
Industri	Naturgas	71	13	-58	21	-50
	Olja	57	49	-8	53	-4
Transport	Naturgas	37	-11	-48	7	-30
	Bensin	-538	-538	0	-523	15

9.3.3 Slutsatser scenarioanalys vid naturgaskonkurrens i gasnätet

Kraftvärmesektorn

SNG kan ha likvärdig eller något bättre konkurrenskraft än naturgas. Behovet av gas är emellertid begränsat till vinterhalvåret och svarar inte upp mot SNG-anläggningens driftprofil.

Värmesektorn

Konkurrenskraften visar på en positiv differens mot naturgas som ökar något med tiden. Naturgas har emellertid svårigheter att bibehålla denna marknad till följd av konkurrens mot värmepumpar, pellets och fjärrvärmeutbyggnad vilket utgör ett problem även för SNG. Värmemarknaden har sitt huvudsakliga behov vintertid vilket dåligt matchar SNG-anläggningens behov av jämn avsättning.

Industrisektorn

Konkurrenskraften är sämre för SNG än naturgas inom tillverkningsindustrin som har en relativt låg skattenivå. Efterfrågan på gas stämmer dock väl överens med produktionen från SNG-anläggningen.

Transportsektorn

SNG har något sämre konkurrenskraft än naturgas 2007 men ligger nästan likvärdigt med naturgas senare. Leveransprofilen är jämn över året vilket väl stämmer med SNG-anläggningens produktion.

9.3.4 Slutsatser scenarioanalys vid konkurrens utanför gasnätet**Kraftvärmesektorn**

Utanför naturgasnätet finns några större koleldade kraftvärmeanläggningar som efterhand konverteras till biobränsleeldning och där SNG inte kan konkurrera. Dessutom finns ett fåtal oljepannor kvar i kraftvärmeproduktion men dessa är förmodligen inte kvar på marknaden den dag SNG finns tillgänglig varför det inte genomförs någon studie i fråga om konkurrenskraften mot olja. SNG kan vara ett konkurrensmässigt alternativ där det erfordras ny produktionskapacitet exempelvis på grund av fjärrvärmeutbyggnad, ersättning av basproduktionsenhet eller behov av lokal kraftproduktion.

Värmesektorn

Konkurrenskraften är dubbelt så hög mot olja jämfört med naturgas till följd av den högre beskattningen av olja. SNG har emellertid liten möjlighet att konkurrera i detta marknadssegment då olja för värmeändamål i allt snabbare takt ersätts av värmepumpar, pellets eldade pannor och inkoppling mot fjärrvärmenät.

Industrisektorn

Konkurrensen mot olja är svår för SNG och i stort sett jämförbar med naturgas beroende på låga skatter inom detta marknadssegment. Efterfrågan på gas är emellertid jämn över året och stämmer väl överens med produktionen från SNG-anläggningen.

Transportsektorn

Produkten SNG för transportfordon kan konkurrera mot alternativet bensin vid angivna förutsättningar om 500 kr/MWh täcker kostnadskedjan bestående av:

- transport från SNG-anläggning till gastankställe
- investering, drift och underhåll av gastankställe
- prisdifferens mot bensin som motiverar kunden att köpa gasbil.

Leveransprofilen är jämn över året vilket passar bra i jämförelse med SNG-anläggningens produktion. Problemet med fordonsmarknaden som går på gas är att den måste byggas upp samtidigt med etablerandet av SNG-anläggningen. Samordning av marknadsaktörer är av avgörande betydelse.

9.3.5 Resultat av känslighetsanalys inom olika sektorer

Nedan beskrivs resultaten av 20%-ig förändring av oljepris och styrmedel samt 40%-ig förändring av investeringskostnaden för SNG-anläggningen.

Tabell 25: Känslighetsanalys avseende merkostnaden för SNG i jämförelse med naturgas på olika marknadssegment anslutna till energigasnätet.

	Merkostnad för SNG jämfört med naturgas							
	Kraftvärme		Värme		Industri		Transport	
	[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]	
Grundnivå (scenario 2007)	Ny nivå	Ändr.	Ny nivå	Ändr.	Ny nivå	Ändr.	Ny nivå	Ändr.
Bränslepris, Olja +20 %	-27	-14	-108	-14	57	-14	23	-14
Bränslepris; Olja -20 %	2	14	80	14	85	14	51	14
CO ₂ ; + 20 %	-19	-6	-100	-6	65	-6	37	0
CO ₂ ; - 20 %	-6	6	-88	6	77	6	37	0
Elcertifikat; + 20 %	-33	-21	-94	0	71	0	37	0
Elcertifikat; - 20 %	8	21	-94	0	71	0	37	0
Skatt; + 20 %	-16	-4	-134	-41	64	-8	16	-21
Skatt; - 20 %	-9	4	-53	41	79	8	58	21
Investeringskostnad; +40 %	26	39	-55	39	110	39	76	39
Investeringskostnad; -40 %	-52	-39	-133	-39	32	-39	-2	-39

Tabell 26: Känslighetsanalys avseende merkostnaden för SNG i jämförelse med olja och bensen på olika marknadssegment utanför energigasnätet.

	Merkostnad för SNG jämfört med eldningsolja och bensen							
	Kraftvärme		Värme		Industri		Transport	
	[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]		[kr/MWh]	
Grundnivå (scenario 2007)	Ingen marknad		Ny nivå	Ändr.	Ny nivå	Ändr.	Ny nivå	Ändr.
Bränslepris, Olja +20 %			-234	-25	31	-25	-588	-50
Bränslepris; Olja -20 %			-185	25	80	25	-488	50
CO ₂ ; + 20 %			-218	-8	47	-8	-538	0
CO ₂ ; - 20 %			-201	8	64	8	-538	0
Elcertifikat; + 20 %			-209	0	56	0	-538	0
Elcertifikat; - 20 %			-209	0	56	0	-538	0
Skatt; + 20 %			-273	-63	45	-10	-650	-112
Skatt; - 20 %			-146	63	66	10	-426	112
Investeringskostnad; +40 %			-17	39	95	39	-499	39
Investeringskostnad; -40 %			-248	-39	17	-39	-577	-39

Med utgångspunkt från analysens grunddata har känslighet för biometanets konkurrenskraft beräknats utifrån ökade och minskade kostnadsnivåer för bränslen, utsläppsrätter, elcertifikat, energiskatter och investeringskostnad för SNG-anläggningen. Generellt gäller att konkurrenskraften ökar om kostnaderna för bränslen och styrmedel stiger och omvänt. Konkurrenskraften ökar också om investeringskostnaden för SNG-produktion minskar.

Kraftvärmesektorn

- *Naturgaskonkurrens.*
Analysen avser gaskombianläggning där SNG konkurrerar mot naturgas. Elcertifikat-kostnaden och investeringskostnaden på biometananläggningen betyder mest och ger lika stor påverkan på konkurrenskraften vid samma procentuella ändring.

Värmesektorn

- *Naturgaskonkurrens.*
Störst påverkan på konkurrenskraften har ändringar i skattenivå eftersom värme-sektorn har de högsta energi- och koldioxidskatterna. Även ändringar i investerings-kostnaden för produktion av SNG påverkar konkurrenskraften men med halverad påverkan.
- *Oljekonkurrens.*
Oljeskatterna är högre än naturgasskatterna varför påverkan på konkurrenskraften blir ca 50 % högre. Oljan som prisledare för naturgas medför att prisförändringar på olja slår igenom hårdare på konkurrenskraften.

Industrisektorn

- Investeringskostnaden för produktion av SNG påverkar konkurrenskraften mest, såväl mot naturgas som mot olja. Skatterna för tillverkningsindustrin är låga för att harmonisera med övriga konkurrentländer och får därmed liten påverkan på konkurrenskraften.

Transportsektorn

- *Naturgaskonkurrens.*
Gas till naturgasdrivna fordon har en skattmässig fördel i jämförelse med bensin. Vid lika procentuell förändring av investeringskostnad för SNG och skatter ger det lika stor förändring i konkurrenskraften.
- *Bensinkonkurrens.*
Hög beskattningsnivå leder till stor påverkan på konkurrenskraften när skatten förändras. Även förändringar i bensinpriset, som är betydligt högre än naturgaspriset, ger stark påverkan på konkurrensmöjligheten för SNG.

9.3.6 Behov av stöd för etablering av SNG-anläggningar

SNG har möjlighet att konkurrera på den del av energimarknaden som har ett kontinuerligt behov av hög energikvalitet i kombination med höga miljökrav. De marknadssegment som är bäst lämpade är industrisektorn, transportsektorn och kraftsektorn (främst industrimottryck och kraftvärme i baslast). SNG är inte en kommersiell produkt på marknaden i dag varför någon form av stöd erfordras för att SNG-anläggningar skall etableras och för att SNG skall kunna konkurrera med naturgas och oljeprodukter på marknaden.

Merkostnaden för SNG i förhållande till konkurrerande naturgas och oljeprodukter beror i stor utsträckning av skatterna på konkurrerande alternativ. Om koldioxidskatten (olja 52 kr/MWh, naturgas 38 kr/MWh) tas bort för de koldioxidhandlande sektorerna industri och kraftvärme erfordras ett något större stöd för att kunna konkurrera med SNG. Analyserna tyder på att ett stöd i storleksordningen 150 - 200 kr/MWh erfordras för att konkurrera inom industrisektorn. Motsvarande stöd vore även lämpligt för att kunna utveckla marknaden för fordonsbränsle, se bilaga 3.

10 Slutsatser

Marknaden för SNG är kunder med behov av ett bränsle som har hög energieffektivitet vid användning i olika arbetsprocesser och kunder där SNG kan utgöra råvara för tillverkning av andra efterfrågade marknadsprodukter. Behovet av SNG bör också vara jämnt fördelat över året för att bästa lönsamhet skall uppnås i konkurrens med andra energiprodukter. Utvecklingen av SNG är starkt beroende av att ha kontinuerlig avsättning på marknaden och det är då en viktig fördel att ha tillgång till ett redan etablerat energigasnät.

SNG är inte en färdig tillgänglig produkt på marknaden i dag varför kompletterande stöd erfordras för att göra SNG konkurrenskraftig så att investeringar i produktionsanläggningar kommer till stånd. Stödet bedöms behöva uppgå till 150 – 200 kr/MWh med utgångspunkt från dagens svenska skattesystem. Introduktion av demonstrationsanläggningar i full skala erfordrar dessutom någon form av riskavlyft fram till tiden för kommersiell drift.

Ur produktionssynpunkt är industri- och fordonsmarknaden bäst lämpade som mottagare för SNG då de har ett jämt fördelat behov över året och värmemarknaden minst gynnsam då den är starkt beroende av värmebehovets variation. SNG kan framställas i olika energikombinat där optimala förhållanden mellan produktion av kraft och flytande samt gasformiga bränslen kan uppnås inklusive utnyttjande av nyttig spillvärme.

SNG:s ekonomiska fördelar från styrmedelssystemet i jämförelse med naturgas och oljeprodukter är beroende på slutkundens verksamhet (användningen av bränslet). Den största fördelen uppnås när SNG ersätter naturgas och olja för uppvärmning. I andra hand är det inom sektorerna kraftvärmeproduktion och fordonsbränsle som styrmedlen gynnar bibränslen. Högt elcertifikatpris och hög elverkningsgrad gynnar avsättningen till kraftvärme.

Analysen av rådande konkurrenssituation leder till att SNG kräver någon form av stöd för att bli en kommersiellt tillgänglig energiresurs. Den snabbaste etableringen av SNG-anläggningar kommer att kunna förverkligas där naturgasnätet redan finns etablerat, eftersom man därigenom får tillgång till hela naturgasmarknaden. Industri- och fordonsmarknaden har jämn efterfrågan över året och kan därmed utgöra bas för förslag till styrmedel. Politiskt sett finns stort intresse att hitta förnybara alternativ till fordonsmarknaden. I bilaga 3 presenteras ett förslag som kan utgöra grund för vidare bearbetning.

Om man ska investera i en ny kraftvärmeanläggning är det mest ekonomiska att förgasa bi-bränslet och förbränna gasen i en gasturbin med efterföljande ångcykel (BIGCC). Detta är betydligt mer ekonomiskt än att först omvandla gasen till SNG och sedan förbränna den i en naturgaskombianläggning. Det krävs dock att värdet på elcertifikaten är relativt höga eller att elpriset är högt.

Analyserna är genomförda med prisnivåer på olja och el som gällde i mitten av 2007. Prisutvecklingen av bränsle för de olika scenarierna baseras på IEA:s bedömningar på lång sikt och Energimyndighetens Långsiktsprogno 2006. Med dagens bedömningar på medellång sikt ligger gas- och oljepriset liksom elpriset på en högre nivå vilket gör SNG mer konkurrenskraftig än vad resultaten från denna studie visar.

11 Fortsatt arbete

Under arbetes gång har följande tre frågeställningar identifieras och som har behov av att undersökas vidare:

1. Marknadsförutsättningarna för SNG i Sverige gentemot Europa

Marknadsförutsättningarna för biometan i Sverige gentemot Europa bör undersökas. Målet är att utreda om var det är mest gynnsamt att producera biometan och bygga förgasningsanläggningar med hänsyn tagen till skatter subventioner och andra styrmedel i Sverige och i Europa. Styrmedel kan vara olika beroende på vilket användningsområde som gasen används. En jämförelse av förutsättningarna inom följande marknadssegment i olika länder bör genomföras:

- Kraftvärme/elproduktion
- Värmeproduktion
- Industri
- Transportsektorn

Det bör även studeras om det är lönsamt att producera biometan i Sverige för att sedan exportera den till andra europeiska länder. Inom analysen av lönsamhet bör även möjligheten för export av biometan i naturgasnätet till andra länder utredas. Först och främst möjligheten att få tillstånd att exportera biometan bör studeras och dessutom vilka kostnader som kommer vid inmatning av gasen i gasnätet samt transmissionskostnader.

2. CO₂-konsekvenser

Användningen av biobränslebaserad SNG påverkar naturligtvis CO₂-utsläppen. CO₂-konsekvenserna är beroende av vilket bränsle som SNG ersätter och i vilken applikation SNG används, t ex elproduktion. Det bör därför undersökas i vilket sammanhang CO₂-utsläppen minskar mest.

3. SNG-produktion i industriella applikationer

En viktig parameter för lönsamhet och konkurrenskraft för SNG är att produktion kan ske under en stor del av året. Det bör därför undersökas vilka möjligheter det finns för SNG-produktion i industriella applikationer. Undersökningen bör göras för olika industriella applikationer eftersom förutsättningarna, med avseende på behov/produktion av spillvärme, ånga och processgaser etc, bedöms vara olika för olika applikationer. Följande applikationer bör studeras:

- Stålverk
- Raffinaderier
- Massa- och pappersbruk
- Kemisk industri
- Livsmedelsindustri

12 Referenslista

- [1] Karlsson S. och Malm D. "Förnybar Naturgas – Förgasning av bibränslen för framställning av metan och vätgas." Rapport SGC 156 Svenskt Gastekniskt Center 2005.
- [2] Mozaffarian M. och Zwart R. W. R "Feasability of biomass / waste-related SNG production technologies." ECN-C—03-066. Final report July 2003.
- [3] Bengtsson K. "Twin-Bed Gasification Concepts for Bio-SNG Production" Lunds Institute of Technology Department of Chemical Engineering. June 2007.
- [4] Statens energimyndighet "Långsiktsprognos 2006 – enligt det nationella systemet för klimatrapportering" ER 2007:02
- [5] Marbe Å. "New Opportunities and System Consequences for Biomass Integrated Gasification Technology in CHP Applications". ISBN 91-7291-586-2. Department of Energy and Environment, Heat and Power Technology. Chalmers University of Technology. Göteborg 2005.
- [6] Marbe Å. och Colmsjö L. "Kraftvärmeproduktion baserad på gasturbindrift med bibränsle genom förgasning alternativt pulvereldning" Projektnummer T5-506. Värmeforsk Rapport 995. December 2006.
- [7] Barring M mfl. "El från nya anläggningar – Jämförelser mellan olika tekniker för elgenerering med avseende på kostnader och utvecklingstendenser." Elforsk rapport nr 00:01
- [8] Linné M och Jönsson O " Litteraturstudie – Sammanställning och analys av potentialen för produktion av förnyelsebar metan (biogas och SNG) i Sverige." BioMil AB och SGC, 2004

13 Bilagor

Bilaga 1:

Produktionskostnaden för SNG för olika produktionstekniker och för olika anläggningsstorlekar (tillfört bränsle, [MW]) för scenario 2012.

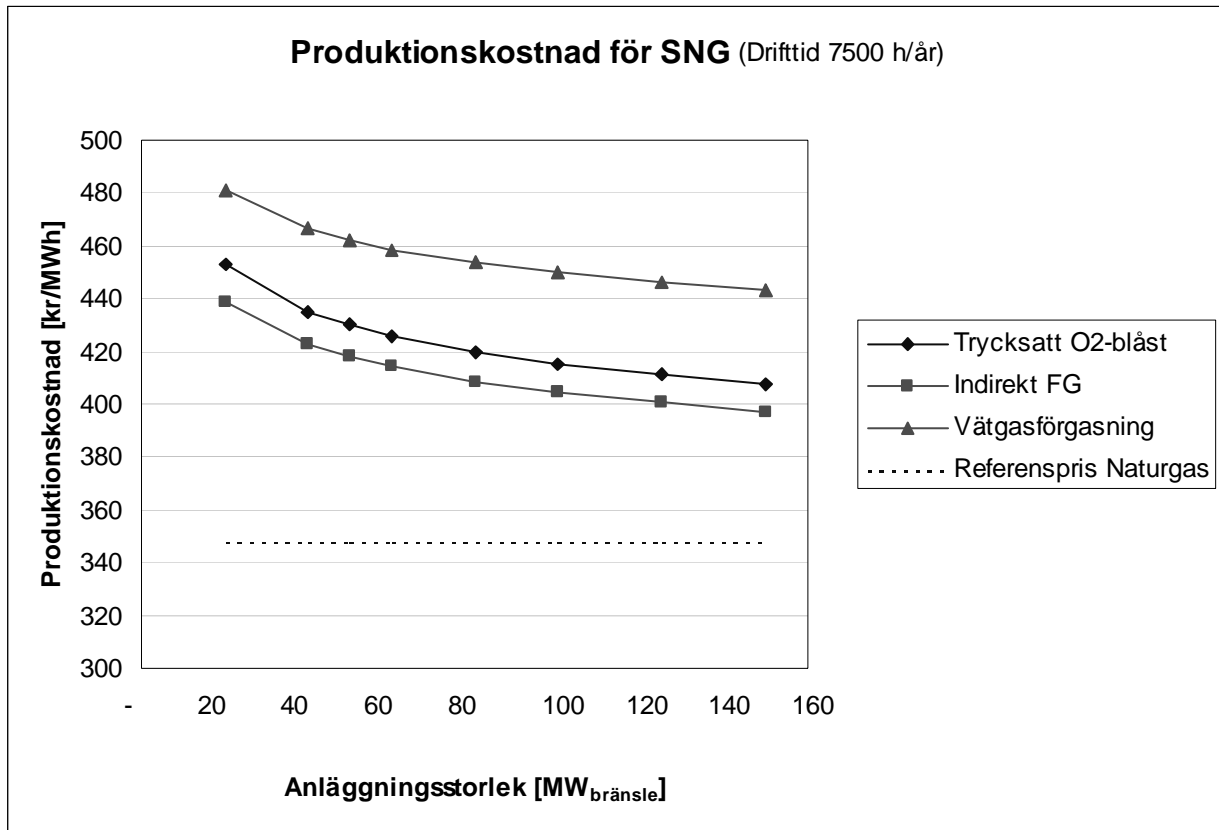
Bilaga 2:

Produktionskostnaden för SNG för olika produktionstekniker och för olika anläggningsstorlekar (tillfört bränsle, [MW]) för scenario 2020.

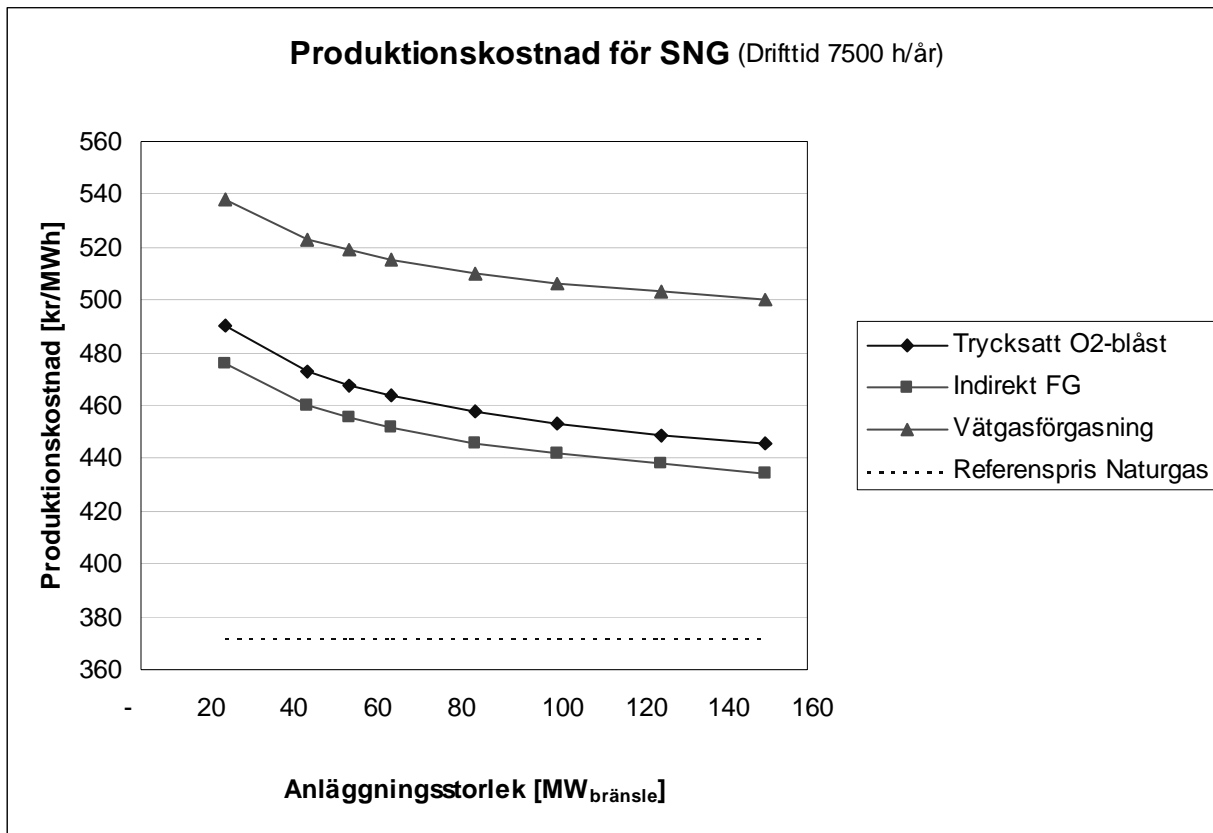
Bilaga 3:

Styrmedel för marknadsutveckling av SNG inom transportsektorn.

Produktionskostnaden för SNG för olika produktionstekniker och för olika anläggningsstorlekar (tillfört bränsle, [$MW_{\text{bränsle}}$]) för scenario 2012.



Produktionskostnaden för SNG för olika produktionstekniker och för olika anläggningsstorlekar (tillfört bränsle, $[MW_{\text{bränsle}}]$) för scenario 2020.



Styrmedel

Syftet att producera en högvärdig energivara från biobränsle genom att framställa SNG kräver någon form av extra styrmedel för att få en kommersiell utveckling. Det är framför allt inom fordonssektorn som gasen har stora potentiella möjligheter att ersätta fossil bensin och diesel. Denna sektor kommer att kräva allt mer energi och den är också svår att ställa om från oljeberoendet. Ett nytt styrmedel bör därför i första hand inriktas mot gas som fordonsbränsle. Motivet till detta är att biobränsle redan har stöd för elproduktion och att skatter och koldioxidavgifterna redan är höga inom värmesektorn. Uppbyggnad av distributionssystem för fordonsmarknaden är inte heller genomförd. Nedan följer några synpunkter på olika val av ekonomiska styrmedel.

Ökad skatt på bensin och diesel

- Skattebefrielse för SNG ger tillräckligt incitament först när skatten ökar med storleksordningen 1 – 2 kronor per liter.
- Svårt att genomföra då det drabbar glesbygd och industritransporter.
- Ökar omgående intäkterna till statskassan.

Grön avgift på bensin och diesel

- En avgift som används till att stödja koldioxidfria bränslen i transportsektorn kan verka positivt på omställningen om den är tillräckligt långsiktig.
- Låg avgift på stor volym ger stort stöd till ny koldioxidfri produktion.
- Kvalitetsdeklaration av biodrivmedel utifrån andelen koldioxidfri biobränsleandel ger rättvist stöd till olika fordonsbränslen baserade på bioenergi.
- Intäkterna till statskassan minskar på sikt om inte bränsleskatten höjs efterhand.

Investeringsbidrag

- Kräver stora bidrag från statskassan
- Ej politiskt attraktivt

Kvotplikt för biodrivmedel

- Kräver regelverk för kontroll av de förnyelsebara bränslenas kvalitet och leveranser
- Konkurrensen mellan tillverkarna av förnyelsebara bränslen styr priset
- Liten konkurrens skapar risk för olika former av oligopol

Biodrivmedelscertifikat med kvotplikt

- Certifikat borgar för kvalitetskontroll
- Handel med certifikat skapar möjlighet till spekulationsmarknad
- Liten likviditet i marknaden skapar stor osäkerhet i priset

EU:s krav på styrmedel

När det gäller införande av nya styrmedel inom energiområdet erfordras att styrmedlet kan godkännas på EU-nivå. Villkoren nedan relaterar i huvudsak till de erfarenheter som nåtts i samband med ansökan om nedsättning av skatten på bränslen för de företag som ingår i handelssystemet med utsläppsrätter.

Följande EU- relaterade regelverk skall efterlevas:

- Fördraget om upprättandet av Europeiska Gemenskapen (speciellt artikel 87, statsstöd)
- EG-förordningar (EG-förordningar är bindande och direkt tillämpliga i Sverige och övriga medlemsländer precis som nationell lagstiftning.)
- Energibeskattningsdirektivet 2003/96/EG

- Direktivet om handel med utsläppsrätter 2003/87/EG
- Kraftvärmedirektivet 2004/8/EG

För att uppfylla ovanstående gäller följande **huvudvillkor**:

- Minimiskatterna enligt energibeskattningsdirektivet skall inte underskridas.
- Selektivitet inom en sektor får i princip inte ske. Krav på ickediskriminering betyder att alla berörda inom sektorn skall behandlas lika och omfattas av styrmedelsförslaget.
- För att godkännas får skattenedsättningen/stödet inte klassas som statligt stöd enligt EG-förordningen. EU:s regler tillåter statsstöd men förbjuder de som är konkurrensbegränsande. EU:s medlemsstater måste anmäla sina statsstöd till Kommissionen och få dessa godkända. Skattelättnader betraktas exempelvis som ett sådant statsstöd. Stödet inte får snedvrída konkurrensen inom de områden där handel sker med andra EU-länder. Undantag kan ske för vissa näringsverksamheter eller vissa regioner om det inte stör handeln på den gemensamma marknaden.
- Miljöriktlinjerna skall gälla det vill säga att den som förorenar skall betala.
- Undantag skall vara tidsbegränsade. I allmänhet godkänns max. 5 år.
- Nedsättningar av skatterna, även ner till noll, kan godkännas för enskilda näringsidkare om de är förenade med frivilliga miljöåtaganden.

Sverige har historiskt sett tillämpat höga skatter på energiområdet och under lång tid argumenterat för gemensamma skatter inom EU. Det har till sist resulterat i den minimiskattenivå som alla länder har accepterat och som gäller i dag. Den svenska energiförsörjningen skiljer sig från genomsnittet av andra EU-länder varför det kan vara svårt att få förståelse för skatteförslag som avser lösa specifikt svenska problem till följd av vår egen energi- och skattepolitik.

Om Kommissionen befarar att ett skatteförslag kan klassas som statsstöd beslutar man om att inleda ett formellt granskningsförfarande vilket i huvuddrag innebär följande:

1. Förslaget offentliggörs i Official Journal och alla EU-länder har möjlighet att ge sina synpunkter inom 1 månad.
2. När synpunkter inkommit kan Kommissionen avge sitt beslut inom 3 månader alternativt begära in ytterligare information innan ett beslut fattas.

Styrmedel för marknadsutveckling av SNG

Analysen av rådande konkurrenssituation leder till att SNG kräver någon form av bidrag för att bli en kommersiellt tillgänglig energiresurs. Den snabbaste etableringen av SNG-anläggningar kommer att kunna förverkligas där naturgasnätet redan finns etablerat eftersom man därigenom får tillgång till hela naturgasmarknaden. Industri- och fordonsmarknaden har jämn efterfrågan över året och kan därmed utgöra bas för förslag till styrmedel. Politiskt sett finns stort intresse att hitta förnybara alternativ till fordonsmarknaden. Nedan presenteras ett förslag som kan utgöra grund för vidare bearbetning.

- A. Inför en ny avgift på all bensin och diesel exempelvis "grön drivmedelsavgift".
- B. Belägg de förnybara drivmedlen med energiskatt men ingen koldioxidskatt.
- C. Fördela intäkterna från den "gröna drivmedelsavgiften" till den förnyelsebara andelen i alla producerade alternativ till bensin och diesel.
- D. Den förnyelsebara energiandelen bestäms av ett certifieringsorgan som utgår ifrån de olika producenternas processer indelade i klasser och utifrån schabloner eller analyser. Avsikten är att utsläpp av fossilbaserad koldioxid i hela tillverkningskedjan skall avräknas från den energimängd som blir berättigad att tilldelas medel från drivmedelsavgiftssystemet. Producenterna får en andel av tillgängliga medel som motsvarar den producerade koldioxidfria mängden bränsleenergi i förhållande till hela kollektivets producerade koldioxidfria bränsleenergi. Om exempelvis det producerade fordonsbränslet

i framställningskedjan har nyttjat fossilt bränsle som till 40 % av energiinnehållet motsvarar bensenens koldioxidutsläpp erhåller producenten 60 % av produktionsstödet per kWh levererat bränsle.

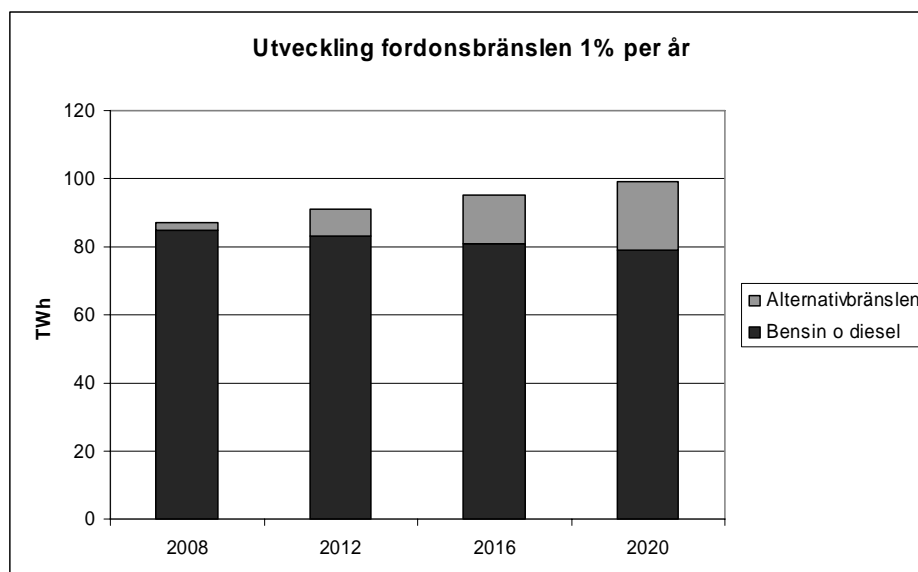
Upplägget utgår från ett förfarande som har stora likheter med det NO_x-avgiftssystem som visat sig vara kostnadseffektivt, styra korrekt mot uppsatt mål och ge långsiktigt god verkan.

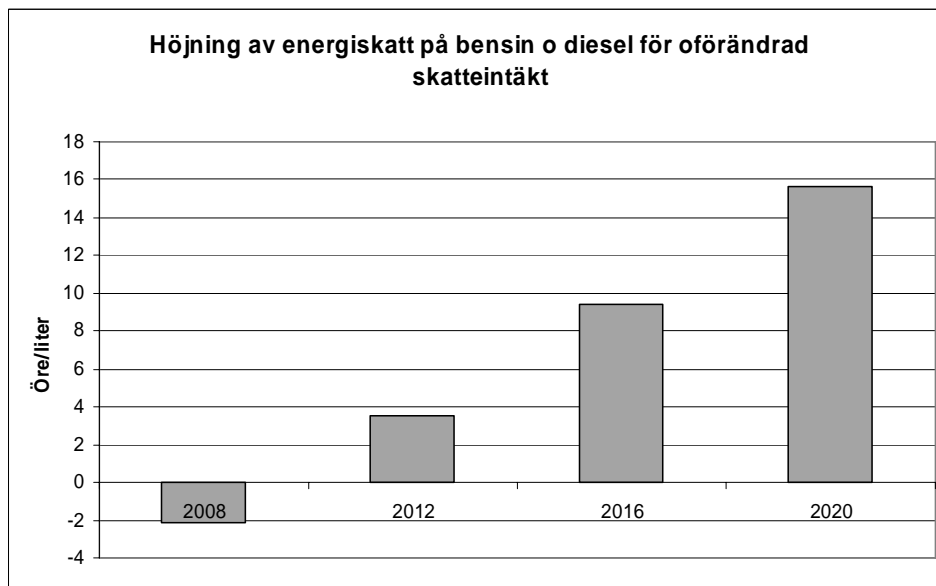
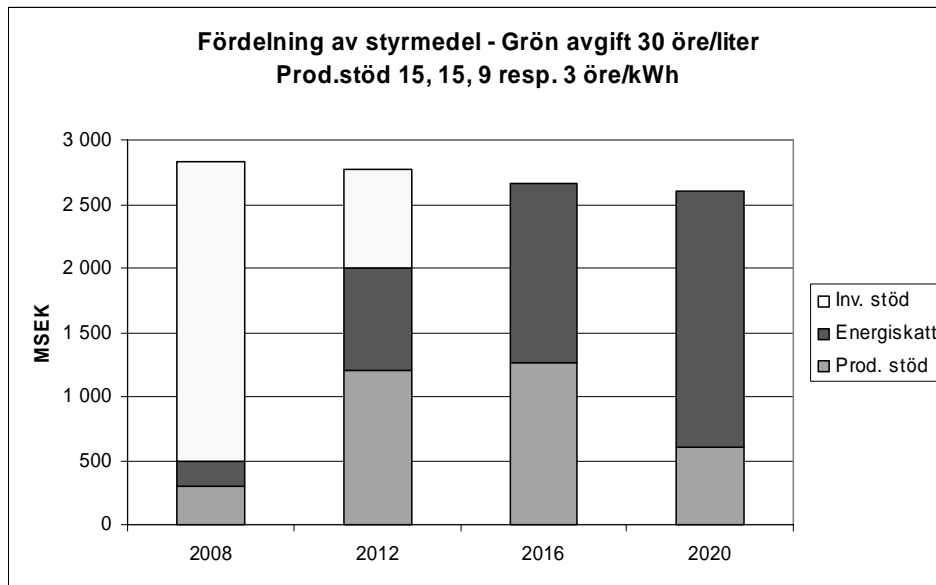
I ett inledande skede bör man kunna nyttja schablonberäkningar för olika processer så att man kan hålla nere de administrativa kostnaderna för hanteringen av stödsystemet.

Förslagets funktion

- 1) Allt fordonsbränsle beläggs med en grön avgift som går till en gemensam pott. Efter avdrag för administrationskostnad återbetalas resterande summa ut till producenterna av den koldioxidfria energimängden i relation till sin andel.
- 2) På lång sikt förlorar staten intäkter i takt med att de förnyelsebara bränslena ökar. I syfte att minska skattebortfallet beläggs även de förnyelsebara bränslena med en energiskatt på förslagsvis 10 öre/kWh.
- 3) Den gröna avgiften läggs på en nivå som dels a) kompenserar för energiskatten på det förnyelsebara bränslet som går till statskassan om 10 öre/kWh b) dels ger ett nettotillskott till producenterna om exempelvis 15 öre/kWh
- 4) Den gröna avgiften kommer att behöva ökas efterhand den förnyelsebara bränslemängden ökar. Om man alternativt lägger avgiften på en nivå som balanserar med exempelvis 10 TWh förnybart bränsle kan överskottet i intäkterna från den gröna avgiften under inledningsskedet gå till investeringsstöd för speciella utvecklingsprojekt för fordonsbränslen. Investeringsstödet slutar den dag man uppnått 10 TWh förnyelsebar produktion.
- 5) Genom upplägget ovan kompenseras större delen av skatteintäkternas bortfall i samband med utökad mängd förnyelsebart bränsle. Om full kompensation erfordras kan energiskatten på fossila bränslen efterhand höjas.
- 6) Systemet deklarerar och avräknas årsvis.

Fordonsmarknaden utveckling och förslagets funktion presenteras på följande bilder.







**Scheelegatan 3, 212 28 Malmö ? Tel 040-680 07 60 ? Fax 040-680 07 69
www.sgc.se ? info@sgc.se**
