

CHALMERS

Chalmers EnergiCentrum – CEC



Biokombi Rya **Biobränsleförgasning satt i system**

Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya

Ingrid Nyström

Erik Ahlgren

Eva Andersson

Martin Börjesson

Elsa Fahlén

Simon Harvey

Daniel Ingman

Sten Karlsson

Eva Larsson

Åsa Löfgren

Report - CEC 2007:2

Chalmers EnergiCentrum - CEC

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, januari 2007



CHALMERS

Chalmers EnergiCentrum CEC

Biokombi Rya, biobränsleförgasning satt i system

Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya

Ingrid Nyström, CIT Industriell Energianalys AB

Erik Ahlgren, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Andersson, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Martin Börjesson, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Elsa Fahlén, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Simon Harvey, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Daniel Ingman, Nykomb Synergetics AB
Sten Karlsson, Avdelningen för fysisk resursteori,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Larsson, TPS Termiska Processer AB
Åsa Löfgren, Nationalekonomiska institutionen med statistik,
Göteborgs universitet

Report CEC 2007:2

Chalmers EnergiCentrum CEC

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, januari 2007

Biokombi Rya, biobränsleförgasning satt i system

Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya

Ingrid Nyström

Erik Ahlgren
Eva Andersson
Martin Börjesson
Elsa Fahlén
Simon Harvey
Daniel Ingman
Sten Karlsson
Eva Larsson
Åsa Löfgren

Report CEC 2007:2

Chalmers EnergiCentrum – CEC
Chalmers tekniska högskola
Chalmers Teknikpark
SE-412 88 Göteborg
Telephone: +46 (0)31-772 1000
Contact: info@cec.chalmers.se
<http://www.cec.chalmers.se>

ISSN: 1653-3569



CHALMERS

Chalmers EnergiCentrum CEC

Biokombi Rya, biobränsleförgasning satt i system

Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya

Ingrid Nyström, CIT Industriell Energianalys AB

Erik Ahlgren, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Andersson, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Martin Börjesson, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Elsa Fahlén, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Simon Harvey, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Daniel Ingman, Nykomb Synergetics AB
Sten Karlsson, Avdelningen för fysisk resursteori,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Larsson, TPS Termiska Processer AB
Åsa Löfgren, Nationalekonomiska institutionen med statistik,
Göteborgs universitet

Report CEC 2007:2

Chalmers EnergiCentrum CEC

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, januari 2007

Biokombi Rya, biobränsleförgasning satt i system

Slutrapport från forskningsprojektet Biokombi Rya

Ingrid Nyström

Erik Ahlgren
Eva Andersson
Martin Börjesson
Elsa Fahlén
Simon Harvey
Daniel Ingman
Sten Karlsson
Eva Larsson
Åsa Löfgren

Report CEC 2007:2

Chalmers EnergiCentrum – CEC
Chalmers tekniska högskola
Chalmers Teknikpark
SE-412 88 Göteborg
Telephone: +46 (0)31-772 1000
Contact: info@cec.chalmers.se
<http://www.cec.chalmers.se>

ISSN: 1653-3569

Förord

Inom projektet Biokombi Rya har ett flertal olika forskargrupper samarbetat för att studera systemeffekterna av förgasning av bibränsle ur olika aspekter. Syftet med projektet är att öka kunskapen om bibränsleförgasning i Sverige samt att utreda förutsättningar för att sådana anläggningar ska vara ekonomiskt och miljömässigt intressanta. En referensgrupp har varit kopplad till projektet där förutsättningar, resultat och slutsatser har behandlats. I denna syntesrapport sammanfattas projektets resultat och slutsatser. Resultaten från delprojekten, som forskargrupperna svarat för, redovisas i en särskild underlagsrapport. I och med denna rapportering avslutas också projektet. Författarna svarar ensamma för de resultat och slutsatser som presenteras i denna syntesrapport liksom i underlagsrapporten.

Projektet har pågått under två år (2005-2006) och drivits av Chalmers EnergiCentrum. CIT Industriell Energianalys med Ingrid Nyström som projektledare har stått för projektledning och koordination. Ingrid Nyström är också huvudförfattare till denna rapport.

Analysen inom projektet står följande forskare och experter för:

- Eva Andersson, Åsa Marbe, Erik Axelsson, Anders Ådahl och Simon Harvey, Värmeteknik och maskinlära vid Institutionen för Energi och miljö.
- Elsa Fahlén, Martin Börjesson och Erik Ahlgren, Energiteknik vid Institutionen för Energi och miljö.
- Sten Karlsson, Fysisk resursteori vid Institutionen för Energi och miljö.
- Åsa Löfgren, Nationalekonomiska institutionen med statistik, Göteborgs universitet.
- Eva Larsson och Lars Waldheim, TPS Termiska processer AB.
- Daniel Ingman och Tomas Ekbom, Nykomb Synergetics AB.

Dessutom har Avdelningen för kemisk teknologi vid KTH, Siemens Industrial Turbines AB och Göteborg Energi AB bidragit med expertstöd.

Projektet har finansierats av Energimyndigheten, Göteborg Energis forskningsstiftelse samt Göteborg Energi AB. CEC vill framföra ett varmt tack till finansiärerna och medverkande forskare och aktörer för att projektet har gjorts möjlig och kunnat genomföras enligt planen. Det är vår förhoppning att redovisade resultat och slutsatser skall kunna tjäna som ett värdefullt underlag för framtida utbyggnad av bibränsleförgasning i Sverige. Projektet vänder sig till beslutsfattare inom området på nationell, regional och lokal nivå.

Göteborg i januari 2007

Bertil Pettersson
Programdirektör och chef CEC

Sammanfattning

Inom projekt Biokombi Rya har ett flertal olika forskargrupper gemensamt studerat systemeffekterna av att introducera förgasning av biobränsle i Göteborgs fjärrvärmesystem, i Västsverige som region och ur ett mer generellt och långsiktigt systemperspektiv. Syftet med projektet är att öka kunskapen inför en eventuell framtida utbyggnad av biobränsleförgasning i Sverige samt att utreda vilka förutsättningar som är nödvändiga för att sådana anläggningar ska bli ekonomiskt och miljömässigt intressanta inom en relativt kort tidsrymd (ca 10 år). Fokus ligger på integration av anläggningar för förgasning av biobränsle med befintliga kraftvärmeverk med kombicykel samt med fjärrvärme. Projektet vänder sig till beslutsfattare inom området på nationell, regional och lokal nivå.

Övergripande systemanalys inom projektet har särskilt fokuserat på biobränslemarknaden och framtida prisbildning för biobränsle samt på den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel via förgasning. Projektet i övrigt utgår från en tillämpad fallstudie av delvis konvertering av Rya Kraftvärmeverk (Rya KVV) i Göteborg till förgasat biobränsle, vilket alltså innebär integration mellan förgasningsanläggning och ett naturgaseldat gaskombikraftvärmeverk knutet till ett fjärrvärmesystem. I denna del ingår även en konceptuell studie över olika tekniska processalternativ för produktion av värme, el och drivmedel, inklusive ett mer långsiktigt alternativ för vätgasproduktion. Inom projektet används gemensamma scenarier för energimarknaderna ca år 2020.

Några av projektets viktigaste slutsatser är:

- Förgasning av biobränsle kan bli intressant för både el- och drivmedelsproduktion och bidra till reducerade CO₂-utsläpp, förutsatt att nivån på priset på biobränsle inte är alltför hög relativt fossilbränslepriserna. I de flesta fall är också riktade styrmedel för att premiera förnybar el- och/eller drivmedelsproduktion (t ex certifikat) en förutsättning. Vid gynnsamma förutsättningar för både ”grön” el- och drivmedelsproduktion kan en konkurrenssituation om biobränsle uppstå.
- Den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel från förgasning är i hög grad beroende av teknik- och kostnadsutveckling inom både transportsektorn och andra sektorer, t ex för lagring av el och väte, bränsleceller och uthållig CO₂-fri elproduktion. Tillgängligheten för insamling och lagring av CO₂ från fossila anläggningar ökar konkurrenskraften betydligt, men denna effekt neutraliseras om CO₂ samlas in även från biobaserade anläggningar. Vilken typ av biodrivmedel som får bäst konkurrenskraft beror till stor del på distributions- och fordonskostnader.
- Göteborgs fjärrvärmesystem, med en stor andel spillvärme, och Rya Kraftvärmeverk, med relativt andra kombicykler låg elverkningsgrad, har egentligen inte de optimala förutsättningarna för att förgasning av biobränsle ska vara ekonomiskt intressant.
- I flera fall kan det trots detta vara ekonomiskt intressant att bygga en anläggning för förgasning av biobränsle i Göteborg. Av de förgasningsbaserade alternativ som studerats, visar sig produktion av syntetisk naturgas från flis för användning som fordonsbränsle var den ekonomiskt mest robusta lösningen, förutsatt att det finns riktade styrmedel för ”grön”

drivmedelsproduktion, t ex drivmedelscertifikat. Ombyggnad av Rya Kraftvärmeverk till delvis bibränslebaserad kraftvärme via förgasning är även detta ekonomiskt intressant i flera fall. Kraftvärme baserad på bibränsleförgasning med högre elverkningsgrad än vad som är möjligt i Rya Kraftvärmeverk skulle dock kunna vara än mer intressant.

- För att en förgasningsanläggning ska vara ekonomiskt intressant är det viktigt att uppnå så hög el- respektive drivmedelsverkningsgrad som möjligt samt att anläggningen får längsta möjliga drifttid. För drivmedelsproduktion finns det betydande fördelar med att kunna utnyttja värmeöverskottet från anläggningen i ett fjärrvärmesystem eller liknande.
- För fjärrvärmesystemen i regionen som helhet finns det, enligt modellresultaten och för de scenarier som använts, starka drivkrafter att öka elproduktionen i kraftvärmeverk. Med gynnsamma förutsättningar för bibränslebaserad elproduktion har *konventionell* bibränslebaserad kraftvärme bäst ekonomi. Med drivmedelscertifikat eller liknande kan förgasningsanläggningar istället få en betydande roll för produktion av biodrivmedel, även knutet till medelstora fjärrvärmenäts.
- Produktion av biodrivmedel, som DME och vätgas, kan ske till kostnader som är konkurrenskraftiga gentemot dagens bensinpris, särskilt om produktionen blir möjlig att integrera med svartlutsförgasning (här studerat för vätgas). För vätgasproduktion är i samtliga fall ekonomin och den totala effekten på CO₂-utsläppen dock starkt beroende av möjligheterna att samla in och lagra CO₂.
- För samtliga studerade tekniker och delsystem påverkar scenarieantaganden om utvecklingen av energimarknaderna och omvärldens energisystem i hög grad resultaten. För att utvärdera robustheten och de totala klimateffekterna för en enskild investering krävs därför systemanalys, som tar hänsyn till denna omvärld.

Den här rapporten innehåller en sammanfattning och syntes av projektets resultat och slutsatser. Projektets samlade förutsättningar, resultat och slutsatser presenteras i delprojektens respektive slutrapporter, vilka är samlade i en separat underlagsrapport (Report CEC 2007:3). I och med dessa två rapporter avslutas också projektet.

Summary

In the project Biokombi Rya, several research groups have studied system effects of introducing gasification of biomass in the Göteborg district heating system, the region of western Sweden and in a more general and long-term systems perspective. The purpose of the project is to increase the knowledge base, facing a potential introduction of biomass gasification in Sweden, and to investigate necessary conditions for making such plants economically and environmentally viable within a shorter time frame (about 10 years). Special focus is put on integrating plants for gasification of biomass with existing combined cycle heat and power plants and district heating systems. The project is directed towards relevant decision makers at local, regional and national level.

Broader systems analysis within the project has been directed towards the future biomass market and its price mechanisms and on long-term competitiveness of transportation fuel produced from biomass gasification. The other sub-projects take their starting point in an applied case study of partly converting the Rya heat and power plant (Rya CHP) in Göteborg into gasified biomass, thus integrating the gasification plant with a natural gas fired combined cycle and a district heating system. As part of this case study, conceptual designs of different technological process alternatives for the production of heat, electricity and/or biobased transportation fuel, including a more long-term analysis of hydrogen, have been developed. In the project, common scenarios for the energy market situation in the year 2020 are used.

In the following, some of the more important conclusions from the project are summarized:

- Gasification of biomass may become an interesting option for producing both electricity and biobased transportation fuel and, thereby, contribute to the reduction of CO₂ emissions. A condition, though, is that the price of biomass is reasonably low in comparison with fossil fuel prices. In addition, in most cases, specific incentives for renewable electricity and/or biofuel production (e.g. so called green certificates) are needed. With beneficial conditions for both “green” electricity and transportation fuel production, the sectors may be competing for biomass resources.
- Long-term competitiveness of transportation fuel from biomass gasification is highly dependent on technology and cost development both within the transport sector and in other sectors. Examples are storage technologies for electricity and hydrogen, fuel cells and sustainable CO₂-free electricity production. The possibility of carbon collection and storage (CCS) from fossil energy plants increases the competitiveness considerably, but by making CCS possible also from biomass plants the effect is neutralized. The choice between different biobased transportation fuels is highly dependent on distribution and vehicle costs.
- The district heating system of Göteborg, with a considerable share of waste heat, and the Rya CHP, with a, for a combined cycle, relatively modest electricity-to-heat ratio, are not optimally suited for introducing gasification of biomass.

- Nevertheless, in several scenarios, it can still be economically interesting to build a plant for biomass gasification in this system. Production of synthetic natural gas (SNG) for use as transportation fuel was the economically most robust solution of the gasification alternatives that have been studied, given the assumption of biobased transportation fuel incentives. Rebuilding Rya CHP in order to partly convert it to biomass gasification for electricity and heat production only, may also be economically viable. However, this solution would be even more profitable in a plant with a higher electricity-to-heat ratio.
- In order for a gasification plant to be economically viable, a high conversion rate for electricity and transportation fuel, respectively, and long running hours are most important. For the production of transportation fuel, there are also significant advantages in delivering surplus heat to a district heating system or other heat sink.
- For the district heating systems in the entire region, the modelling results and the scenarios used show that there are strong driving forces to increase electricity production by combined heat and power. With beneficial conditions for *biobased* electricity production, *conventional* biobased heat and power plants are most competitive. With specific incentives for renewable transportation fuels, gasification of biomass for producing biofuels may instead play an important role in the regional system, also in connection with average size district heating systems.
- The production of biobased transportation fuels, such as DME or hydrogen, can be competitive with current gasoline prices, especially if production from black liquor in connection with pulp mills will be technologically viable (in this project studied for hydrogen). The economy and global CO₂ emissions of hydrogen production are, however, largely dependent on the availability of CCS.
- For the entire range of studied technologies and systems, scenario assumptions regarding the development of energy markets and the surrounding energy system strongly impact results. It is therefore recommended to use systems analysis for evaluating economic robustness and global emissions of greenhouse gases related to specific investment situations.

This report contains a summary and synthesis of derived results and conclusions from the project Biokombi Rya. The full range of assumptions, results and conclusions from the project can be found in respective reports from each sub-project. These are compiled in a separate volume (Report CEC 2007:3). With these two reports the project is finalized.

Innehållsförteckning

FÖRORD	1
SAMMANFATTNING	3
SUMMARY	5
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	7
1 INLEDNING	9
2 FÖRGASNING AV BIOBRÄNSLE UR SYSTEMPERSPEKTIV	11
2.1 BIOBRÄNSLEANVÄNDNING I ETT LÅNGSIKTIGT UTHÅLLIGT ENERGISYSTEM	11
2.2 FÖRGASNING AV BIOBRÄNSLE.....	17
2.3 FÖRGASNING AV BIOBRÄNSLE I TRANSPORTSYSTEMET	19
3 FALLSTUDIE RYA KRAFTVÄRMEVERK I GÖTEBORG	27
3.1 RYA KRAFTVÄRMEVERK SOM NATURGASELDAD ANLÄGGNING.....	27
3.2 GÖTEBORGS FJÄRRVÄRMESYSTEM.....	28
3.3 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR KONVERTERING AV RYA KRAFTVÄRMEVERK	29
4 SCENARIER OCH ENERGIPRISER	31
5 TEKNISKA PROCESSALTERNATIV FÖR FÖRGASNING	35
5.1 PROCESSALTERNATIV FÖR KRAFTVÄRME.....	35
5.2 PROCESSALTERNATIV FÖR DRIVMEDELSPRODUKTION I KOMBINAT	36
6 BIOBRÄNSLEFÖRGASNING FÖR PRODUKTION AV KRAFTVÄRME	38
7 PRODUKTION AV BIODRIVMEDEL I KOMBINAT	43
7.1 ENERGIKOMBINAT FÖR DME-PRODUKTION	44
7.2 ENERGIKOMBINAT FÖR SNG-PRODUKTION.....	46
7.3 BIOBRÄNSLEFÖRGASNING FÖR PRODUKTION AV VÄTGAS	49
8 BIOBRÄNSLEFÖRGASNING I ENERGISYSTEMET	55
8.1 BIOKOMBI RYA FÖR GÖTEBORGS ENERGISYSTEM.....	55
8.2 BIOKOMBI RYA I VÄSTSVERIGE	60
9 DISKUSSION	68
10 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER	71
11 DELPROJEKT OCH RAPPORTER FRÅN PROJEKT BOKOMBI RYA	75

1 Inledning

En viktig drivkraft för ökad användning av biobränsle är att reducera utsläppen av växthusgaser från energisystemet. På grund av att mängden biobränsle är begränsad behöver dock användningen av biobränsle ske på ett, för systemet som helhet, energieffektivt sätt. Dessutom har vi behov av energi i olika former, som t ex värme, el och drivmedel för transporter. För att uppnå radikala minskningar i utsläppen av växthusgaser behöver samtliga dessa energibehov kunna tillgodoses utan att ge upphov till stora utsläpp, t ex med hjälp av tekniker baserade på biobränsle. En rimligt energieffektiv användning av resurserna är också en grundläggande förutsättning för att få en kostnadseffektiv lösning för energisystemets utveckling.

Förgasning av biobränsle är en teknik som ökar flexibiliteten i att använda biobränsle för att täcka olika typer av energibehov. Genom att förgasa biobränsle kan el produceras i effektiva gaskombianläggningar istället för i konventionella ångturbiner. Förgasat biobränsle kan också användas som en bas för att producera olika typer av biodrivmedel för transporter, t ex DME, metanol, SNG eller vätgas med högt drivmedelsutbyte jämfört med alternativen (framför allt etanol från cellulosa).

I Sverige och internationellt pågår flera FUD-projekt som syftar till att utveckla, demonstrera och utvärdera teknik för förgasning av biobränsle samt till att långsiktigt förbättra teknikens prestanda. De systemmässiga effekterna av en eventuell storskalig introduktion av förgasning av biobränsle är dock utredda i mindre utsträckning.

Projektet Biokombi Rya har därför fokuserat på just systemanalys av biobränsleförgasning i olika typer av system. De viktigaste frågeställningarna för projektet har varit:

- Under vilka yttre förutsättningar, i form av t ex energipriser, styrmedel och teknikutveckling, kan biobränsleförgasning vara ekonomiskt och miljömässigt intressant?
- Vilka är fördelarna och nackdelarna med förgasning av biobränsle jämfört med annan biobränsleanvändning och annan förnybar drivmedelsproduktion?
- Hur påverkas energisystemet och utsläppen av växthusgaser av en introduktion av förgasning av biobränsle?
- Vilken teknisk systemdesign är lämplig för en biobränsleförgasningsanläggning under olika yttre förutsättningar?

Systemanalysen tar sin utgångspunkt i en tillämpad fallstudie av delvis konvertering av ett naturgaseldat gaskombikraftvärmeverk knutet till ett fjärrvärmesystem, nämligen Rya KVV i Göteborg. I projektet ingår också en konceptuell studie över olika tekniska processalternativ för produktion av värme, el och drivmedel i ett sådant sammanhang. Samtliga ingående delprojekt framgår av Kapitel 11.

Biokombi Rya är ett brett, men förhållandevis litet forskningsprojekt på två år. Projektet bidrar därför med ett flertal pusselbitar knutna till frågeställningarna ovan, men ger naturligtvis inte alla svar. **Större delen av projektet har fokuserat på biobränsleförgasning för delvis konvertering av ett naturgasdrivet gaskombikraftvärmeverk i anslutning till ett fjärrvärmesystem.**

Parallellt med detta projekt har aktiviteter pågått hos Göteborg Energi för att utreda möjligheterna att öka användningen av biobränsle i sitt system t ex genom konvertering av Rya Kraftvärmeverk. Även om det finns paralleller mellan dessa två projekt är det viktigt att påpeka att Biokombi Rya är ett fristående forsknings- och utvecklingsprojekt och inte en del av bolagets egna aktiviteter. Detta innebär till exempel att de processalternativ som studerats och de priser som använts inom projekt Biokombi Rya **inte** speglar Göteborg Energis eventuella planer eller uppfattning om framtiden.

Denna slutliga syntesrapport ger en kondenserad beskrivning av projektet som helhet, med särskilt fokus på de slutsatser som kan dras. För detaljerade resultat hänvisas till rapporterna från respektive delprojekt, av vilka de viktigaste är samlade i en separat underlagsrapport (Report CEC 2007:3, se även Kapitel 11). I dessa rapporter återfinns också fullständiga referenser till litteratur inom området.

Denna rapport inleds i Kapitel 2 med en generell inriktad diskussion om förgasning av biobränsle från ett systemperspektiv. I detta kapitel presenteras också slutsatser och resultat från de delprojekt som har haft en mer generell inriktning mot betydelsen av biobränsleanvändning och biobränsleförgasning för energisystemet och transportsystemet.

Därefter presenteras projektets fallstudie, de gemensamma yttre förutsättningar och scenarier som använts samt de tekniska processalternativ som legat i fokus för denna fallstudie (Kapitel 3, 4 och 5). Projektets huvudsakliga resultat relaterade till fallstudien sammanfattas sedan utifrån två delvis olika perspektiv: teknikperspektivet och systemperspektivet. Denna uppdelning görs för att underlätta för läsarna att fokusera på den typ av teknik eller system som är av störst intresse.

Utifrån *teknikperspektivet* presenteras de slutsatser som kan dras rörande förutsättningarna för kraftvärme respektive olika typer av kombinat baserade på förgasning av biobränsle (Kapitel 6 och 7). Utifrån *systemperspektivet* diskuteras istället förgasningsteknikens roll för Göteborgs energisystem och för det västsvenska energisystemet (Kapitel 8). Slutligen diskuteras i Kapitel 9 några av projektets grundläggande ansatser och i Kapitel 10 ges en kortfattad sammanfattning av de viktigaste slutsatserna från projektet.

2 Förgasning av bibränsle ur systemperspektiv

Förgasning av bibränsle är en komplex teknik som i allmänhet har flera olika produkter, vilka i sin tur bidrar till att täcka olika behov och konkurrerar med olika alternativa tekniker. Hur intressant förgasning är ur ett miljöperspektiv och dess totalt sett ekonomiska möjligheter är med andra ord i högsta grad *systemberoende*, vilket gör studier av teknikens roll i systemet i hög grad relevanta.

2.1 Bibränsleanvändning i ett långsiktigt uthålligt energisystem

Efterfrågan på biomassa för energiändamål kommer att öka. Idag kommer i storleksordningen 10-15 % av världens energianvändning från bibränsle vilket motsvarar en mindre del av världens bibränslepotential. IEA Bioenergy menar till exempel att bibränsle skulle kunna täcka 50 % av den framtida energianvändningen på ett kostnadseffektivt och hållbart sätt.

Den förväntade ökade efterfrågan beror naturligtvis till största del på målsättningen att begränsa utsläppen av växthusgaser och därför öka användningen av förnybara och koldioxidneutrala energibärare generellt. Regionalt kan det också finnas en politisk vilja att säkerställa försörjningstryggheten genom en ökad andel inhemska bränslen och generellt breddad användning av olika energibärare. Samtidigt minskar då beroendet av till exempel olja, vilken till stor del kommer från idag instabila regioner i världen. Slutligen kan man också sträva efter att i sig minska användningen av ändliga resurser, för att på så sätt öka handlingsfriheten för kommande generationer.

Även om bibränslet är förnybart är den samlade tillgången (varje enskilt år) begränsad. Idag använder vi en mindre del av denna potential, men om vi på sikt ska minska de totala utsläppen av växthusgaser kraftigt, är det viktigt att använda denna begränsade resurs på bästa möjliga sätt. *Till vad* man i första hand bör eller kommer att använda bibränslet beror av samtliga de faktorer som påverkar energisystemets utveckling generellt:

- *Målsättning* för energisystemets utveckling, d v s till exempel att minska systemets miljöpåverkan till minsta möjliga negativa påverkan på den ekonomiska utvecklingen.
- *Resurstillgång*, d v s tillgänglig bibränslepotential, men också tillgång till alternativa energibärare.
- *Behov* (eller efterfrågan) av energitjänster och därmed av olika energibärare.
- *Tillgänglig teknik*, d vs tekniska möjligheter och prestanda för såväl bibränsleanvändning som alternativ.
- *Kostnader och priser* för energibärare, teknik och miljöpåverkan.

Det är alltså omöjligt att säga vilken bibränsleanvändning som är ”bäst” ur ett renodlat miljöperspektiv, utan att ta hänsyn till tillgängliga alternativa resurser och tekniker och utan att ta hänsyn till *kostnader och priser* för samtliga dessa alternativ. Detta gäller även om vi förenklar miljöfrågan till att enbart handla om totala utsläpp av växthusgaser. Om vi enbart ska försöka minimera klimatpåverkan från växthusgaser, utan att ta hänsyn till kostnaderna, kan vi med rätt teknikval uppnå noll-utsläpp på hur många olika sätt som helst. Detta beror på att de totalt tillgängliga resurserna i

form av direkt solinstrålning, biomassa, vatten-, våg-, vindkraft och så vidare, är oerhört mycket större än mänsklighetens totala energianvändning. Ur ett *renodlat klimatperspektiv* är alla dessa sätt lika bra.

Även om vi studerar energisystemets utveckling *enbart* utifrån perspektivet att minimera utsläppen av växthusgaser behöver vi istället till exempel se på möjligheterna att minimera utsläppen till en viss kostnad eller minimera kostnaderna för att uppnå en viss utsläppsnivå.¹ Ett tredje sätt att göra detta är genom att sätta pris på miljön och inkludera så kallade externaliteter för de kostnader som vi idag inte har någon marknad för. Handel med utsläppsrätter är ett sådant sätt att skapa en ekonomisk marknad för CO₂-utsläpp och på så sätt internalisera de miljökostnader CO₂ ger upphov till. En utvidgad sådan handel skulle alltså vara ett kostnadseffektivt sätt att uppnå reducerade CO₂-utsläpp.

Reduktion av CO₂-utsläpp är dock dessutom enbart ett av många politiska mål. Utöver andra miljömål finns det mål för ökad försörjningstrygghet, sysselsättningsmål etc. I en ”fullständig” analys av bästa sättet att använda till exempel våra biobränsleresurser kan även den typen av mål behöva tas hänsyn till. Det betyder att ytterligare ett antal begränsningar och/eller andra kostnader och externaliteter (till exempel i form av skatter, avgifter och bidrag) inkluderas i analysen. Ett sätt att hantera denna komplexitet, med stora osäkerheter om energimarknadernas utveckling, är att använda sig av olika scenarier som visar hur resultatet *beror på* energimarknadernas utveckling.

Denna typ av analys genomförs på nationell, europeisk och global nivå med hjälp av övergripande energisystemtekniska och energiekonomiska modeller. Dessa modeller används dock i stora, omfattande projekt och resultaten är ofta för övergripande för att diskutera enskilda typer av tekniker i ett specifikt system.

Det här projektet är mer avgränsat och bidrar med kunskap om under vilka förutsättningar *förgasning* av biobränsle för produktion av el och/eller drivmedel kan vara intressant i vissa systemsammanhang. I första hand utgår vi därför ifrån ett företagsekonomiskt perspektiv, där en övergripande fråga är vilken typ av anläggning som har bäst lönsamhet utifrån antaganden om energipriser och aktuella styrmedel. Om styrmedlen på ett bra sätt representerar de samhällsliga målen och de externa kostnaderna ska dessa göra att det företagsekonomiska valet stämmer överens med den samhällsekonomiskt optimala eller önskvärda utvecklingen.

Trots den diskussion som förts ovan, är det intressant att fundera kring om det finns några tydliga prioriteringar som bör göras *ur ett renodlat växthusgas- eller CO₂-perspektiv*, när biobränsleanvändningen ökar från dagens nivå. På kortare sikt och utgående från dagens energisystem, behov och tillgångar kan man från ett sådant perspektiv (utan hänsyn tagen till ekonomiska eller politiska aspekter) dra några grundläggande slutsatser:

1. *Biobränslet bör i första hand användas för att ersätta kol och i andra hand för att ersätta andra fossila bränslen som olja och naturgas.*

Dels är kol det bränsle som innehåller högst andel kolatomer och därför ger högst specifika CO₂-utsläpp (CO₂/MWh_{bränsle}). Dels är både biobränsle och kol fastbränslen, som har liknande egenskaper och ungefär samma verkningsgrad för de flesta tillämpningar. En MWh biobränsle som ersätter kol i en

¹ I samhällsekonomiska termer talar man istället om att maximera den totala nyttan utifrån tillgång (utbud) och behov (efterfrågan) och tittar mer på återkopplingarna mellan energisystemets och den övriga ekonomins utveckling.

värmepanna och en som ersätter kol för elproduktion i en kondenscykel ger därför i stora drag samma effekt på CO₂-utsläppen. Jämfört med till exempel naturgasanvändning, som i allmänhet sker med högre verkningsgrad, fås alltså en dubbel effekt – både större mängd bränsle som ersätts och större mängd undvikt CO₂ per bränslemängd.

Att biobränsle bör ersätta kol innebär på kort sikt att vi *i första hand* ska använda det för att ersätta *storskalig värmeproduktion inom t ex industri och för elproduktion* (se Tabell 2.1). I Sverige använder vi idag mycket små mängder kol medan en betydande andel av elproduktionen på europeisk nivå är kolbaserad. Biobränslebaserad elproduktion inom Sverige kan minska användningen av kol för elproduktion i Europa, eftersom elnätet är sammanknutet. Biobränslebaserade drivmedel ersätter däremot idag framförallt diesel och bensin.

2. *Biobränslet bör i första hand användas för kraftvärmeproduktion med så hög elverkningsgrad som möjligt, förutsatt att både producerad el och värme annars hade producerats från fossila bränslen (i första hand kol).*

I dagens europeiska system har vi en stor andel elproduktion i kolkondensanläggningar med relativt låg verkningsgrad samt en mindre, men betydande andel, kol- och oljebaserad värmeproduktion i bland annat industrin. Genom att öka andelen bränslebaserad el- och värmeproduktion som sker via kraftvärme får vi alltså ett totalt sett mer effektivt system, vilket leder till minskade utsläpp. Med samma totalverkningsgrad blir CO₂-nyttan större med ökande andel elproduktion i kraftvärmeverket (d v s med *högre elverkningsgrad*).

Om vi dessutom baserar den ökade andelen kraftvärme på biobränsle får vi dubbel CO₂-nytta genom att vi också ersätter fossila bränslen med förnybara. Utifrån det system vi har idag finns det därför en särskild möjlighet att, med hjälp av biobränslebaserad kraftvärme med hög totalverkningsgrad, ersätta *både* el från en kolkondensanläggning *och* värme. En förutsättning är dock att det värme som produceras i kraftvärmeanläggningen *annars hade producerats av fossila bränslen* (i första hand kol). I annat fall får man ingen extra CO₂-nytta jämfört med biobränslebaserad elproduktion i en kondenscykel.

Eftersom tillgången till värmeunderlag för kraftvärme dessutom är begränsad (se nedan) ökar också en kraftvärmecykel med *hög elverkningsgrad* andelen av den totala biobränslepotentialen som kan utnyttjas för elproduktion i kraftvärmeverk.

3. *Biobränslepotentialen är tillräckligt stor för att kunna användas även för sådana tillämpningar som inte ger absolut största CO₂-nytta.*

Internationellt sett är energisystemet till allra största del beroende av fossila bränslen. Kol är dessutom ett billigt bränsle och kolreserverna är mycket stora. Relativt den totala fossilbränsleanvändningen och med tanke på biobränsleteknikernas ofta lägre verkningsgrad kommer vi inte att kunna förlita oss på biobränsle för att *ersätta* t ex oljeanvändningen i transportsektorn.

Inom Europa är ändå den totala biomassapotalentialen av samma storleksordning som dagens totala kolanvändning och i ett globalt perspektiv överstiger biobränslepotentialen troligen dagens kolanvändning. På kortare sikt är dessutom inte all kolanvändning möjlig att på ett tekniskt enkelt sätt ersätta med biobränsle.

Värmeunderlaget, som idag tillgodoses av fossila bränslen (i första hand kol) och som kan användas för kraftvärmeproduktion är än mer begränsat. Av dagens totala kol- och oljeanvändning för ång- och värmeproduktion är en del knuten direkt till processerna och på kortare sikt svår att byta mot biobränsle och en del avser småskalig användning som inte är aktuell för kraftvärme. Slutligen är potentialen för *effektivisering* av värmeanvändningen inom både industrin och byggnadssektorn mycket stor och det finns betydande mängder spillvärme från bland annat processindustrier, vilken kan användas för att tillgodose värmebehov vid lägre temperaturnivåer internt såväl som i andra industrier och i fjärrvärmesystem.²

Även på kortare sikt finns det därför utrymme för att i *viss utsträckning* använda biobränsle också i tillämpningar med något mindre specifik CO₂-nytta än ovan. Även i dessa fall är det, på grund av det begränsade värmeunderlaget, positivt att uppnå så hög el- och/eller drivmedelsverkningsgrad som möjligt.

Tabell 2.1 Storleksordning i EJ (exajoule) för några energiflöden inom Sverige, Europa och Globalt. Siffrorna baseras på statistik från International Energy Agency (IEA), men är mycket ungefärliga. Den globala totala energianvändningen var år 2003 ca 400 EJ.

	Sverige	Europa	Globalt	Konkurrens - fossilt	Konkurrens - CO ₂ -fritt
Biobränsle-potential^a	0,8	10	100 – 400 (1000)		
varav använd	0,35	3	46		
Tillgängligt biobränsle	0,45	7	50 - 350		
Bränsle^b	0,4	19	138	Kol, olja, naturgas	Biobränsle. (El)
varav kol	0,03	1,8	25		
varav olja	0,1	5,3	29		
El varav från kol	0,5 1,6 %	11 30 % (9 EJ _{br})	63 40 % (65 EJ _{br})	Kol, naturgas.	Sol, vind och vatten. Kärnkraft.
Drivmedel	0,3	14	83	Olja (Naturgas)	Biodrivmedel, flytande och gas. (El och vätgas från el.)

^a Den globala biobränslepotentialen är mycket osäker. Det flesta uppskattningar ligger mellan 100 och 400 EJ, men det finns uppskattningar som är betydligt högre.

^b Total bränsleanvändningen inom industri och i byggnader, varav merparten kan antas användas för värmeproduktion. Utöver kol och olja består bränsleanvändningen av naturgas samt avfall och biobränsle (globalt vardera ca 42 EJ). Dessutom används bränsle för värmeproduktion i hetvattenpannor och kraftvärmeanläggningar. Den globala kolanvändningen inom denna sektor är ca 11 EJ, varav drygt 7 i kraftvärmeanläggningar.

² En genomgående kartläggning av hur värmeanvändningen inom framförallt industrin i realiteten ser ut utgör en del av det pågående projektet "Pathways to a Sustainable European Energy System" i vilket Chalmers deltar.

På längre sikt kan utvecklingen av efterfrågan på energi och tillgången till alternativa CO₂-fria tekniklösningar inom de olika sektorerna göra att slutsatserna ovan i viss mån ändras och behovet av en fullständig systemanalys blir än viktigare.

Efterfrågan på drivmedel för transporter är till exempel det användningsområde som idag ökar snabbast och de tillgängliga kolresurserna är mycket större än för olja och naturgas. På längre sikt kan alternativet då bli att använda kol för produktion av drivmedel (via omvandling till t ex DME eller metanol). Å andra sidan finns det för elproduktion CO₂-fria och bränslefria alternativ, som t ex vindkraft, solceller och kärnkraft, vilka kan få ett ökat genomslag. Möjligheten för biobränsle att ersätta kol skulle då se helt annorlunda ut. Med insamling och lagring av CO₂ från stora anläggningar kompliceras systemet ytterligare och biobränsleanvändning ger då dessutom en möjlighet att kompensera genom *negativa* utsläpp av CO₂ (se även avsnitt 2.3).

Figur 2.1 Schematiskt beskrivning av utbud och efterfrågan på biobränslemarknaden för scenarier med olika nivåer för klimatambitionen (här kallade scenarier "Nationell", "Global Låg" och "Global Hög", se även BKR:11).

Diskussionen ovan utgår från frågeställningen hur man *bör* använda biobränslet för att få ett så miljömässigt och/eller ekonomiskt optimalt system som möjligt. Om man vänder på frågan kan man istället fråga sig hur *kommer* biobränslet att användas under vissa förutsättningar i form av teknikutveckling, utveckling av energipriser och styrmedel etc.

Utifrån det perspektivet kan man konstatera att biobränslet kommer att användas i den sektor som, beroende av förutsättningarna, har högst betalningsvilja. Betalningsviljan och vilken sektor som har högst betalningsvilja beror på energipriserna i övrigt och på de styrmedel som används för att minska utsläppen av växthusgaser. Ett annat sätt att uttrycka det är att energipriser och styrmedel styr *efterfrågan* på biobränslen.

Inom Projekt Biokombi Rya har ett delprojekt särskilt fokuserat på biobränslemarknaden. En av de viktigaste slutsatserna från detta arbete är att kunskapsläget inom detta område är bristfälligt och att det finns ett stort behov av fortsatt forskning.

Relativt sett stora insatser görs för att kartlägga kostnader och potentialer för *utbud* av biomassa, medan *efterfrågans* framtida utseende och marknadsmekanismer inte har studerats i samma utsträckning. Åtminstone har inte förväntad efterfrågan knutits samman med utbudet ur ett ekonomiskt marknadsperspektiv.

Inom delprojektet har man därför diskuterat biobränslemarknaden och användningen av biobränsle inom olika sektorer utifrån två olika utbudskurvor och tre olika situationer på efterfrågesidan (se Figur 2.1).

Vid en relativt låg efterfrågenivå kan man förvänta sig en nationell biobränsle-marknad och att biobränslet i första hand används inom *värmesektorn* eftersom denna sektor då har högst betalningsvilja för biobränslet. Denna situation har vi i princip haft i Sverige under senare år, då biobränsleanvändningen inom värmesektorn ökat avsevärt. Detta beror framför allt på två saker. Dels att bränsle som används för att producera el är obeskattat. Dels att värmemarknaden karaktäriseras av monopol eller oligopol, vilket gör att priset på värme är högre än om det hade rått full konkurrens på marknaden.

Med en ökande efterfrågan på biobränsle, framförallt som ett resultat av styrmedel i form av utsläppsrätter och gröna certifikat för elproduktion, skulle en global marknad för biobränsle utvecklas (utbud ”import” och efterfrågan ”Global Låg” Figur 2.1). Vid denna nivå uppskattar man att det är elproducenternas betalningsvilja som sätter priset. Detta innebär att biobränslet används både för *värmeproduktion och för produktion av el*. Detta är en utveckling som vi också känner igen i Sverige efter införandet av elcertifikat. Elproduktion baserad på biobränsle kan dock ske på olika sätt, t ex genom inblandning i befintliga kolkondensverk, kraftvärme eller biobränsleldade kondenskraftverk. Betalningsviljan beror därför av teknik och system.

Den högsta efterfrågenivån som diskuteras i delprojektet motsvarar slutligen en situation med hög klimatambition internationellt och högt CO₂-pris samt sektors-specifika styrmedel som är särskilt riktade mot transportsektorn, t ex drivmedels-certifikat. I detta fall menar man att biobränsle används *både* inom den stationära energisektorn och inom transportsektorn. Det är dock inte troligt att biobränslen i ett första steg får ett brett genomslag som transportbränslen. Snarare är det rimligt att det först skapas en stor marknad för biobränslen i den stationära energisektorn. Sedan, eventuellt delvis parallellt, kan biobränslen finna avsättning i transportsektorn.

Detta kan också jämföras med resultaten från studien av den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel (se avsnitt 2.3), vilken visar att betalningsförmågan för biobränslen från el- respektive transportsektorn ligger mycket nära varandra för en liknande situation. Från den studien kan man också se att tekniska genombrott, som t ex för insamling och lagring av CO₂ eller för elbilar, kan påverka situationen betydligt.

Slutligen är det den marginella betalningsviljan vid ett visst utbud som kommer att styra marknadspriset för biobränsle. Detta samband har använts vid utformningen av de gemensamma scenarier som används i fallstudien (se kapitel 4). En grundläggande slutsats från den analysen är att om (när) en global efterfrågan på biobränsle tar fart, på grund av ökade ansträngningar att reducera utsläppen av växthusgaser, kommer priset på biobränsle att stiga, även i Sverige.

2.2 Förgasning av biobränsle

Förgasning av biobränsle är en relativt komplex process, som kräver flera steg för att omvandla biobränslet till slutliga energibärare. Detta innebär, i generella termer, att:

- totalverkningsgraden till slutlig energibärare normalt sett inte kan konkurrera med enklare anläggningar,
- biobränsleförgasning är en investeringstung teknik, jämfört med mer konventionell användning av biomassan.

Den grundläggande drivkraften för förgasning av biobränsle är därför möjligheten att andelen högvärdiga energibärare (med högre *exergiinnehåll*) från biobränsle, eller med andra ord, att uppnå en högre verkningsgrad för produktion av el respektive drivmedel, än för alternativ biobränslebaserad produktionsteknik. En hög el- och/eller drivmedelsverkningsgrad är, enligt ovan, också en fördel ur ett renodlat CO_2 -perspektiv.

Om förgasning av biobränsle för el- och/eller drivmedelsproduktion kommer att vara ett *ekonomiskt* intressant alternativ för att reducera utsläppen av CO_2 beror på hela det komplexa energisystem, som diskuteras i föregående avsnitt. För biodrivmedel drivs analysen några steg längre i avsnitt 2.3.

För att förgasning av biobränsle ska vara ekonomiskt intressant i en situation där vi väljer mellan olika sätt att använda biobränslet för att sälja värme, el och/eller drivmedel på en marknad, måste dock el och drivmedel värderas betydligt högre än värme. Om vi väljer mellan olika sätt att producera el respektive drivmedel måste det finnas ett ekonomiskt mervärde av ”grön” produktion. Riktade styrmedel, t ex i form av el- eller drivmedelscertifikat har som syfte att uppnå just detta. Med elcertifikat höjs t ex både värdet av el relativt värme och värdet av ”grön” el relativt annan elproduktion.

Konventionell elproduktion från biobränsle i kondens- eller kraftvärmeverk använder, liksom andra fastbränsleanläggningar, ångturbiner för kraftproduktionen. Detta gör att elverkningsgraden, med de tryck och temperaturnivåer som är realistiska för biobränsleförbränning, ligger på ca 34 % för kraftvärmeproduktion (något högre för kondensproduktion). Biobränsleeldade kraftvärmearläggningar utrustas oftast med rökgaskondensering, vilket ger en hög totalverkningsgrad.

Förgasning av biobränslet gör dock att man kan utnyttja gasturbiner för elproduktionen. Högst elverkningsgrad får man genom att kombinera gas- och ångturbiner i en kombicykel. Totalverkningsgraden blir dock lägre än vid en konventionellt utformad anläggning med rökgaskondensering.³

Elverkningsgraden från bränslegas till el blir ungefär densamma som i en NGCC, vilket innebär en elverkningsgrad på upp till ca 60 %. Elverkningsgraden för de NGCC som byggs idag varierar dock betydligt, beroende bland annat på om det är en kraftvärme- eller kondenselanläggning. För Rya Kraftvärmeverk är den 44 %.

Eftersom bränslegasen produceras från biobränsle med en verkningsgrad på i storleksordning 80 % och förgasningsanläggningen dessutom är en betydande elanvändare, blir nettoelverkningsgraden för biobränsle dock, grovt räknat, ca 10 % lägre än motsvarande NGCC. Detta innebär att förgasning av biobränsle kräver en

³ Gasturbiner kan inte kombineras med rökgaskondensering då de arbetar med ett högt luftöverskott vilket ger en låg daggpunkt i rökgaserna.

gaskombicycle med relativt hög elverkningsgrad för att kunna konkurrera med konventionell biobränslebaserad elproduktion.

För CO₂-fri elproduktion finns det ett flertal tekniskt möjliga alternativ, som t ex solceller och kärnkraft, och ett tekniskt eller politiskt genombrott för något av dessa alternativ, liksom för insamling och lagring av CO₂ för fossila bränslen, kommer i hög grad att påverka konkurrenskraften för elproduktion från förgasat biobränsle.

Produktion av biodrivmedel innebär i princip förgasning av biobränsle eller produktion av etanol.⁴ Förgasning av biobränsle ger en syntesgas, från vilken man kan producera olika typer av biodrivmedel, som metanol, dimetyleter (DME), syntetisk diesel (Fischer-Tropsch diesel) eller bensin, syntetisk naturgas (SNG) och vätgas.⁵ Därmed kan samma bränslen också produceras via förgasning av kol och ur naturgas, men blir då naturligtvis inte biodrivmedel.

Etanol produceras normalt via jäsning av socker, stärkelse eller ur cellulosa som först spjälkats till socker. Potentialen för produktion från socker/stärkelse är begränsad och produktion av etanol ur cellulosa sker med dagens teknik med en relativt låg verkningsgrad (ca 20 % till etanol, se Tabell 2.2). Med den forskning som pågår i Sverige finns förhoppningar om att den ska kunna öka till ca 30 % och i litteraturen finns exempel på processer med ännu högre verkningsgrad. Med en sådan utveckling kan etanolproduktion ur cellulosa bli intressant, men det är långt dit.

Med förgasning och produktion av syntesgas kan en större andel av biomassa omvandlas till bränsle, även om totalverkningsgraden är i samma storleksordning. Drivmedelsutbyten på 45 – 60 % är möjliga, utifrån utförda studier. Beräknade drivmedelsutbyten är i allmänhet något högre för SNG och DME än för t ex metanol, men skillnaderna är relativt marginella. Enda undantaget är Fischer-Tropsch diesel, som har tydligt lägre utbyte.

Om man även fortsättningsvis förlitar sig till flytande drivmedel inom transportsektorn finns det knappast några CO₂-fria alternativ till biobränslen. Insamling och lagring av CO₂ vid fossil produktion av motsvarande syntesbränslen (t ex metanol) är i allmänhet av marginell betydelse, eftersom en stor del av kolet finns kvar i det drivmedel som används i bilen.⁶

Undantaget utgörs dock av vätgas, som tillsammans med el, är de möjligheter som gör det möjligt att undvika CO₂-utsläpp vid slutanvändningen i bilen. Dessa alternativ öppnar för en CO₂-fri (eller nära CO₂-fri) transportsektor genom insamling och undanlagring av CO₂ i samband med produktionen eller genom annan CO₂-fri elproduktion. Med insamling och undanlagring av CO₂ från i sig växthus-neutral användning av biobränsle kan man också tänka sig att utsläppen från transportsektorn kompenseras genom *negativa* utsläpp från till exempel elproduktion.

Tabell 2.2 Jämförelse mellan konventionella tekniker och tekniker baserade på förgasning (*i kursiv fetstil*). De angivna verkningsgraderna avser verkningsgrad från biomassa (räknat på lägre värmevärde, LHV) till

⁴ Det finns även andra möjliga produktionsprocesser för biodrivmedel, som t ex biogas från rötning av avfall. Dessa alternativ är intressanta, men har en mer begränsad potential och går inte in på här.

⁵ Utveckling pågår för att även kunna syntetisera etanol ur förgasad biomassa men ännu finns ingen demonstrerad metod för detta.

⁶ Med lagring av CO₂ kan man dock tänka sig anläggningar som kombinerar förgasning av biobränsle och kol för produktion av drivmedel, så att de totalt sett blir CO₂-neutrala (se även BKR:17).

slutprodukt och motsvarar *exempel* på olika processlösningar. RK–rökgaskondensering, ÅT–ångturbin, GK–gaskombi. Se även BKR:1.

System	Teknik	$\eta_{\text{värme}}$	η_{el}	$\eta_{\text{drivmedel}}$	η_{tot}	Referens
Värme	RK	110 %			110 %	
El + Värme	ÅT + RK	76 %	34 %		110 %	Elforsk 03:14, 2003
<i>El + Värme</i>	<i>GK</i>	<i>47 %</i>	<i>43 %</i>		<i>90 %</i>	<i>Marbe 2005</i>
<i>El + Värme</i>	<i>GK</i>	<i>44 %</i>	<i>35 %</i>		<i>79 %</i>	<i>Biokombi Rya, se tabell 6.1</i>
Drivmedel + El + Värme	Etanol + ÅT+RK	40 %	17 %	18 %	75%	Baserad på KAM, 2003
<i>Drivmedel + El + Värme</i>	<i>Metanol + GK</i>	<i>36 %</i>	<i>10 %</i>	<i>25 %</i>	<i>72 %</i>	<i>BioMeet slutrapport, 2000</i>
<i>Drivmedel + El + Värme^a</i>	<i>Metanol/ DME + GK</i>	<i>10-15 %</i>	<i>-3 %</i>	<i>62 %</i>	<i>Ca75 %</i>	<i>Biokombi Rya, se tabell 6.2</i>

^a Viss nettoanvändare av el, här illustrerat genom en negativ verkningsgrad. För mer fullständig information se tabell 6.2 eller BKR:12)

2.3 Förgasning av biobränsle i transportsystemet

Om produktion av biodrivmedel genom förgasning är optimalt ur ett miljömässigt (eller ekonomiskt) perspektiv beror både på tillgängliga alternativ inom transportsektorn och på situationen för alternativ användning av biobränsle (se även avsnitt 2.1 och 2.2). Tidigare systemstudier tyder på att kostnaden för att byta bränsle i transportsektorn är högre än kostnaden för att byta bränslen i övriga sektorer och att biobränslen därför används mest kostnadseffektivt i andra sektorer.

Inom projekt Biokombi Rya har en delstudie genomförts som särskilt fokuserat på biodrivmedels långsiktiga konkurrenskraft. Frågan har varit vilken energiteknik och energitillämpning som kan betala mest för biomassan och samtidigt konkurrera med andra tillförselsalternativ i sin sektor. En statisk modell har använts, som utgående från tillgängliga (fossila) alternativ bestämmer *betalningsförmågan* för biomassa inom el-, värme- och transportsektorerna (drivmedel för personbilar) under olika förutsättningar (se vidare BKR:17). Betalningsförmågan i en sektor är här lika med det högsta pris för biobränsle som någon av bioteknikerna kan betala och samtidigt producera till samma pris som billigaste fossiltekniken i den sektorn, vilken alltså sätter ett tak på betalningsförmågan. Alla beräkningar avser nya anläggningar; befintligt energisystem bortses ifrån i den här långsiktigt inriktade delstudien.

Metoden tar **inte** hänsyn till dynamisk knapphet, d v s begränsningar i utbyggnadstakt och att den totala resurstillgången är ändlig, eller skaleffekter, d v s att efterfrågan inom olika sektorer är olika stor samt att tillgången till biobränsle kan vara begränsad.

Två viktiga utgångspunkter för studien har varit att tillgången till mark och bioresurser är begränsade och bara kan stå för en del av den framtida energitillförseln samt att använda antaganden avser en framtid då tekniken för biobränsleförgasning har kostnader i paritet med andra, jämförbara tekniker. Den transportsektor som avses här är användningen av drivmedel för personbilar.

På detta sätt har följande viktiga områden kunnat identifieras (utöver kostnaden för utsläpp av CO₂), som påverkar förutsättningarna för biodrivmedels konkurrenskraft:

- Perspektiv på och marknad för fossila bränslen.
- Möjligheterna till insamling och undanlagring av CO₂ (CCS) och då särskilt

om denna möjlighet kan utnyttjas även för biobränsle (BECS).

- Skillnader i egenskaper och kostnader för distribution och användning av biodrivmedel.
- Elektrifiering av bilens drivlina.
- Användning av ekonomiska styrmedel och då särskilt styrmedel som är icke-sektorsneutrala.
- Drivmedelsskatt eller motsvarande, vilket är en nödvändighet för att uppnå energieffektiva persontransporter.

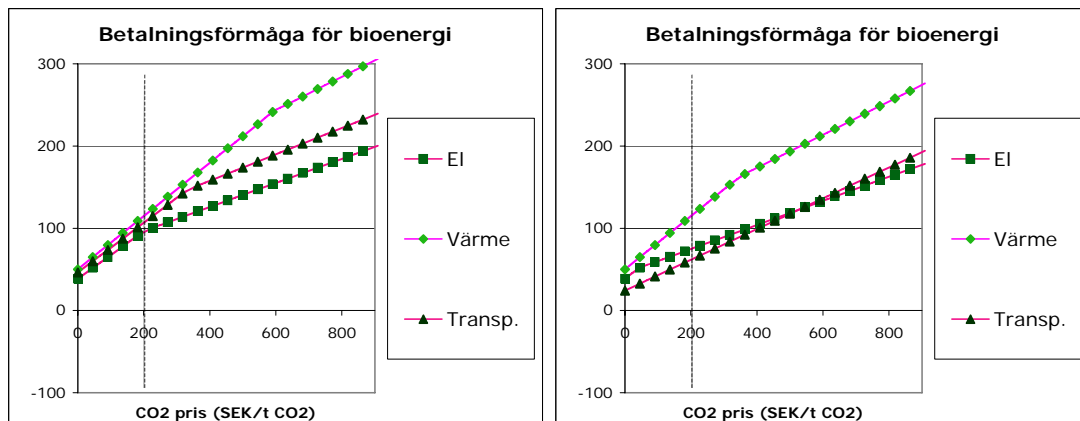
Sammanfattningsvis visar studien på att följande faktorer talar *för* biodrivmedel, vilka i första hand skulle produceras via förgasning:

- Dyr oljeimport.
- Kol på marginalen i alla sektorer.
- Sektorsspecifika styrmedel, som t ex drivmedelscertifikat, som gynnar biodrivmedel.
- Storskalig avkolning (CCS) inom värme och elsektorerna samtidigt som undanlagring av CO₂ från biobränsleanläggningar (BECS) inte tillåts eller missgynnas.

Faktorer som talar *emot* biodrivmedel är på samma sätt:

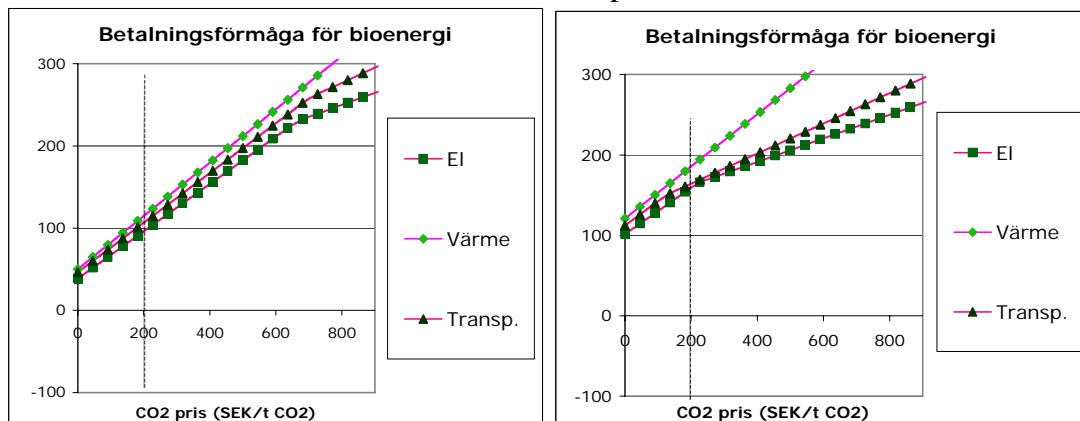
- Låga oljeutvinningskostnader.
- Sektorsspecifika styrmedel, som t ex elcertifikat, som gynnar användning av biobränsle för elproduktion.
- Teknisk utveckling som innebär betydligt sänkta kostnader för alternativ för CO₂-fria transporter, d v s till exempel betydligt högre verkningsgrad för produktion av cellulosäetanol eller kraftiga kostnadssänkningar för elbatterier, talar särskilt mot *förgasning* som omvandlingsteknik.

Som framgår av Figur 2.2 visar sig betalningsförmågan för bioenergi vid *låga CO₂-priser* vara mycket låg om inte alla fossilbränslen är dyra. Vid *måttliga CO₂-priser* ökar betalningsförmågan snabbast i värmesektorn medan ökningen i transportsektorn är lika eller högre än i elsektorn. Vi måste alltså åtminstone ha dyra fossilbränslen *eller* höga CO₂-priser för att, i de tillämpningar som diskuterats här, bioenergi överhuvudtaget blir intressant (utöver användning av gratis eller nästan kostnadsfria restprodukter). Under förutsättningarna i Figur 2.2 – utan inlåsnings av oljeanvändning i transportsektorn och utan insamling och lagring av CO₂ – är det genomgående värmesektorn som har högst betalningsförmåga.



a) Låga fossilbränslepriser

b) Högt oljepris relativt naturgas- och kolpris.



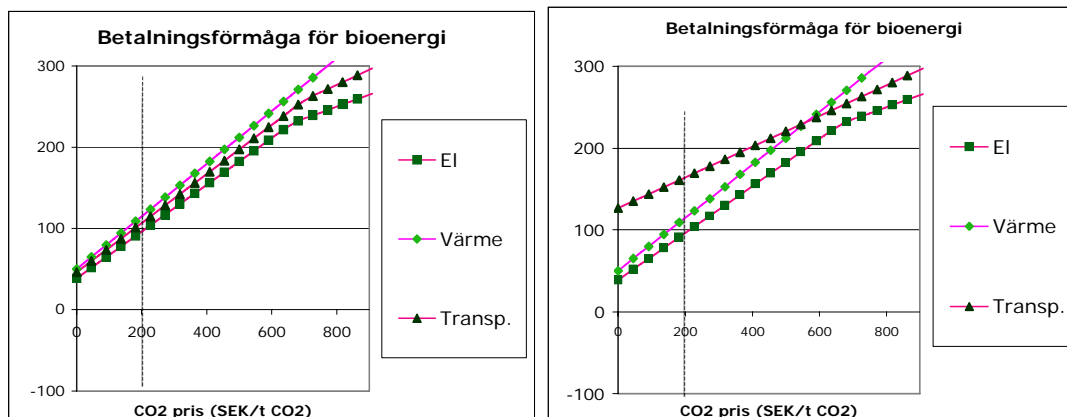
c) Högt olje- och naturgaspris relativt kolpris

d) Höga fossilbränslepriser

Figur 2.2 Betelningsförmåga för biobränsle (i SEK/MWh_{bränsle}) i olika sektorer för fyra olika scenarier för fossilbränslepriser (från BKR:17). Insamling och lagring av CO₂-utsläpp ej tillåten.

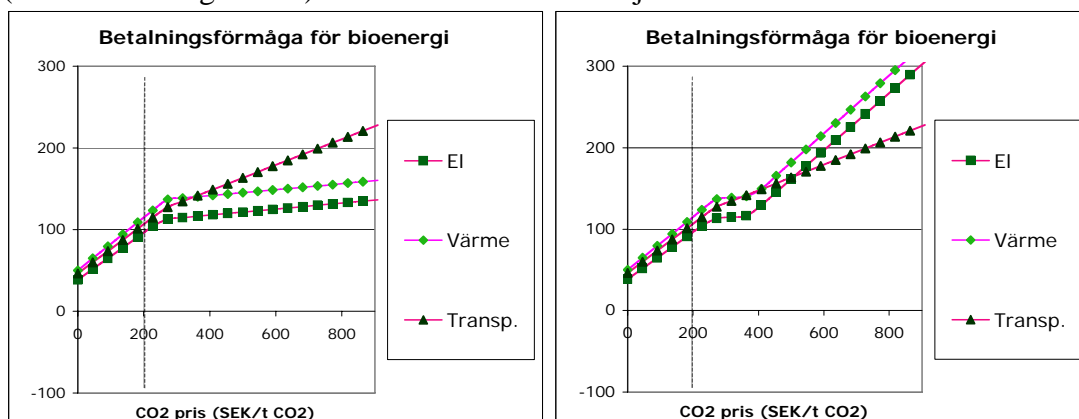
Om det enda fossila bränslet i transportsektorn är olja (som hittills varit fallet), konkurrerar biodrivmedel bara med bensin och diesel och betelningsförmågan för biodrivmedel blir hög förutsatt att oljepriset är högt (se Figur 2.3 b). Betelningsförmågan ökar dock inte lika snabbt med ökande CO₂-pris som i andra sektorer. Detta beror på lägre verkningsgrad i produktionsledet för biodrivmedel relativt oljeprodukterna. Biodrivmedlens konkurrensförmåga minskar alltså initialt med ökande CO₂-pris, vilket också konstaterats i andra studier.

Vid höga CO₂-priser blir ”kapplöpningen” om insamling och lagring av CO₂ mellan fossila bränslen och biobränslen en viktig faktor för konkurrenskraft och betelningsförmågan för biobränsle. Utan undanlagring av CO₂ ökar betelningsförmågan för biobränsle inom samtliga sektorer med ökande CO₂-priser. Om undanlagring från fossila bränslen (CCS) ligger ”steget före” tas denna relation bort, vilket ger ett tak på betelningsförmågan för biobränsle inom värme- och elsektorerna. Transportsektorn får då högst betelningsförmåga för biobränsle (se Figur 2.3 c). Om eller när undanlagring av CO₂ även från biobränsleanläggningar blir möjligt återställs relationen mellan sektorerna vid ett ökande CO₂-pris (se Figur 2.3 d).



a) Ingen lagring av CO₂ (CCS).
(samma som Figur 2.2c)

b) Ingen CCS. Fossila drivmedel endast från olja.



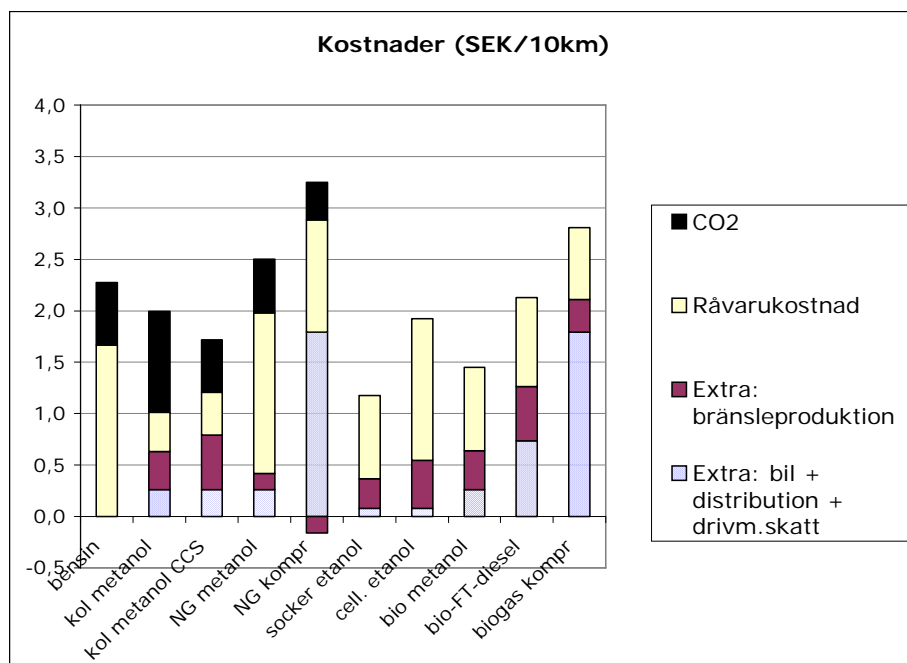
c) Lagring av fossil CO₂.

d) Lagring av CO₂ från både fossila bränslen och bibränslen.

Figur 2.3 Betelningsförmåga för biomassa (i SEK/MWh_{bränsle}) vid högt olje- och naturgaspris relativt kolpriser, för olika förutsättningar (från BKR:17).

Vilken sektor som har högst betelningsförmåga för biobränslet varierar alltså med antagandena. Generellt kan man dock säga att så länge biobränslet ersätter fossilt kol (utan CCS), så är det relativt egalit i vilken sektor man satsar. Detta är till exempel fallet i Figur 2.3 a), där biobränslet ända upp till ganska höga CO₂-priser konkurrerar med kol i samtliga sektorer. Det är också i dessa fall som biobränslet gör störst CO₂-nytta, eftersom det ersätter det bränslet som har högst specifikt CO₂-utsläpp (fossilt kol). *Biodrivmedel är alltså ekonomiskt och ur CO₂-reduktionssynpunkt inte nödvändigtvis sämre än något annat så länge man ersätter kolbaserade drivmedel.* Detta beror på att biobränsle ersätter ett annat fast bränsle och relationerna kostnadsmässigt och verkningsgradsmässigt är av liknande karaktär i de olika sektorerna.

Fram till dag har vi haft *olja* i transportsektorn oavsett nivån på oljepriset. Vid låga fossilbränslepriser hotas inte detta förhållande. Vid enbart olja som fossilt bränsle i transportsektorn samt höga oljepriser relativt övriga fossilbränslen har biodrivmedel *högre betelningsförmåga* än värme- och elsektorerna.



Figur 2.4 Kostnader för olika drivmedelskedjor för personbilar (från BKR:17). Medräknade kostnader är energiråvaru-kostnader och CO₂-priset, samt merkostnader för bränsletillverkning, distribution och utrustning i bil (jämfört med kostnader för bensinsystemet). Antaganden: högt olje- och naturgaspris relativt kolpris, CO₂-pris 400 SEK/ton CO₂, biobränslepris 10 öre/kWh.

När man tittar närmare på olika typer av biodrivmedel, visar det sig att på längre sikt och med mogen teknik för framställning av olika biodrivmedel kommer kostnaderna i *distribution och användning* att vara en viktig faktor i valet av drivmedel till personbilar (se Figur 2.4). Så länge förbränningsmotorer används, talar detta för *flytande drivmedel* (se stapeln för bio-metanol i samma figur).⁷ De höga distributions- och fordonskostnaderna för t ex gasdrift slår väldigt hårt på de totala kostnaderna för olika drivmedelskedjor. I det sammanhanget är skillnaden mellan olika produktionsanläggningar relativt liten.

Valet av drivmedelskedja för transporter påverkas också starkt av hur hög prisnivå för drivmedel är. Vid etablerade europeiska nivåer på *drivmedelsskatter* lönar sig drivmedelskedjor med hög effektivitet i bilen, från tankställe till hjul, bättre⁸. Detta *påverkar i mindre grad valet av drivmedel* för förbränningsmotorsystemen. Men om man utökar tillgängliga alternativ med ny, effektiv teknik blir situationen en annan. En drivmedelsskatt gör därmed att hybridlösningar kan bli intressanta. Den gynnar också bränsleceller och speciellt eldrift rejält. Vid etablerade europeiska prisnivåer dominerar drivmedelsskatten de energirelaterade kostnaderna i kedjan efter produktionen av drivmedel.

⁷ Etanol producerad från socker finns med i Figur 2.4 som jämförelse, men tillåts inte konkurrera gentemot övriga, eftersom tillgången är betydligt mer begränsad.

⁸ Drivmedelsskatten premierar dock inte högre verkningsgrad i tillverkning och distribution av drivmedel.

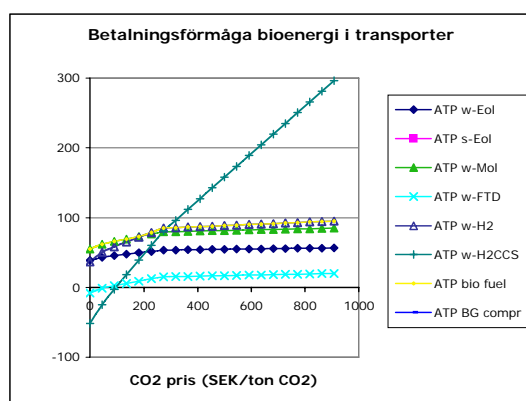


Fig 2.5 Betalningsförmåga (i SEK/MWh_{bränsle}) för olika biodrivmedel med låg merkostnad för bränsleceller (2000 USD per bil) och med CCS (från BKR:17). Antaganden: låga fossilbränslepriser, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e.. Kvalitativt är det också samma skillnad för alla de scenarier för fossilbränslepriser som använts i denna studie.

Med billiga bränsleceller får väte från biobränsle med avkolning mycket starkt ökande konkurrenskraft med ökande CO₂-pris (se Figur 2.5). Den får då *lika stor betalningsförmåga* som el- och värmesektorerna. Vätgas och bränsleceller för transporter ger med andra ord samma effekt för transportsektorn som BECS för den stationära sektorn. Användning av kostnadseffektiva bränsleceller är alltså ingen konkurrent till bioförgasning för biodrivmedel, men gynnar biodrivmedlet vätgas särskilt.

Elbilar innebär en principiell konkurrent till bio- och andra drivmedel, och sätter ett *tak på betalningsförmågan* för biodrivmedel.⁹ Taket bestäms av extrakostnaderna för elbilar relativt bränslelilar. Faktisk merkostnad för rena elbilar är idag långt från dem som blir intressanta här. Batterikostnaden är mest avgörande.

En eldriftsteknik med stor potential är *plug-in hybrid* som, relativt rena elbilar, spar in mycket på dyrbar batterikapacitet utan att förlora alltför mycket av den effektiva eldriften och som relativt rena hybrider sparar på energi och bränsle med måttlig extra batterikapacitet. Denna teknik kombineras med fördel med flytande drivmedel, som erbjuder låga fasta kostnader. Tekniken är konkurrerar därför inte med biodrivmedel utan snarare kan eldriften bli *ett komplement* som kan göra det möjligt för begränsade bioenergiesurser att fylla transportbehovet.

För närvarande pågår en effektivisering av bilens drivlina, vilket omfattar en snabb utveckling av hybridbilar. Därmed läggs grunden för elektrifiering av bilen och ett antal olika alternativ för energitillförsel och energilagring ombord möjliggörs. Biodrivmedlens långsiktiga roll i denna utveckling är än så länge öppen. Viktiga faktorer utanför biodrivmedlens område som kan ha stor betydelse är teknik-utvecklingen inom lagring av el och väte, bränsleceller samt uthållig CO₂-fri elproduktion.

⁹ Eftersom elbilar av flera skäl inte är helt jämförbara med bilar med förbränningsmotor kan man tänka sig en differentiering av marknaden, med elbilar inom vissa nischer. I så fall kan bränsle- och elbilar förekomma parallellt och vara *komplement* till varandra.

Exempel på litteratur om konkurrenskraften för biodrivmedel ur systemperspektiv

Azar C., Lindgren, K., Andersson, B.A., *Global energy scenarios meeting stringent CO₂ constraints – cost effective fuel choices in the transportation section*, Energy Policy 31 (2003), 961-976

Hamelinck, C. N. and A. P. C. Faaij "*Outlook for advanced biofuels.*" Energy Policy 34 (2006), 3268-3283

3 Fallstudie Rya Kraftvärmeverk i Göteborg

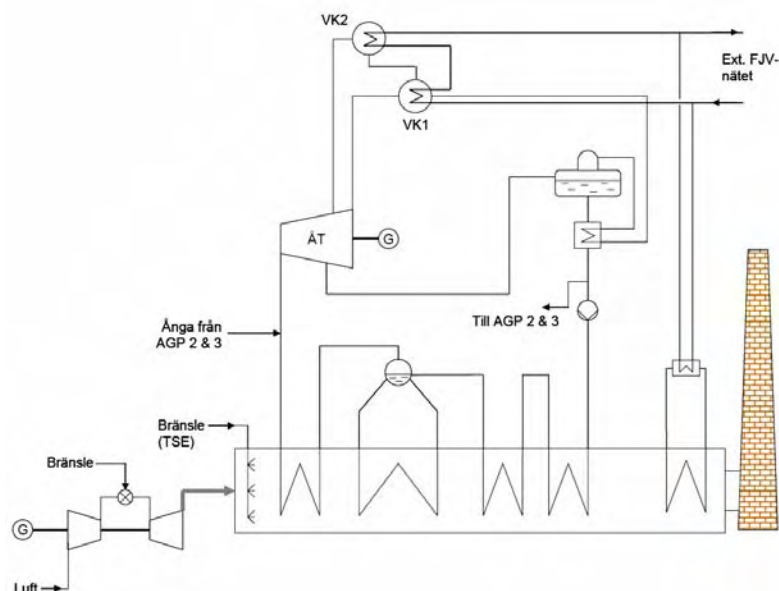
I projektet Biokombi Rya har Rya Kraftvärmeverk (Rya KVV), som en del av Göteborgs fjärrvärmesystem, använts som fallstudie. Det finns flera skäl till att denna projektet fokuserat på just denna fallstudie:

- Uppbyggnad av bibränsleförgasning i kombination med kraftvärme kräver ett stort värmeunderlag, vilket finns i Göteborgs fjärrvärmesystem.
- Transport av bibränsle till en stor anläggning för bibränsleförgasning underlättas kraftigt av tillgång till hamn, vilket finns i Göteborg.
- I Göteborg finns nu också ett naturgaskombikraftvärmeverk, tillräckligt stort för att delvis kunna konverteras till förgasat bibränsle. Denna kombination har varit av särskilt intresse i projektet.

3.1 Rya kraftvärmeverk som naturgaseldad anläggning

Rya KVV är Göteborgs nya kraftvärmelanläggning som har byggts mer eller mindre parallellt med projektet Biokombi Rya och togs i bruk i slutet av 2006. Rya KVV är en naturgaseldad gaskombianläggning placerad i Ryahamnen. Investeringen motiveras av bland annat:

- Expansion av Göteborgs Energis fjärrvärmeverksamhet kräver utökad produktionskapacitet. Bolaget har dessutom liten egen baslastproduktion.
- Delar av befintlig produktionskapacitet är mycket sårbar då värmepumparna kan komma att stängas av vid elbrist.
- Göteborg har idag en mycket liten egen elproduktion som vid ett krisläge inte räcker för att tillgodose viktiga samhällsfunktioner.

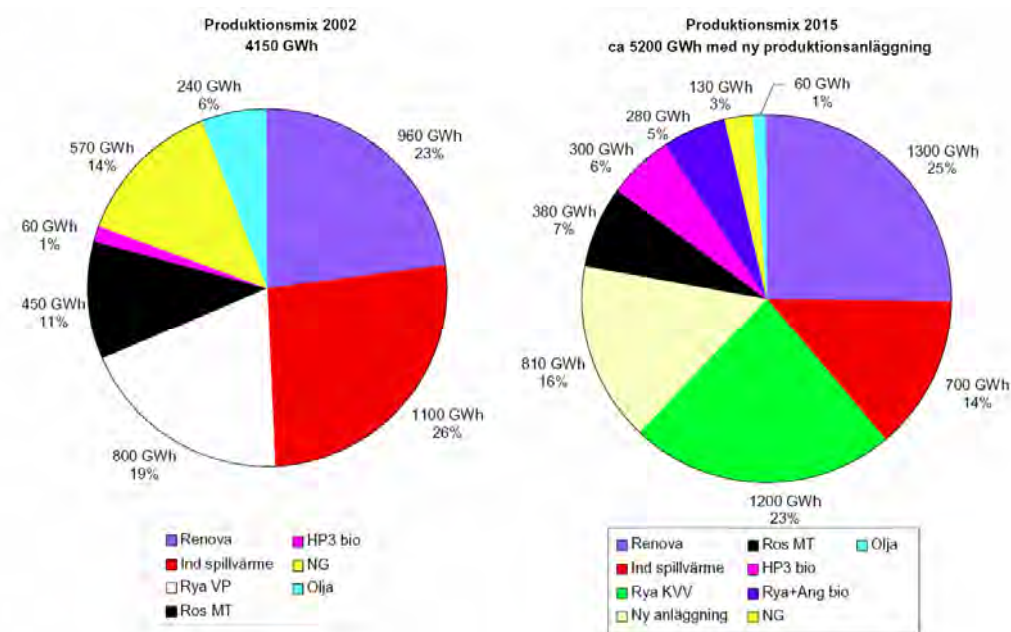


Figur 3.1 Schematisk bild över Rya kraftvärmeverk. För mer information om Rya Kraftvärmeverk, se BKR:1 och däri angivna referenser.

Rya KVV är utformad som en kombicycle och består av 3 gasturbiner¹⁰ med var sin avgaspanna och en gemensam ångturbin (se Figur 3.1). Med tillsatseldning (naturgas) och kombidrift uppgår maximal produktion till 261 MW el och 294 MW värme vid bränsloeffekten 600 MW. Detta ger en elverkningsgrad på ca 44 % och en totalverkningsgrad på ca 92 %. Drifttiden har uppskattats till 7 – 8 månader per år (ca 5000 timmar) och totalt beräknar man leverera ca 1,25 TWh el och 1,45 TWh värme per år.

3.2 Göteborgs fjärrvärmesystem

Göteborgs fjärrvärmenät är Sveriges största sammanhängande nät och Rya kraftvärmeverk kommer att bli en viktig del av detta. I Göteborgs fjärrvärmesystem producerades år 2004 drygt 3 800 GWh värme. Prognosen är dock att produktionen ska öka med ca 600 GWh till år 2008 för att därefter vara nära konstant fram till 2015.



Figur 3.2 Uppskattad produktionsmix för 2015 (2002 med som jämförelse) från Göteborgs Energiplan 2005. Särskilt noterbart är att en ny produktionsanläggning (förutom Rya kraftvärmeverk) är inkluderad från år 2010.

Innan Rya KVV togs i drift dominerades produktionen av köpt värme från avfallsförbränning (Renova) och raffinaderier (Shell och Preem). Dessa stod år 2004 för 58 % av värmeproduktionen. Efter det att Rya KVV tagits i bruk förändras naturligtvis produktionssammansättningen. Rya kraftvärmeverk kommer att fungera som en produktionsanläggning för bas- eller mellanlast. I underlaget till Göteborgs ”Energiplan 2005” finns en uppskattning över effektbehov och produktionsmix fram till år 2015. Uppskattad produktionsmix för värmeleveranserna år 2015 visas i figur 3.2.

Den framtida betydelsen av Rya KVV i Göteborgs fjärrvärmesystem och dess drifttid beror naturligtvis på utvecklingen av total efterfrågan på värme för uppvärmning av byggnader inom fjärrvärmesystemet. Andra faktorer som är viktiga är den framtida tillgången på spillvärme från raffinaderierna och fortsatt användning av avlopps-

¹⁰ Av typen Siemens SGT-800, tidigare ABB Stal GTX-100.

värmepumpar. En möjlighet som diskuteras för att förlänga drifttiden för den här typen av anläggningar är att bygga upp anläggningar med värmebehov under tider då värmelasten annars är liten (till exempel torkning av biobränsle för pelletstillverkning under vår och höst) i anslutning till fjärrvärmenätet.

3.3 Förutsättningar för konvertering av Rya kraftvärmeverk

Rya kraftvärmeverk har konstruerats för att uppnå hög verkningsgrad och prestanda vid eldning med naturgas. Anläggningen är också byggd som en utpräglad kraftvärmeanläggning, vilket innebär att elverkningsgraden är förhållandevis låg för en gaskombicycle (ca 44 %). Anläggningen har levererats av Siemens Industrial Turbines AB och det är också Siemens som har bidragit med information om förutsättningarna och möjligheterna för konvertering av anläggningen till biobränslebaserad bränslegas.

Utan ombyggnad av gasturbiner och brännare kan anläggningen enbart ta emot en mycket liten mängd bränslegas. Den biobränslebaserade gasen har ett betydligt lägre värmevärde än naturgasen och andra strömningstekniska egenskaper, vilket inverkar på gasturbinernas drift. För hela anläggningen, med gasturbiner, avgaspannor och tillsatseldning skulle naturgasen kunna blandas ut med 17 MW bränslegas av den sammansättning som fås från en atmosfärisk, luftblåst förgasare. Detta motsvarar alltså mindre än 3 % på energibas av anläggningens totala bränsleeffekt (600 MW).

Med ombyggnad av Rya Kraftvärmeverk kan dock anläggningen i princip konverteras helt och hållet till biobränslebaserad gas. Här har dock *försörjning av en linje* med gasturbin och avgaspanna (med undantag för den naturgas som krävs för att klara flamstabiliteten) undersökts. En tredjedel av anläggningen antas alltså konverteras till förgasat biobränsle.

Detta kräver ombyggnad av gasturbinernas brännkammarsektion. Dessutom kan gasturbinen behöva modifieras för att kunna hantera bränslen innehållande mycket ballast (större volymflöden), vilket ökar maskinens tryckförhållanden. Detta justeras här genom en luftavtappning efter gasturbinens kompressor, för att undvika stora förändringar av gasturbinens expander. Även avgaspannan får en ändrad driftpunkt, eftersom massflödet ökar och avgastemperaturen sjunker. Avgaspannan har dock antagits kunna producera samma ångflöde och av samma kvalitet som med naturgas, genom att rökgasflödet kan höjas.

Rya kraftvärmeverk är slutligen utformat med endast en, hög, trycknivå för ånga (100 bar), vilket också begränsar integrationsmöjligheterna. Ånga på lägre trycknivåer kan därför varken tillföras ångturbinen eller tappas av för att användas t ex i en extern biobränsletork. Ångsystemen för biobränsleförgasningen och Rya Kraftvärmeverk har därför inte kunnat integreras i något av huvudfallen.

4 Scenarier och energipriser

För att underlätta analysen och jämförelsen av resultat från olika delprojekt inom Biokombi Rya har gemensamma scenarier för projektet använts. Scenarierna beskriver de yttre förutsättningarna för fallstudien, i form av energipriser och styrmedelsnivåer och avser ca år 2020.

Vid utformningen har principerna varit att scenarierna ska spegla en förhållandevis *hög ambitionsnivå* för reducering av växthusgaser, att de ska täcka in ett *utvecklings-
spann* samt att de ska bygga på enkla principer och vara begränsade i antal för att göra studien så *transparent* som möjligt.

Inom projekt Biokombi Rya används sammanlagt fem gemensamma scenarier. Fyra av dem baseras på principiella antaganden om framtida utveckling av energi-
marknaderna. Scenarierna 1 till 4 i Tabell 4.1 är baserade på följande antaganden:

- Framtida nivåer för priset på utsläppsrätter för CO₂.
Två olika priser används; 250 respektive 400 SEK/ton. Den lägre nivån avspeglar en måttlig ökning av ambitionsnivån för CO₂-reduktion. Den högre nivån är vald för att avspegla en högre ambitionsnivå för CO₂-reduktion och är högre än den nivå som behövs för att investera i kolkondensanläggningar med CO₂-avskiljning i elsektorn, enligt rapporter från IPCC (2005) och Elforsk (2005).
- Framtida nivåer på fossilbränslepriser.
Två olika nivåer har använts för pris på olja, naturgas och kol. Dessa knyts till ett oljepris på 37 USD/fat (referensscenario enligt WEO 2005) respektive 62 USD/fat (motsvarande aktuellt pris kvartal 1, 2006).
- Två nivåer för bibränsletillgång.
Inom scenarier 1-3 antas bibränsletillgången vara hög relativt efterfrågan, vilket gör att marginalanvändningen av bibränsle sker genom sameldning i kolkraftverk och att bibränslepriserna är relativt låga.
Inom scenario 4 antas bibränsletillgången tvärtom vara låg relativt efterfrågan, vilket gör att bibränslepriserna blir betydligt högre.
- Förväntad marginalteknik för produktion av el under förutsättningarna inom respektive scenario. På denna marginalteknik baseras också marginalutsläppen av CO₂ knutet till minskad eller ökad elproduktion.

Dessutom har ett scenario använts (Q1-2006) som helt baseras på aktuella priser för första kvartalet år 2006. De fem gemensamma scenarier som används kan därför karakteriseras enligt följande (se även Tabeller 4.1 och 4.2):

Q1-2006 Speglar dagens situation med relativt höga fossilbränslepriser och låga bibränslepriser samt ett högt elcertifikatpris som premierar ”grön” elproduktion. Utgör egentligen ett bibränslesscenario för Sverige.

Scenario 1 (LO-LO) Inga stora förändringar i styrmedelssystem och stabilisering av bränslepriser, men fortsatt utveckling av elproduktion, vilket leder till höjda elpriser.

- Scenario 2 (HI-LO)** Hög klimatambition, men stabilisering av oljemarknaden. Ökad konkurrens om biobränslet och höjda elpriser. Högre CO₂-priser leder till högre biobränslepris och mer klimatvänlig marginaelproduktion.
- Scenario 3 (LO-HI)** Inga stora förändringar i styrmedelssystem, men höga fossilbränslepriser. Fortsatt utveckling av elproduktionen, vilket leder till höjda elpriser.
- Scenario 4 (HI-HI-BioHi)** Hög klimatambition och höga fossilbränslepriser. Hård konkurrens om biobränslet och klimatanpassning av omvärldens energisystem leder till mycket högt biobränslepris och mer klimatvänlig marginaelproduktion.

I Tabell 4.2, nedan, ingår även data för marginella CO₂-utsläpp för biobränsleanvändning. Dessa värden avser inte direkta utsläpp från användningen av biobränsle, utan de ökade CO₂-utsläpp som blir följden av att en viss biobränslemängd *inte* kan användas i någon annan del av energisystemet. Begreppet utgår alltså från att den totala biobränsletillgången är begränsad och att den tillgängliga potentialen används. Inom projektet används dessa data enbart för analysen av vätgasproduktion, som en del av beräkningarna av förändring i koldioxidutsläpp, med den utvidgade systemgräns som används där (se avsnitt 7.3 och Figur 7.3).

Slutligen ingår i de flesta delprojekt ekonomiska data för investeringskalkyler och liknande. Dessa baseras då på en kalkylränta på fem procent och 20 års avskrivningstid. Detta innebär alltså en förhållandevis låg, vilken närmast speglar ett samhälls-ekonomiskt perspektiv.

Tabell 4.1 Sammanfattning av använda scenarier. Scenario Q1-2006 utgörs av dagens aktuella prissammansättning och är inte framräknat utifrån några särskilda antaganden, men är med i tabellen som jämförelse.

	Q1-2006	Scenario 1 (LO-LO)	Scenario 2 (HI-LO)	Scenario 3 (LO-HI)	Scenario 4 (HI-HI-BioHi)
Klimatambition – CO ₂ -pris	(LÅGT)	LÅGT	HÖGT	LÅGT	HÖGT
Oljepris – fossilbränslepriser	(HÖGT)	LÅGT	LÅGT	HÖGT	HÖGT
Scenarieantagandenas påverkan på biobränslepris, elpris och marginaltekniker					
Biobränslepris	(Lågt)	Lågt	Högt	Lågt	Mycket högt
Marginalutsläpp biobränsle	(Högt)	Högt	Högt	Högt	Lågt
Elpris ^a	(Lågt)	Högt	Högt	Högt	Högt
Marginalutsläpp elproduktion	(Högt)	Medel	Lågt	Högt	Lågt

^a Elprisets nivå påverkas främst av antagandet att tillgången till elproduktionskapacitet är knapp och att elpriset därför pressas upp tills det blir ekonomiskt intressant att bygga ny kapacitet.

Tabell 4.2 Energimarknadsscenarioer för 2020. En mer detaljerad beskrivning återfinns i BKR:10.

	Scenario	Q1 2006 ^a	1	2	3	4
CO ₂ -pris ETS Handel	[SEK/ton]	250	250	400	250	400
Elcertifikatpris ^b	[SEK/MWh-el]	204	150	50	150	50
Eol	[SEK/MWh-br]	447	236	236	372	372
Eol, inkl CO ₂ -handel	[SEK/MWh-br]	515	303	344	440	480
Naturgas	[SEK/MWh-br]	283	185	185	262	262
Naturgas, inkl CO ₂ -handel	[SEK/MWh-br]	334	236	266	313	343
Kol	[SEK/MWh-br]	58	49	49	58	58
Kol, inkl CO ₂ -handel	[SEK/MWh-br]	140	130	179	140	189
Biobränsle, pellets	[SEK/MWh-br]	208	228	314	245	425
Biobränsle, flis	[SEK/MWh-br]	142	153	210	164	284
Marg CO ₂ -utsläpp biobränsle	[kg/MWh-br]	327	327	327	327	82
Elpris spot, inkl CO ₂ -handel	[SEK/MWh-el]	363	497	540	531	567
Marg CO ₂ -utsläpp el	[kg/MWh-el]	779	350	100	696	100
Betalningsvilja DME ^c	[SEK/MWh-br]		186	225	322	361
Drivmedelscertifikat (hög) ^d	[SEK/MWh-br]		400	360	400	360

^a Användningen av Scenario Q1 2006 skiljer sig något mellan olika delprojekt, eftersom befintliga skatter och avgifter har hanterats på delvis olika sätt.

^b Ett högre CO₂-pris antas i sig leda till ökad andel el från förnybara källor, vilket automatiskt leder till lägre elcertifikatpris. Minskningens storlek är osäker, men har här antagits till 100 SEK/MWh-el.

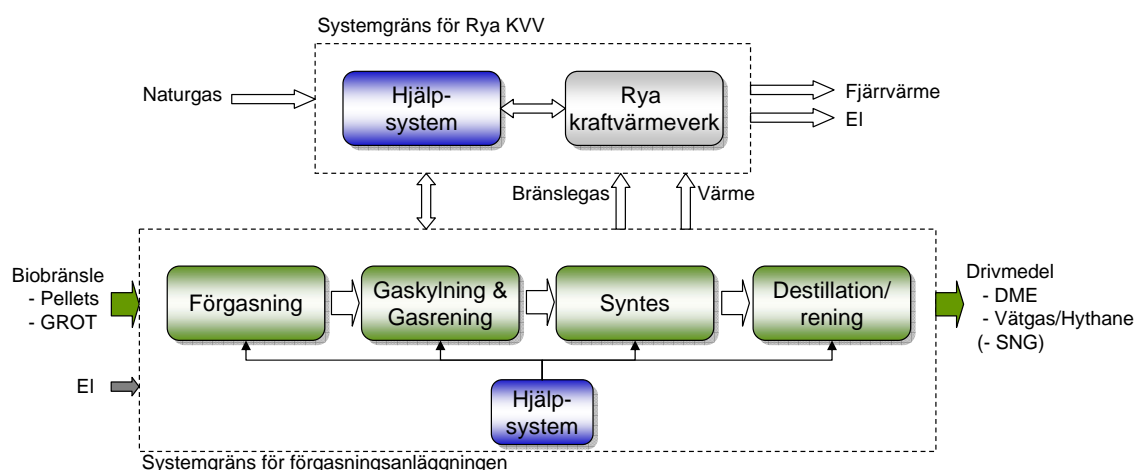
^c Betalningsviljan för DME har härletts utifrån pris på alternativt fossilbränsle (diesel) och distributionskostnader för DME. För mer detaljer se BKR:16.

^d I den regionala studien används även en låg (halverad) nivå på drivmedelscertifikat. För Scenario Q1 2006 används istället dagens skattereduktion för biodrivmedel.

5 Tekniska processalternativ för förgasning

Inom projektet har olika tekniska processalternativ för förgasning av biobränsle för kraftvärmeproduktion enbart eller i kombination med drivmedelsproduktion (kombinat) använts. De processalternativ som använts har valts utifrån deras tekniska lämplighet för den aktuella fallstudien. Processalternativen har specificerats tekniskt och övergripande mass- och energibalanser har tagits fram. Fokus har i första hand legat på möjligheterna att med hjälp av förgasning delvis konvertera ett naturgaseldat gaskombikraftvärmeverk till användning av biobränsle (se Figur 5.1).

Möjligheterna till integration mellan en förgasningsanläggning och Rya KVV har studerats *dels* utan några modifieringar av gasturbinernas eller avgaspannornas brännare och *dels* under förutsättning att en gasturbin med tillhörande avgaspanna anpassas till den biobränslebaserade produktgasen. I och med att anläggningen är optimerad för naturgasdrift har det visat sig att i de förra fallen kan gasturbinerna ta emot en mycket liten andel lågvärdesgas.



Figur 5.1 Principiell skiss över integrationen mellan Rya Kraftvärmeverk och en ev ny förgasningsanläggning, med de systemgränser som använts i BKR:12.

Nedan ges en översikt över de processalternativ som använts mest inom projektet. Ett urval har också gjorts utifrån de resultat som lyfts fram inom syntesrapportens andra kapitel. Under projektets gång har data och information för fler varianter av dessa alternativ arbetats fram. För en fullständig genomgång hänvisas dock till dokumentationen från respektive delprojekt (framförallt BKR:12).

5.1 Processalternativ för kraftvärme

Fyra olika kraftvärmealternativ för integration mellan en anläggning för biobränsleförgasning och Rya KVV har studerats, i enlighet med Tabell 5.1.

Tre av kraftvärmealternativen bygger på en luftblåst atmosfärisk förgasare där produktgasen används till både gasturbin och avgaspanna i Rya KVV. För den större anläggningen finns två alternativ, beroende på hur flisen torkas. Som en följd av att man valt att låta ångproduktionen till ångturbinen vara oförändrad jämfört med naturgasfallet har dessa två alternativ olika total bränsleeffekt.

Slutligen har man i vissa av delprojektrapporterna även räknat på metanisering av den biobränslebaserade produktgasen som ett rent kraftvärmealternativ.

Tabell 5.1 Processalternativ för kraftvärme (se även BKR:12). GROT = Grenar och toppar. Fokus ligger på alternativet i *fetstil* i resterande delar av rapporten.

	Oxidant	Bränsle	Tryck	Bränsle-effekt MW (LHV)
<i>Kraftvärme för Rya KVV idag</i> KV befintlig. Produktgas till gasturbiner + avgaspannor	Luft	Pellets	Atm	23 MW
<i>Kraftvärme för ombyggd Rya KVV</i> KV ombyggd, ångtork. Produktgas till gasturbin + avgaspanna	Luft	GROT/flis	Atm	236 MW
KV ombyggd, rökgastork. Produktgas till gasturbin + avgaspanna.	Luft	GROT/flis	Atm	209 MW
<i>Kraftvärme med biobränslebaserad SNG^a</i> Metanisering av produktgas, SNG till gasturbin + avgaspanna	Syrgas	Pellets alt GROT/flis	Trycksatt	274 MW alt 242 MW

^a Samma processalternativ som ”Energikombinat för SNG-produktion i Tabell 5.3.

Dessutom ingår två mer generaliserade kraftvärmealternativ i projektet. Även dessa alternativ avser delvis konvertering av ett naturgaseldat gaskombikraftvärmeverk, men är inte direkt knutet till Rya KVV (se Tabell 5.2).¹¹ I dessa alternativ bygger dimensioneringen på konvertering av ca 45 % av naturgasanläggningens bränsleeffekt till biobränsle, vilket innebär att ca 38 % av energin in till gasturbinerna ersätts av förgasat biobränsle.

Tabell 5 Generaliserade kraftvärmealternativ (se även BKR:4).

	Oxidant	Bränsle	Tryck	Biobränsle-effekt MW (LHV)
<i>Kraftvärme</i> KV generell, hög alfa. Produktgas till gasturbin, alfavärde = 1,3 (för naturgasdrift)	Luft	GROT/ flis	Trycksatt	13/32/82
KV generell, låg alfa. Produktgas till gasturbin, alfavärde = 0,9 (för naturgasdrift)	Luft	GROT/ flis	Trycksatt	10/22/63
<i>Kommentar</i>	Dessa beräkningar har gjorts för tre storlekar på fjärrvärmesystem: 250 GWh/år, 500 GWh/år och 1000 GWh/år samt för ett naturgaskombikraftvärmeverk som är optimerat för respektive system. De har även gjorts för olika mängd spillvärme i systemet. För effekterna ovan har 30% spillvärme antagits för de två större systemen och 0% för det minsta.			

5.2 Processalternativ för drivmedelsproduktion i kombinat

Inom projektet har processalternativ för flera olika slags kombinat för produktion av el, värme och drivmedel använts, i enlighet med Tabell 5.3. Dessa processalternativ kan delas upp efter deras huvudsakliga produkt, utöver el och värme:

¹¹ Dessa kraftvärmealternativ ingår också i den avslutande delen av Åsa Marbes doktorsavhandling och sammanfattas i Rapport BKR:4.

- **Kombinat för produktion av dimetyleter (DME)**
Konkreta processalternativ har använts för fallet utan modifieringar i dagens Rya KVV (se Tabell 5.3 och avsnitt 7.1). DME-produktion vid en ombyggnad av Rya KVV diskuteras kvalitativt i avsnitt 7.1.
- **Kombinat för produktion av syntetisk naturgas (SNG)**
Inom Biokombi Rya har ett processalternativ för produktion av SNG beräknats (se Tabell 5.3 och avsnitt 7.2). I detta fall antas hela gasproduktionen omvandlas till en gas med tillräckligt hög metanhalt för att vara helt utbytbar mot naturgas. Detta innebär att frågan om en ombyggnad av Rya KVV inte blir relevant.
- **Kombinat för vätgasproduktion**
Biobränslekombinat för vätgasproduktion är en mer långsiktig teknik. Flera varianter för själva vätgasproduktionen diskuteras närmare i avsnitt 7.3. Samtliga bygger dock på samma typ och storlek av förgasningsanläggning och sammanfattas därför som ett processalternativ i Tabell 5.3.

Samtliga dessa kombinalternativ bygger på syrgasblåst, trycksatt förgasning. Produktgasen reformeras till syntesgas av önskad sammansättning och syntetiseras sedan till respektive produkt. Restgas från syntes levereras, i tillämpliga fall, till Rya KVV. Överskottsånga från processen används för produktion av el och värme till fjärrvärmesystemet. Generellt sett är dock elproduktionen baserad på biobränsle i dessa kombinat lägre än den egna elanvändningen.

Tabell 5.3 Processalternativ för biobränslekombinat (se även BKR:12 och BKR:13).

	Oxidant	Bränsle	Tryck	Bränsle-effekt MW (LHV)
<i>Energikombinat för DME-produktion</i> DME-kombinat. DME-produktion samt restgas till gasturbin, med bränsletork	Syrgas	Pellets alt GROT/flis	Trycksatt	274 MW alt 242 MW
<i>Energikombinat för SNG-produktion^a</i> SNG-kombinat. Metanisering, syntetisk naturgas till gasturbin och ev naturgasnät	Syrgas	Pellets alt GROT/flis	Trycksatt	274 MW alt 242 MW
<i>Energikombinat för vätgasproduktion^b</i> H ₂ -kombinat. Vätgasproduktion samt restgas till gasturbin och avgaspanna	Syrgas	Pellets	Trycksatt	274 MW

^a Detta är samma processalternativ som ”Kraftvärme med biobränslebaserad SNG” i Tabell 5.1. Eftersom SNG-anläggningen designats som en helt fristående anläggning är det inte självklart att se den som ett kombinat med Rya KVV. I de flesta avseenden är den dock helt jämförbar med anläggningarna för produktion av DME respektive H₂.

^b Kombinatet för vätgasproduktion baseras på samma anläggning för biobränsleförgasning som DME-kombinatet. I detta fall har alternativet baserats på pellets som bränsle.

6 Biobränsleförgasning för produktion av kraftvärme

Förgasning av biobränsle för el- eller kraftvärmeproduktion motiveras av att produktgasen kan eldas i en gaskombicycle. Genom att gaskombicykeln ger en förhållandevis hög elverkningsgrad finns det förutsättningar för att verkningsgraden från biobränsle till elproduktion blir högre än för konventionell kraftvärme baserad på biobränsle. Konventionell elproduktion från biobränsle bygger på förbränning i kombination med ångcykel.

Genom att bygga en anläggning för förgasning i anslutning till ett befintligt kraftvärmeverk med naturgaskombicycle skulle man delvis kunna konvertera detta till biobränsle med hög elverkningsgrad. Det skulle kunna vara ett intressant sätt att introducera en ny teknik som förgasning samtidigt som man begränsar de totala investeringskostnaderna och får en totalt sett mer flexibel anläggning (för varierande energimarknader).

Inom projektet Biokombi Rya har förgasning av biobränsle för kraftvärmeproduktion integrerad med ett naturgaskombikraftvärmeverk analyserats, baserat på förutsättningarna för Rya KVV. Flera olika kraftvärmealternativ för konvertering av Rya KVV har studerats (se även Tabell 5.1). Det är dock i första hand det alternativ som bygger på att Rya KVV byggs om så att större mängder biobränslebaserad produktgas kan tas emot som är intressant.

Ombyggnaden avser fullständig konvertering av en gasturbin och avgaspanna, alltså motsvarande en tredjedel av Rya KVV. Med flis som bränsle får denna anläggning då en effekt på ca $240 \text{ MW}_{\text{bränsle}}$ (LHV, huvudfall med ångtork). Förgasningsanläggningen antas vara placerad i anslutning till Rya KVV och är baserad på atmosfärisk luftblåst förgasning i fluidiserad bädd. Ombyggnaden innebär modifieringar i gasturbinens brännkammarsektion, gasturbinens tryckförhållanden och avgaspannans rökgasflöde. Dessa modifieringar diskuteras närmare i avsnitt 3.3 samt i BKR:12.

Två olika beräkningsfall rörande teknikvalet för torkning av bränslet (flis) har använts. Det ena utgår från en ångtork och det andra från en rökgastork. Alternativet med ångtork betraktas som huvudfall. För rökgasalternativet innebär den föreslagna processlösningen att gaskylningen sker med ångproduktion vid högt tryck. Dessutom skulle själva torken bli mycket stor och öka risken för luktproblem.

Den interna elanvändningen i en luftblåst atmosfärisk förgasningsanläggning för kraftvärme är lägre än för syrgasblåst trycksatt förgasning (som används i processalternativen för drivmedelsproduktion). Trots att den luftblåsta processen inte kräver någon syrgasproduktion är elanvändningen ändå betydande. Förklaringen ligger i att den producerade gasen måste trycksättas för leverans till gasturbinen med hjälp av en eldriven gaskompressor. I en trycksatt process produceras däremot gasen vid högt tryck och behöver därför inte komprimeras i efterhand.

Sammantaget visar analysen av lämplig teknisk utformning av biobränsleförgasning för kraftvärme att (se även Tabeller 6.1 till 6.3):

- Ombyggnad av en linje i Rya KVV förväntas vara rimligt och prestandan från bränslegas till el och värme bedöms kunna ske med i princip samma verkningsgrader som för naturgas. Det finns dock en viss osäkerhet vad gäller avgaspannans kapacitet för ökande volymflöden.

- Förgasning av biobränsle till en ombyggd linje i Rya KVV kan ske med en elverkningsgrad på 32-35 % och en totalverkningsgrad på ca 80 % räknat från biobränsle in (LHV).

Omvandlingen från bränslegas till el och värme i Rya KVV sker med betydligt högre verkningsgrad. Produktionen av bränslegas motsvarar dock ca 85 % av använt biobränsle och förgasningsanläggningen är dessutom en betydande nettoanvändare av el, vilket sänker den slutliga verkningsgraden.

- Vid dellast bedöms totalverkningsgraden för den ombyggda linjen vara ungefär densamma, medan elverkningsgraden sjunker, som lägst till ca 26 %, räknat från biobränsle.
- *Utan ombyggnad* av Rya KVV blir förgasningsanläggningen för liten för att vara ekonomiskt intressant. *Produktion av SNG* primärt för kraftvärme-produktion ger totalt sett en låg elverkningsgrad från biobränsle till el och är därför inte heller det intressant.

Sammantaget visar systemanalysen för kraftvärmealternativen att:

- Förgasning för kraftvärme med ombyggnad av en linje i Rya KVV är ekonomiskt intressant jämfört med dagens system, förutsatt ett *lågt biobränslepris relativt fossilbränslepriset* och höga elcertifikatpriser. I de scenarier som använts här återfinns dessa förutsättningar i kombination med ett lågt CO₂-pris (framförallt scenario 3 LO-HI och scenario Q1-2006).

I dessa scenarier körs alltså linjen för förgasat biobränsle i första hand och får relativt långa drifttider (ca 5500 timmar), vilket ger en förhållandevis god ekonomi för förgasningsanläggningen (se Figur 8.3). Anläggningen är däremot inte ekonomiskt intressant i Scenario 4 (HI-HI-BioHi) med högt biobränslepris och lågt elcertifikatpris (och högt CO₂-pris), vilket visar på känsligheten i anläggningens lönsamhet.

För samtliga scenarier bidrar anläggningen till att de lokala utsläppen av CO₂ från systemet minskar (från 100 kton/år i Scenario Q1 2006 till ca 270 kton/år i Scenario 3) jämfört med referenssystemet för respektive scenario (se även Figur 8.4)

- För fjärrvärmesystemen i regionen som helhet finns det, enligt modellresultaten och för de scenarier som använts, starka drivkrafter att öka elproduktionen i kraftvärmeverk. Med gynnsamma förutsättningar för biobränslebaserad elproduktion ger *konventionell* biobränslebaserad kraftvärme och konvertering av biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärme bäst ekonomi. Som diskuteras ovan, är förgasning av biobränsle för en ombyggd linje i Rya KVV dock i flera fall mer fördelaktigt än att fortsätta köra Rya KVV med naturgas.
- En *nybyggd* BIGCC, med hög elverkningsgrad¹², konkurrerar, enligt den regionala studien, ut konventionell kraftvärme i Göteborgssystemet i de fall ”grön” elproduktion premieras ekonomiskt (höga elpriser och höga elcertifikatpriser). Med andra ord krävs en tydligt högre elverkningsgrad

¹² Alternativet som används har en elverkningsgrad på 0,43 och totalverkningsgrad på 0,9 (se även Tabell 1).

jämfört med konventionell bi kraftvärme för att förgasning ska vara intressant i konkurrensen med konventionella alternativ.

Resultaten för en BIGCC ovan stämmer också väl med resultaten för de generella kraftvärmealternativen (se Tabell 5.2), som även dessa har högre elverkningsgrad. De resultaten visar att delvis konvertering av NGCC till integrerad förgasning av bi bränsle kan vara ekonomiskt intressant för såväl mindre som större fjärrvärmesystem, förutsatt att det finns ett tydligt mervärde för el producerad från förnybara energikällor, t ex genom elcertifikat.

- För samtliga alternativ och scenarier är drifttiden för anläggningen av stor betydelse för det ekonomiska resultatet. Detta innebär att andelen tillgänglig spillvärme, liksom bränslemixen i fjärrvärmesystemet i övrigt, är betydelsefulla faktorer, eftersom dessa påverkar den optimala drifttiden för anläggningen.

Tabell 6.1 Jämförelse av effekter och verkningsgrader för hela anläggningen (förgasningsanläggning tillsammans med Rya KVV) för de olika kraftvärmefallen (från BKR:12).

	Fall II a – ångtork	Fall II b - rökgastork	Fall IVa SNG	Referens Naturgas
Bi bränsleanvändning, MW (LHV)	236	209	270	-
Renad gas till GT + HRSG, MW(LHV)	198	180	173	-
Mottrycksturbin(intern), MWe	5	-	15	-
GT, producerad effekt, MWe	47	47	75 (Inkl ÅT)	44
Naturgaseldning (stödbränsle)	8	6		200
Ångprod. – motsv elprod i ÅT, MWe	46	46	-	46
Fjärrvärme, inkl Rya, MW	ca 130	ca 95	149	98
Netto elproduktion inkl Rya KVV, MWe	78	75	71	88
Elverkningsgrad, netto-el / bränsle tot	32%	35%	26%	44%
Totalverkningsgrad, (netto-el + fjv)/bränsle	85%	79%	80%	93%

Exempel på litteratur förgasning av bi bränsle för kraftvärme

Marbe, Å., *New opportunities and System Consequences for Biomass Integrated Gasification Technology in CHP Applications*, doktorsavhandling, Chalmers, Göteborg, 2005 (Del av Åsa Marbes avhandling ingår i Biokombi Rya.)

P.L Spath and D C Dayton, *Preliminary Screening – Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas*, December 2003 NREL/TP-510-34929 160pp

Gutierrez J P, Sullivan T B, Feller G J, *Turning NGCC into IGCC: Cycle retrofitting issues*. Proceedings of PWR2006, 2006 Joint Conference of ASME Power and Electric Power, May 2-4 2006, Atlanta, GA, USA

Tabell 6.2 Tekniska beräkningsresultat för de behandlade processalternativen, data angivna i MW (LHV) (från BKR:12).

	Kraftvärme					Energikombinat - DME	
	Fall I	Ångtork Fall IIa	Rökgas- tork Fall IIb	SNG, pellets Fall IVa	SNG, GROT/flis Fall IVb	Pellets Fall Va	GROT/flis Fall Vb
Biobränsleanvändning (pellets, GROT)	23	236	209	274	242	274	242
Elanvändning							
Internkonsumtion ^{a)}	1,4	18	17	20	22	24	26
Intern produktion	-	5	-	15	12	17	12
<i>Nettokonsumtion</i>	<i>1,4</i>	<i>13</i>	<i>17</i>	<i>5</i>	<i>10</i>	<i>7</i>	<i>14</i>
Bränslegasleverans	17	198	180	173	173	11	11
DME	-	-	-	-	-	158	158
Fjärrvärme-/ångproduktion	5	26	42	64	58	ca 25	ca 27
Verkningsgrad till produkt ^{b)}							
Bränslegas	73%	84%	86%	63%	71%	4%	4%
DME	-	-	-	-	-	58%	65%
Fjärrvärme	20%	11%	-	23%	24%	ca 9%	ca 11%
Ånga	-	-	20%	-	-	-	-
Totalt	93%	95%	106%	86%	95%	71%	81%
Biomassa för elproduktion ^{c)}	4,7	44	55	15	33	23,3	46,7
<i>Total biomassanvändning (teoretisk)</i>	<i>28</i>	<i>280</i>	<i>264</i>	<i>289</i>	<i>275</i>	<i>297</i>	<i>289</i>
Verkningsgrader, inkl. biomassa för elproduktion ^{d)}							
Bränslegas	62%	71%	68%	60%	63%	4%	4%
DME	-	-	-	-	-	53%	55%
Fjärrvärme	18%	9%	-	22%	21%	ca 8%	ca 9%
Ånga	-	-	15%	-	-	-	-
Totalt (inkl biomassa för elprod.)	80%	80%	83%	82%	84%	65%	68%

Tabell 6.3 Grovt uppskattade investeringskostnader för kraftvärme- respektive energikombinatfallen för drivmedelsproduktion, angivna i MSEK (från BKR:12).

	Kraftvärme Fall I	Kraftvärme (ångtork) Fall IIa	Kraftvärme (SNG, pellets) Fall IVa	Kombinat (utan tork) Fall Va	Kombinat (med tork) Fall Vb
<i>Direkta anläggningskostnader</i>					
Bränslehantering ^a	-	140	54	54	145
Luftseparationsanläggning ^b	NA	NA	220	220	220
Förgasning, tjärkrackning ^c	48	170	290	290	290
Gaskylning och ångsystem ^d	27	190	150	150	115
Skift, gasrening	NA	-	215	215	215
DME/SNG-syntes	NA	NA	120	355	355
Övriga processdelar ^e	10	40 + ?	155	150	150
<i>Summa anläggningskostnader</i>	<i>85</i>	<i>540 + ?</i>	<i>1 200</i>	<i>1 435</i>	<i>1 490</i>
Engineering, tillstånd, igångkörning mm ^f	20	100	700	760	760
Oförutsett	11	60	180	220	225
Total investering (MSEK)	116	700 + ?	2 080	2 400	2 500

a) Inkluderar även bränsletork där sådan inkluderas i processen.

b) Kryogen luftseparationsanläggning

c) Inkluderar även bränslematning för kraftvärmealternativet, Fall I

d) Inkluderar gasrening och kompression i kraftvärmefallet, respektive ångsystem för energikombinatalternativen. I Fall IIa ingår även gaskompressor.

e) Avser kringssystem som vattenrening, byggnader etc. Fall II bör inkludera kostnaden för ombyggnad av Rya KVV, vilken dock är okänd.

f) Inkluderar lönekostnader under uppstartperioden, byggränta mm.

7 Produktion av biodrivmedel i kombinat

Biobränsleförgasning leder till produktion av syntesgas, som kan användas för syntes av biodrivmedel, som till exempel DME, metanol, Fischer-Tropsch diesel, metan och vätgas. Samma drivmedel kan också produceras från syntesgas producerad ur naturgas eller kol, men blir då naturligtvis inte biobränslebaserade. Sådana fossilbaserade förgasningsanläggningar för drivmedelsproduktion som diskuteras idag är i allmänhet mycket stora (från ca 1000 MW_{bränsle}).

Det finns idag inga anläggningar för biobränsleförgasning och drivmedelsproduktion. Studier av sådana anläggningar avser av praktiska skäl i allmänhet betydligt mindre anläggningar, vilket leder till högre specifika kostnader. Genom integration med andra anläggningar skulle investeringskostnaderna kunna minska och möjligheterna att utnyttja värmeöverskott från processen öka.

Inom Biokombi Rya har produktion av biodrivmedel från förgasning i första hand diskuterats utifrån vilka integrationsvinster som finns vid en samlokalisering med Rya KVV. Utgångspunkten är i samtliga fall syrgasblåst, trycksatt förgasning, men med olika efterföljande processer, beroende på typ av drivmedel. I flera fall ställs dock dessa resultat mot produktion av biodrivmedel i andra typer av system.

Tre olika typer av integration diskuteras:

- Användning av restgaser från drivmedelsproduktionen i Rya KVV för produktion av el (i en befintlig, effektiv gaskombicycle) och fjärrvärme.
- Förbättrat utnyttjande av ångflödena från förgasningsprocessen, vilket skulle kunna leda till högre verkningsgrad (framför allt genom ökad elproduktion).
- Ökat utnyttjande av överskottsvärme genom leveranser till fjärrvärmenätet.

Som framgår av avsnitt 3.3 gör dock utformningen av Rya KVV att integrationen genom restgasanvändning och förbättrat ångutnyttjande är begränsat utan ombyggnader. Från studierna av drivmedelsproduktion i anslutning till Rya KVV kan därför gemensamma resultat och slutsatser sammanfattas på följande sätt:

- Samlokalisering av produktion av biodrivmedel med Rya KVV kan leda till *vissa* integrationsvinster genom en högre verkningsgrad för omvandling av producerad restgas till el än i en jämförbar fristående anläggning. Vinsten är dock ganska liten och ger inget starkt motiv för samlokalisering.

Det finns i princip möjlighet att bygga om Rya KVV för att ta emot större mängder restgas om drivmedelsanläggningen designas för mer kombinerad drift (med större andel restgas och mindre andel drivmedel). Detta skulle bland annat innebära en högre investeringskostnad och utökat behov av drifts-samordning mellan anläggningarna och har inte studerats i detalj (se även avsnitt 7.1 samt bilaga till BKR:12).

- Samlokalisering av produktion av biodrivmedel med ett *fjärrvärmesystem* eller annan verksamhet med *värmebehov* ger dock betydande integrationsvinster. Med en anläggningsstorlek på 250-300 MW_{bränsle} är dock ett medelstort fjärrvärmenät tillräckligt för att ta emot de spillvärmemängder som finns tillgängliga.

I Göteborgs fjärrvärmesystem som det ser ut idag är vinsten relativt sett mindre, eftersom det finns mycket annan spillvärme i systemet och nu också ett stort kraftvärmeverk som har behov av värmeunderlaget.

- Den interna elanvändningen är betydande och anläggningarna är genomgående nettokonsumenter av el (5-14 MW), trots en betydande intern elproduktion i ångturbin (12-17 MW). Elanvändningen domineras av syrgasproduktionen till förgasningsanläggningen.
- Anläggningarnas totala verkningsgrad och ekonomiska förutsättningar är betydligt bättre vid användning av fuktigt bränsle som GROT och flis än för pellets, som medför betydligt högre bränslekostnader. Vid användning av GROT/flis ingår en bränsletork i anläggningen, vilket ger ökade investeringskostnader, men samtidigt integrationsvinster eftersom processen ger ånga som kan användas för torkning.

7.1 Energikombinat för DME-produktion

Dimetyleter (DME) kan användas som drivmedel i modifierade dieselmotorer och anses på grund av mycket högt cetantal och sotfri förbränning vara ett i det närmaste idealiskt dieselbränsle. Det kan dock inte användas direkt i dagens dieslbilar. Bränslet är gasformigt vid atmosfärstryck, men kan distribueras och användas i vätskeform, på liknande sätt som gasol, vid ca 5 bars tryck.

Ur produktionssynpunkt är DME i stora stycken likvärdigt med metanol, men DME ger något högre investeringskostnad samtidigt som utbytet är något högre. Däremot är metanol som produkt vätskeformigt även vid atmosfärstryck och kan användas för låginblandning i bensin på samma sätt som etanol. De initiala distributions- och fordonskostnaderna är därför lägre för metanol. Metanol möts dock ofta av motstånd från oljebolag.

DME är idag en liten produkt på världsmarknaden, men intresset ökar successivt, framförallt för inblandning i stadsgasnät och som ersättning för gasol. Dagens världsproduktion är i storleksordningen 250 000 ton/år, men ett antal projekt främst i Asien, kommer snart att öka produktionen från naturgas/kol.

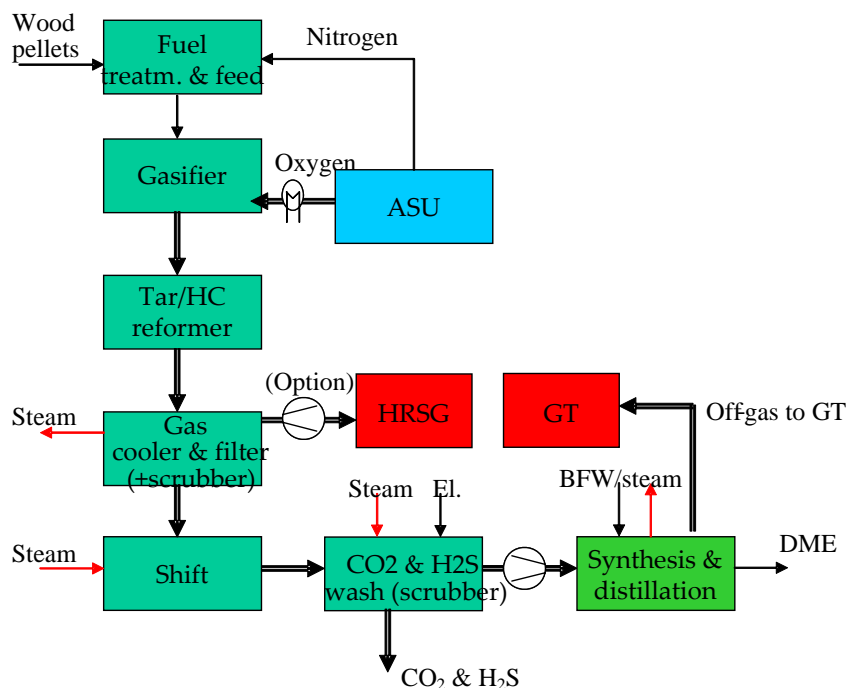
I systemanalysen av biodrivmedels konkurrenskraft ingår inte DME explicit. Däremot diskuteras betydelsen av distributions- och fordonskostnader, där flytande drivmedel som metanol har en betydande fördel jämfört med gasformiga bränslen. Distributions- och fordonskostnaderna för DME är högre än för metanol och etanol, men mycket lägre än för exempelvis vätgas.

Inom Biokombi Rya har ett detaljerat processalternativ för energikombinat för DME-produktion arbetats fram (se Figur 7.1). Detta avser en anläggning som integreras med Rya KVV så som det ser ut idag utan modifieringar i gasturbin och avgaspanna. Mer detaljerade processflödesscheman återfinns i BKR:12.

I produktionsprocessen för DME bildas restgas som används i Rya KVV och där ersätter en viss andel naturgas. Överskottsånga från processen omvandlas dock till el i en intern kondensurbin, eftersom integration med Rya KVV avseende ångflöden visat sig vara omöjligt. Slutligen producerar processen en viss andel värme, vilken kan levereras till fjärrvärmesystemet (se tabell 6.2).

På grund av att Rya KVV kan ta emot en så begränsad andel restgas har energikombinatet inom projektet designats för maximal DME-produktion (vilket medför

små restgasmängder) och som en i stora stycken fristående anläggning. Det senare innebär till exempel att restgaserna används för elproduktion i den interna kondenserturbinen när Rya KVV inte är i drift.



Figur 7.1 Principiell beskrivning av alternativet med DME-produktion med bibränsletork (från BKR:12). Integration genom överföring av restgas till gasturbin samt möjlighet att ta ut produktgas efter gaskylare till avgaspanna.

Möjligheterna till ökad integration har diskuterats mer kvalitativt. En ökad integration skulle förutsätta att Rya KVV byggs om, så att det kan ta emot mer gas från bibränsleförgasning. Vid en sådan ombyggnad skulle man också välja en annan anläggningsdesign för DME-produktionen. Två alternativa lösningar har diskuterats.

Den första skulle bygga på en reaktor med lägre omsättning av syntesgas till produkt (t ex en slurry-reaktor), så att en mindre andel konverteras till DME och en större andel blir bränslegas till gasturbinen. För den andra skulle förgasningsenheten överdimensioneras, så att ytterligare gas till gasturbinen kan produceras under höglasttid. Båda baseras på syrgasblåst trycksatt förgasning i fluidiserad bädd. Båda varianterna innebär dock högre investeringskostnad och förmodligen också lägre totalverkningsgrad för anläggningen (se även bilaga till BKR:12).

Sammantaget visar den tekniskt inriktade analysen att:

- DME kan produceras med en verkningsgrad på ca 53-65 %, beroende på om råvaran antas vara pellets eller flis och på vilket sätt man tar hänsyn till att anläggningen är en nettokonsument av el.¹³
- Investeringskostnaden för DME-anläggningen har uppskattats till ca 2,5 miljarder SEK och ligger därmed högre än motsvarande anläggning för SNG-produktion. Den totala produktionskostnaden blir därmed ca 600 SEK/MWh

¹³ Beräknad verkningsgrad beror också på vilket värmevärde man använder för biomassan. Här baseras beräkningen på lägre värmevärde (LHV, se även Tabell 6.2).

från pellets och knappt 500 SEK/MWh från flis/GROT. Produktionskostnaden ligger något lägre än i jämförbara studier, vilket framförallt beror på att denna studie använt en lång avskrivningstid och låg kalkylränta.¹⁴

- Integrationsvinster vid en placering vid Rya KVV är små, men inte försurnbara. Inom projektet har man inte heller kunnat identifiera någon processlösning för en ombyggnad av Rya KVV, som skulle ge tydliga integrationsvinster.

I projektet har också de systemmässiga aspekterna på produktion av DME baserat på biobränsleförgasning studerats. Sammantaget visar systemanalysen för DME-kombinaten att:

- Biobränsleförgasning för DME-produktion, enligt ovan, kan minska fjärrvärmesystemets kostnader jämfört med att inte bygga någonting om biobränslepriset är lågt relativt fossilbränslepriset och med höga drivmedelscertifikat, även om anläggningen inte körs hela året (se även Figur 8.3).
- Fristående anläggningar för produktion av DME (som ändå har möjlighet att leverera fjärrvärme till ett fjärrvärmesystem) är ekonomiskt intressanta, under förutsättning att energipriser och styrmedel som drivmedelscertifikat gör produktion av biodrivmedel intressant över huvud taget.

Den regionala analysen visar dock att med använda kostnads- och prestanda-data sker DME-produktionen då inte i första hand i Göteborg, utan i anslutning till andra, mindre fjärrvärmesystem som enligt modellresultaten har högre kostnader för alternativ fjärrvärmeproduktion.

- Den regionala studien visar att produktionskostnaden för DME stämmer väl med resultaten ovan (knappt 600 SEK/MWh) för de flesta scenarier som använts. Med höga priser på CO₂, fossilbränslen och biobränsle (Scenario 4) ökar kostnaden dock med ca 100 SEK/MWh.

7.2 Energikombinat för SNG-produktion

Syntetisk naturgas (SNG) har en gassammansättning som i alla praktiska sammanhang motsvarar naturgas. Det innebär att den kan distribueras i naturgasnätet och användas på samma sätt som naturgas i olika tillämpningar.

SNG kan produceras genom förgasning av biobränslen eller kol. Den produktgas som blir resultatet från själva förgasningen måste sedan genomgå flera processteg för att metaniseras. Intresset för SNG i Sverige är framförallt stort i Västsverige där det idag finns tillgång till naturgas och ett intresse för att öka produktionen av sk grön gas som fordonsdrivmedel. Den ”gröna” gas som idag säljs i Sverige är i allmänhet biogas från olika typer av rötning, som efter rening från CO₂ även den i princip motsvarar naturgas.

SNG som drivmedel har relativt låga distributionskostnader så länge det finns ett naturgasnät tillgängligt. Gasen kan, till högre kostnad, även transporteras via lastbil som komprimerad gas (CNG eller LNG). Det finns idag också kommersiellt tillgängliga gasbilar och det säljs i Sverige idag fordonsgas motsvarande ca 0,2 TWh/år (varav ca hälften är biogas). Extrakostnaderna för tankstationer och i fordonen är dock

¹⁴ Hur ekonomiskt intressant detta är beror sedan på utveckling av pris på konkurrerande drivmedel och på utformning och nivåer för styrmedel (se nedan).

inte försumbara, eftersom gasen måste komprimeras till ett högt tryck för att bilarna ska få en rimlig räckvidd.

Enligt systemanalysen av biodrivmedels konkurrenskraft är förutsättningarna för SNG som biodrivmedel förhållandevis dåliga, just på grund av de höga distributions- och fordonskostnaderna (se Figur 2.4).

Det energikombinat för SNG-produktion som ingår i Biokombi Rya har antagits vara placerat i anslutning till Rya KVV. De två anläggningarna antas dock inte vara integrerade genom ångflöden och liknande, varför placeringen inte påverkar resultatet. Produktionen av SNG kan naturligtvis användas i Rya KVV, men detta är möjligt, via naturgasnätet, även vid annan placering. Överskottsvärme från anläggningen kan levereras direkt till fjärrvärmenätet. Anläggningsstorleken är därmed inte begränsad av Rya KVV, utan baseras på samma förgasningsanläggning som för DME-produktionen.

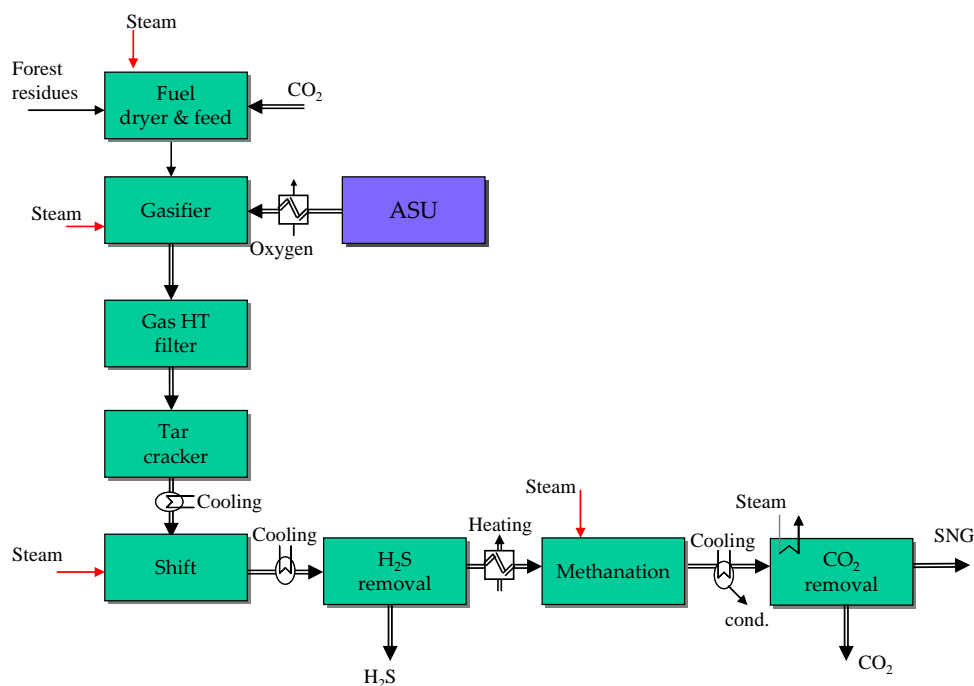
Själva förgasningsprocessen är densamma som för DME- och vätgasproduktionen. Tjärkrackning sker dock under förhållanden som är valda för att undvika nedbrytning av det metan som redan finns i produktgasen. Därefter kyls, shiftas och renas gasen innan den kan metaniseras. Dessa processer är exoterma och värmets används i förgasningsprocessen och för elproduktion. Slutligen renas gasen från vattenånga och CO₂. Avskilt CO₂ används delvis inom processen som inertgas för att undvika att belasta syntesgasen med kvävgas, vilket späder ut slutprodukten SNG (se Figur 7.2, mer fullständiga processflödesschema återfinns i BKR:12).

Sammantaget visar analysen av lämplig teknisk utformning av en sådan anläggning att (se även Tabeller 6.2 och 6.3):

- SNG kan produceras med en verkningsgrad på ca 60-71 %, beroende på om råvaran antas vara pellets eller flis och på vilket sätt man tar hänsyn till att anläggningen är en nettokonsument av el.¹⁵ Omvandlingen till SNG sker därmed med något högre verkningsgrad än till DME. Inklusivt restgasen från DME-processen blir de dock i stort sett jämförbara. Anläggningens prestanda stämmer väl med andra studier av SNG-produktion.
- Om den producerade gasen (SNG) används som bränsle i Rya KVV leder detta till en tämligen låg verkningsgrad från biobränsle till el (26 %).
- Investeringskostnaden för SNG-anläggningen har uppskattats till ca 2 miljarder SEK och ligger därmed något lägre än motsvarande anläggning för DME-produktion. Den totala produktionskostnaden blir därmed ca 450 SEK/MWh under förutsättning att all spillvärme kan säljas som fjärrvärme. Produktionskostnaden ligger något lägre än i jämförbara studier, vilket framförallt beror på att denna studie använt en lång avskrivningstid och låg kalkylränta.¹⁶

¹⁵ Beräknad verkningsgrad beror också på vilket värmevärde man använder för biomassan. Här baseras beräkningen på lägre värmevärde (LHV, se även Tabell 6.2).

¹⁶ Hur ekonomiskt intressant detta är beror sedan på utveckling av pris på konkurrerande drivmedel och på utformning och nivåer för styrmedel (se nedan).



Figur 7.2 Principiell beskrivning av alternativet med fristående metanisering (SNG-produktion) för leverans till Rya KVV eller för drivmedelsanvändning (från BKR:12).

I projektet har också de systemmässiga aspekterna på ett kombinat för SNG-produktion i anslutning till en NGCC för kraftvärme, fjärrvärme och naturgasnät studerats. Sammantaget visar systemanalysen för SNG-kombinatet att:

- Produktion av SNG ökar flexibiliteten i systemet, eftersom metaniseringen gör att gasen kan användas på samma sätt som naturgas i hela systemet. Med andra ord kan den, beroende på förutsättningar i form av behov och priser, användas för produktion i Rya KVV, säljas som naturgas till industriella kunder eller som grönt fordonsbränsle.
- Förgasning för produktion av SNG som drivmedel är det alternativ som ger en robust god ekonomi för de flesta olika scenarier, förutsatt att någon form av drivmedelscertifikat eller annat styrmedel för alternativa drivmedel ingår i systemet (se också Figur 8.3 och Tabell 8.1). Orsaken är bland annat att anläggningen har lång drifttid och relativt sett hög verkningsgrad till drivmedel. Förutsättningarna är gynnsammast med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriser. Då är den ekonomiskt intressant även vid en lägre nivå för drivmedelscertifikat.

Om spillvärmeleveranserna från SNG-anläggningen tillåts konkurrera på ekonomiska villkor med leveranserna från raffinaderierna, har detta en betydande påverkan på det ekonomiska resultatet. Anläggningen för produktion av SNG skulle ha mest att vinna på sådan konkurrens av de studerade processalternativen.

- Anläggningen bidrar i samtliga scenarier till en viss reduktion av de lokala CO₂-utsläppen från Göteborgs fjärrvärmesystem. De totala utsläppen beror dock på vilken systemgräns man använder (se även Figurer 8.4 och 8.8).

- Resultaten från den regionala studien visar genomgående på en fördel för SNG relativt DME i de fall då produktion av drivmedel baserat på förgasning av biobränsle är ekonomiskt intressant^{17,18}. Rangordningen mellan SNG och DME är dock osäker, eftersom distributions- och fordonskostnader hanterats tämligen översiktligt.
- Den regionala studien visar att produktionskostnaden för SNG stämmer väl med resultaten ovan (knappt 500 SEK/MWh) för de flesta scenarier som använts. Med höga priser på CO₂, fossilbränslen och biobränsle (Scenario 4) ökar kostnaden dock med ca 100 SEK/MWh.
- Produktion av SNG enbart för produktion av el och värme i Rya KVV är dock i inga fall ekonomiskt intressant.

7.3 Biobränsleförgasning för produktion av vätgas

En möjlig långsiktig utveckling av ett hållbart energisystem skulle kunna vara en utveckling mot ett sk vätgassamhälle. I det sammanhanget ses vätgas som en möjlighet att lagra koldioxidfri energi, till exempel genom att el från storskaliga solcellsanläggningar används för att producera vätgas.

Vätgasen kan användas som bränsle i olika tillämpningar, till exempel som drivmedel för transporter. Fördelarna med vätgas som drivmedel är att vätgasen kan produceras på ett flertal olika sätt och att det är fritt från kol så att man undviker utsläpp från bilarna. Vid produktion av vätgas ur kolbaserade bränslen kan koldioxiden relativt lätt avskiljas och det finns därför möjlighet att samla in och lagra den. Om vätgasen används i bränsleceller fås också en hög verkningsgrad i fordonet. Däremot har den ungefär samma verkningsgrad som bensen om den används i en ”vanlig” Ottomotor.

På lite kortare sikt lanseras också en blandning av vätgasrik gas och naturgas (8 vol % vätgas), vilken går under namnet hytan. Denna gasblandning kan användas som direkt ersättning till naturgas i gasdrivna bilar.

Vätgas kan produceras genom förgasning av både fossila bränslen och biobränslen och genom elektrolys med hjälp av el från t ex solceller. Vid förgasning består produktgasen till stor del av vätgas och kolmonoxid. Andelen vätgas kan sedan ökas genom att kolmonoxiden omvandlas till vätgas i en sk vatten-gas skiftreaktion. När CO₂ och vätgas har avskiljts återstår en restgas som kan användas i gasturbinen i Rya KVV. Koldioxiden kan sedan samlas in och lagras.

Vätgas som drivmedel har relativt höga distributions- och fordonskostnader, vilket minskar dess konkurrenskraft. För att bilarna ska få en rimlig räckvidd måste gasen komprimeras till ett mycket högt tryck (här har 700 bar antagits). Bränslecellsbilar är idag inte kommersiellt tillgängliga.

I systemanalysen av biodrivmedels konkurrenskraft har vätgasen precis som SNG en nackdel i form av höga distributions- och fordonskostnader. Med en positiv utveckling av kostnaderna för bränsleceller och möjlighet att lagra CO₂, kan alternativet dock få lika hög betalningsförmåga som el- och värmesektorerna (se Figur 2.5).

¹⁷ Det är enbart biodrivmedel baserat på förgasning som ingår explicit i studien. Se dock diskussionen om olika typer av biodrivmedel i avsnitt 2.3

¹⁸ Undantaget är scenario Q1-2006, eftersom prissättningen för SNG och DME i detta fall bestäms på annat sätt, vilket ger större intäkter vid försäljning av DME.

De energikombinat för vätgasproduktion som ingår i Biokombi Rya utgår från samma förgasningsanläggning som specificerats för DME-kombinatet (se avsnitt 7.1). Utifrån den biobränslebaserade produktgas som levereras från förgasningen har sedan olika typer av vätgasproduktion, under olika förutsättningar och i olika slags system studerats.

I analysen har tre olika tekniker för vätgasproduktion jämförts mot varandra:

- Konventionell teknik, vilket innebär att vätgasen avskiljs i en adsorptionsanläggning. Denna typ av anläggning används idag inom industrin.
- Membranteknik, vilket innebär att både omvandling och avskiljning av vätgas sker i en membranreaktor. Detta innebär lägre investeringskostnader och högre verkningsgrad (och mindre andel restgas). Tekniken är under utveckling.
- Konventionell teknik för produktion av hytan (d v s vätgasrik gas för inblandning i naturgasnätet). Vätgasen behöver då inte vara lika ren.

Dessa vätgaskombinat i anslutning till Rya KVV har också jämförts med vätgasproduktion i fristående anläggningar samt vätgasproduktion från förgasad svartlut i anslutning till ett massabruk. För samtliga alternativ antas vätgasproduktionen vara kombinerad med avskiljning av CO₂.

De tekniskt inriktade slutsatser som presenteras här avser i första hand produktionen av vätgas från biobränslebaserad produktgas, inte själva förgasningsanläggningen. Sammantaget visar analysen av lämplig teknisk utformning att:

- Produktion av vätgas från biobränsle kan med konventionell teknik ske med en verkningsgrad på ca 51-59 % (med pellets som råvara), beroende på vilket sätt man tar hänsyn till att anläggningen är en nettokonsument av el. Detta är i stora drag samma prestanda som produktion av DME.¹⁹ Med konventionell teknik är även investeringskostnaderna i samma storleksordning.
- Den nya membrantekniken skulle innebära en ökning av verkningsgraden med i storleksordningen 5 % och lägre investeringskostnader.
- Integrationen med Rya KVV är begränsad, men inte försumbar. Restgasproduktionen utgör ca 10 % av använt biobränsle. Genom integrationen med Rya KVV kan denna omvandlas till el med hög verkningsgrad, utan extra investeringar. Integrationen med fjärrvärmenätet är av större betydelse. Fjärrvärmeleveranserna uppgår till ca 15-20 % av använt biobränsle.
- Vätgasproduktion (eller produktion av annat biodrivmedel) i anslutning till ett massabruk med svartlutförgasning ger en hög verkningsgrad för anläggningen som helhet. Detta beror främst på att man beräknar verkningsgraden utgående från det *extra* biobränsle som krävs för att fortfarande förse bruket med ånga när svartluten används för drivmedelsproduktion. Ångan kan då produceras med högre verkningsgrad.

Svartlutförgasning måste dock fungera som en integrerad del av produktionsprocessen för kemisk pappersmassa och med hög tillgänglighet. Bland annat

¹⁹ Här har verkningsgraden beräknats på samma sätt som för DME och SNG i Tabell 6.2, med det högre värdet som direkt utbyte av vätgas från biomassa och det lägre värdet då nettoelanvändningen antas produceras från biomassa med en elverkningsgrad på 30 %. Beräkningen baseras på lägre värmevärde (LHV).

av dessa skäl ligger den längre från kommersialisering än förgasning av biobränsle.

Figur 7.3 Utvidgad systemgräns för utvärderingen av påverkan av totala CO₂-utsläpp som en följd av ändrad intern och extern fossilbränsle-användning (från Andersson och Harvey, 2006).

För dessa olika alternativ och för de olika scenarier som presenteras i kapitel 4 har systemeffekterna studerats. Analysen sker med en systemansats som förenklat beskrivet innebär att olika tekniska system jämförs utgående från samma biobränsleanvändning. För samtliga alternativ beräknas den totala kostnaden för att producera vätgas, efter kreditering för elproduktion, elcertifikat, fjärrvärme och insamlad CO₂ med de energipriser som används i respektive scenario. Förändringen i totala koldioxidutsläpp baseras på en utvidgad systemgräns. Utsläppen av el-, värme- och drivmedelsproduktion värderas utifrån alternativ marginalproduktion och på samma sätt värderas biobränsleanvändningen utifrån vad biobränslet annars skulle använts till (marginalanvändning, se också Figur 7.3).

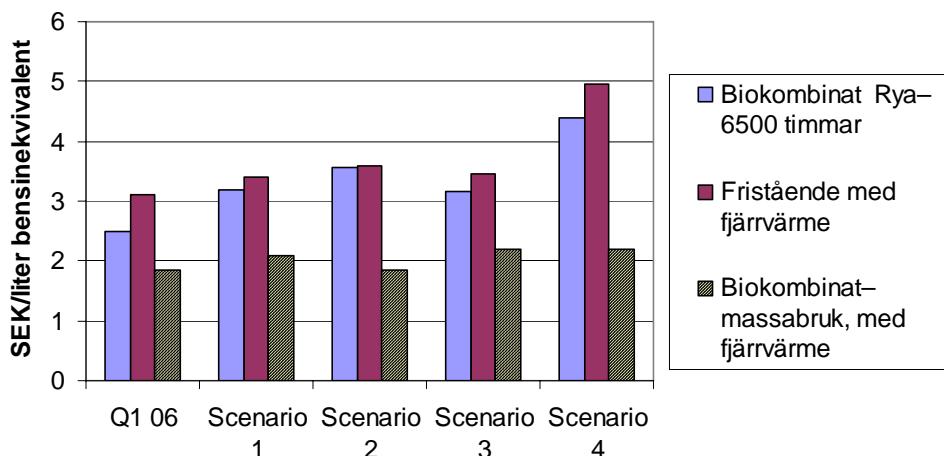
Sammantaget visar systemanalysen för vätgasproduktion att:

- Med lågt CO₂-pris och lågt biobränslepris (Scenarier 1 LO-LO och 3 LO-HI) blir produktionskostnaden för vätgas från biobränsle ca 600 SEK/MWh eller 3 kr/l bensinekvivalent förutsatt att överskottsvärmen kan tas tillvara i ett fjärrvärmenät^{20,21}. Med högt CO₂-pris och högre biobränslepris (Scenario 2 HI-LO) blir produktionskostnaden ungefär densamma, eftersom värdet av anläggningens insamlade CO₂ då ökar. Ett högt CO₂-pris, höga fossilbränslepriser och därmed riktigt höga biobränslepriser (Scenario 4) ökar dock kostnaden med ca 30 % (se Figur 7.4).
- Utnyttjandet av överskottsvärme från anläggningen har en betydande påverkan på produktionskostnaden. För en fristående anläggning, utan möjlighet att tillvara värmets, ökar produktionskostnaden med närmare 15 %. Den *extra* vinsten av integration med Rya KVV beror av scenario och av drifttiden för Rya KVV, men är mindre (från nära noll till ca 10 %).
- Vätgasproduktion från biobränsle har svårt att konkurrera med produktion i anknytning till massabruk och baserad på svartlut. Produktionskostnaden i det senare fallet ligger runt 400 kr/MWh eller 2 kr/l bensinekvivalent.

Den lägre kostnaden beror både på att totalverkningsgraden är högre (se ovan) och på att investeringskostnaderna är lägre. Det senare förklaras av att man i detta fall räknar med den *extra* investeringen för svartlutsförgasning och vätgasprocess jämfört med investering i en ny sodapanna medan vätgasproduktionen från biobränsle måste bära hela investeringskostnaden.

²⁰ Med bensinekvivalent beräknad som jämförbart bensinpris för att färdas samma sträcka. Jämförelsen baseras på en bensinbil med hybriddrift (med bensinförbrukning ca 0,5 l/mil) resp vätgasanvändning i en bränslecellsbil.

²¹ De resultat som tidigare presenterats i Rapport BKR:5 visar på en lägre produktionskostnad. Detta beror främst på användning av olika energiprisantaganden. Här redovisas enbart resultat baserade på de scenarier som beskrivs i kapitel 4.



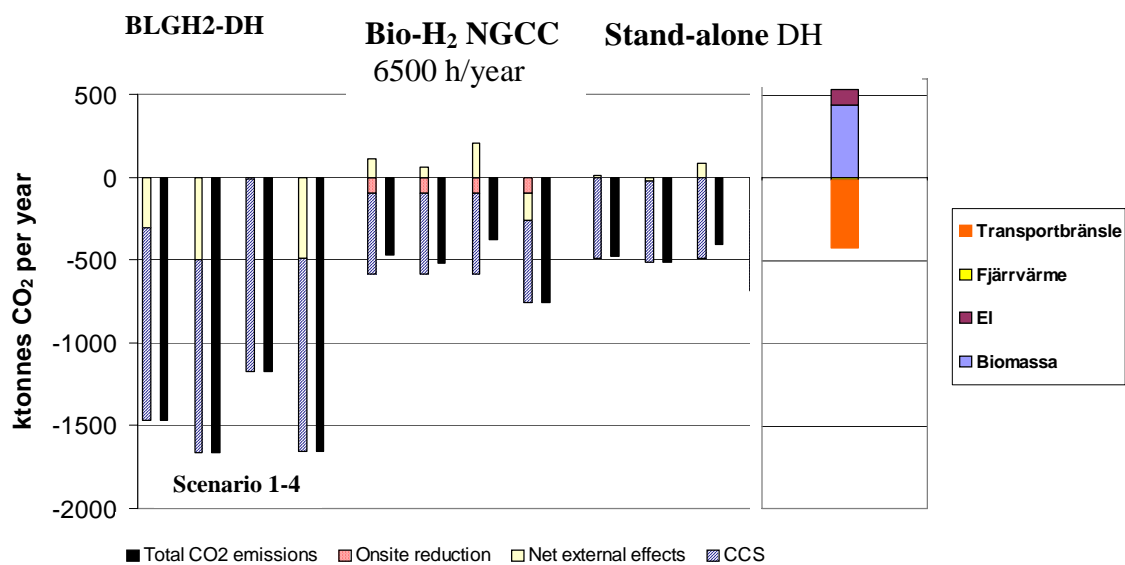
Figur 7.4 Produktionskostnad inklusive rörlig distributionskostnad för vätgas, uttryckt som jämförbart bensinpris för att färdas samma sträcka (från BKR:13).

- Reduktionen av totala nettoutsläpp av CO₂ blir i de flesta fall ungefär lika stora (ca 500 kton/år) för vätgasproduktion i anslutning till Rya KVV som i en fristående anläggning (med fjärrvärmeleverans). Med låga marginalutsläpp för biobränsle (Scenario 4 HI-HI-BioHi), blir reduktionen betydligt större.
- För en anläggning i anslutning till ett massabruk och baserad på svartlutsförgasning blir den totala reduktionen upp till tre gånger större. Detta förklaras av den betydligt större vätgasproduktionen (från samma mängd *extra* biomassa) i en sådan anläggning.
- Utsläppsreduktionen domineras av att den CO₂ som avskiljs i samband med vätgasproduktionen samlas in och lagras. Utan insamling och lagring av CO₂ blir nettoutsläppen från biobränslebaserad vätgasproduktion i de flesta fall nära noll (se Scenarier 1-3). Med låga marginalutsläppen för både elproduktion och biobränsleanvändning fås dock även då en reduktion av utsläpp (se Scenario 4). Dessa förändringar är alltså i hög utsträckning beroende av scenarieantaganden om använd marginalteknik.

Vätgasproduktion i anslutning till massabruk ger dock en utsläppsreduktion även utan insamling av CO₂ i samtliga scenarier, utom Scenario 3.

Insamling och lagring av CO₂ utgör också en betydande del av intäkterna till anläggningen och har stor betydelse för det ekonomiska utfallet (beräknad produktionskostnad för vätgas).

- En anläggning i anslutning till Rya KVV leder även till direkta utsläppsminskningar från anläggningen, vilka inte är scenarieberoende i samma utsträckning. Förklaringen är framförallt att en del av naturgasen i Rya KVV ersätts av restgas.



Figur 7.5 Koldioxidutsläpp i energisystemet inklusive koldioxidinfångning, lokala utsläppsminskningar och externa effekter (från BKR:13). Till höger i figuren visas fördelningen av de externa effekterna för Bio-H₂ NGCC, Scenario 1. Dessa domineras alltså av ersättning av fossilt transportbränsle (minskning) samt av minskad biobränsleanvändning i annan del av energisystemet (ökning).

Övrig litteratur/information om förgasning för produktion av biodrivmedel

Det finns i Sverige idag två pilotanläggningar för förgasning av biomassa respektive svartlut, med avsikt att i förlängningen producera biodrivmedel. Mer information om dessa anläggningar och de forsknings- och utvecklingsprogram som är kopplade till dem finns på www.vvbgc.se respektive www.etcpitea/blg/.

Några exempel på relevanta referenser är:

Biodrivmedel generellt

Goldschmidt, B., *Biobränslebaserade energikombinat med tillverkning av drivmedel*, Rapport A4-406, 2005, Värmeforsk, Stockholm

Produktion av DME/metanol

The Bio-DME Project Phase 1, Rapport till Energimyndigheten April 2002

Black liquor gasification with Motor Fuel Production - BLGMF II – A techno-economic feasibility study on catalytic Fischer Tropsch synthesis for synthetic diesel production in comparison with methanol and DME as transport fuels. Rapport P-21384-1, Nykomb Synergetics AB.

BioMeeT, Final Report March 2003. *Stakeholders for Biomass based Methanol/DME/Power/Heat energy combine*, contract no 4.1030/C/00-014/2000. DME produktion från förgasad biomassa, Trollhättan

Produktion av SNG

Zwart R W R, Boerrigter H, Deurvaarder E P, van der Meijden C M, Paasen S V B, *Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Biomass. Development and operation of an integrated bio-SNG system.* Rapport: ECN – E-06-018

Mozaffarian, M.; Zwart, R.W.R. Feasibility of biomass/waste-related SNG production technologies: Final Report. Rapport: ECN – C--03-066 (2003)

Svenskt Gastekniskt Center, *Förnybar Naturgas – Förgasning av biobränsle för framställning av metan eller vätgas.* Juni 2005 Rapport SGC 156: Syntetisk naturgas ur biobränslen, även kombinerad produktion av SNG och FT bränslen

Produktion av vätgas

Hamelinck, C. N. and A. P. C. Faaij (2002). *Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass.* Journal of Power Sources **111**(1): 1-22

Spath P, Aden A, Eggeman T, Ringer M, Wallace B, Jechura J, *Biomass to Hydrogen Production Detailed Design and Economics Utilizing the Batelle Columbus Laboratory Indirectly-Heated Gasifier.* Technical Report NREL/TP-510-37408, May 2005

8 Biobränsleförgasning i energisystemet

8.1 Biokombi Rya för Göteborgs energisystem

Inom Biokombi Rya har olika alternativa sätt att integrera en anläggning för förgasning av biobränsle med Göteborgs fjärrvärmesystem studerats. Särskilt har fokus naturligtvis legat på möjligheterna att integrera anläggningen med Rya KVV. Göteborgs fjärrvärmesystem har också några andra speciella egenskaper:

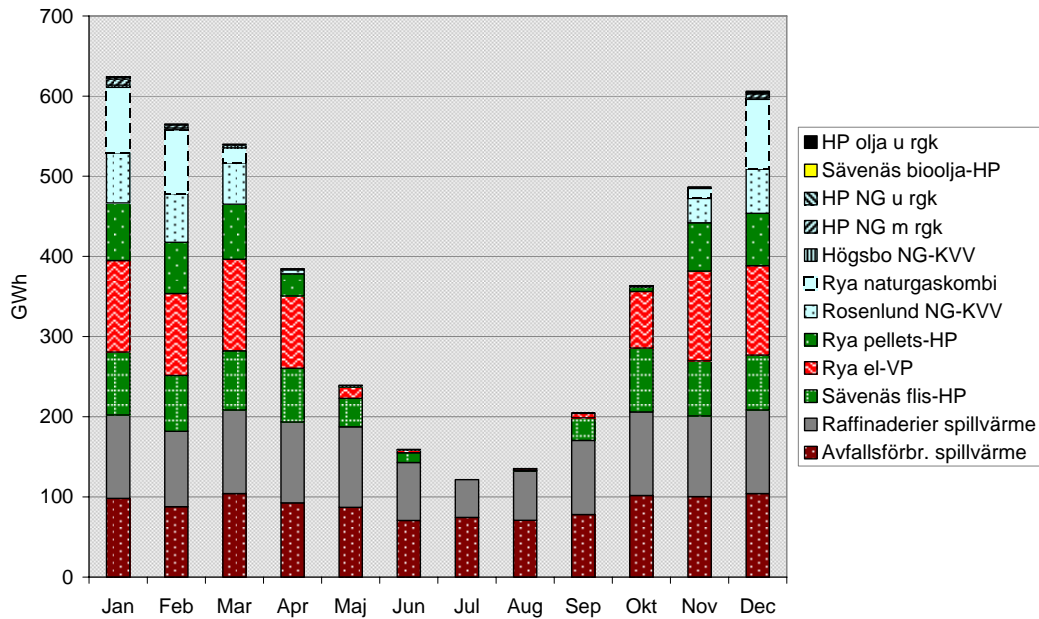
- Tillgång till naturgas, vilket naturligtvis är en förutsättning för Rya KVV, men som också gör produktion av SNG intressant.
- Stor andel industriellt spillvärme och värme från avfallsförbränning, vilket innebär att värmeunderlaget redan innan till relativt stor del försörjs av värme till låg kostnad och med begränsad miljöpåverkan.
- Hamn, vilket möjliggör transport av större mängder biobränsle till anläggningen och även import av biobränsle från en internationell marknad.

De lokala förutsättningarna för biobränsleförgasning i Göteborgs energisystem har berörts inom flera av Biokombi Ryas delprojekt. Till övervägande del baseras dock nedanstående sammanställning på resultaten från den lokala studien (se även BKR:15).

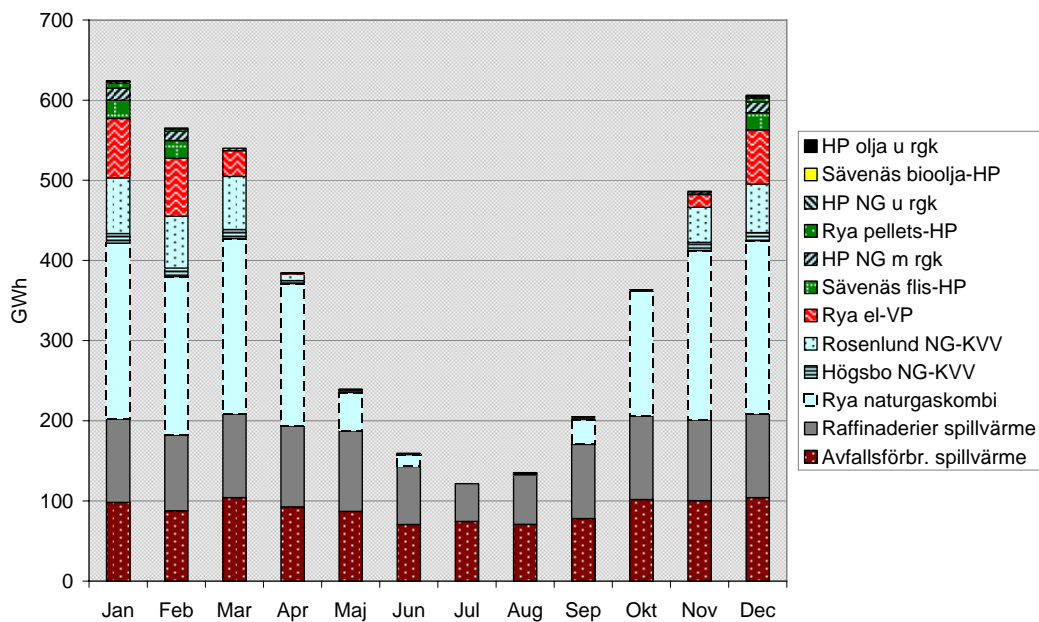
I den lokala studien används en simulerande modell av Göteborgs fjärrvärmesystem (Martes). Med hjälp av modellen studeras hur en eventuell ny anläggning skulle påverka hela systemet under olika yttre förutsättningar. Detta innebär särskilt att anläggningarnas ”verkliga” drifttid simuleras, vilket i hög grad påverkar resultatet av jämförelsen mellan olika typer av anläggningar och mellan olika scenarier. Se även Figurer 8.1 och 8.2.

Grunden för analysen är i första hand de processalternativ för konvertering av Rya KVV som presenterats i Tabeller 5.1 och 5.3 samt de scenarier som presenterats i kapitel 4. Dessutom har inverkan av olika antaganden om spillvärmens roll i systemet undersökts liksom resultatens känslighet för modellering av anläggningarnas delastprestanda (se även BKR:15).

Resultaten jämförs genomgående mot situationen utan någon nyinvestering i fjärrvärmesystemet (men med ett naturgaseldat Rya KVV, betecknat Rya NG) *för samma scenario*. Detta innebär att utgångspunkten skiljer sig åt mellan olika scenarier. I dagens energiprissituation (scenario Q1-2006) skulle Rya KVV enligt modellen köras enbart under vintertid och ha en mycket kort drifttid (ca 900 timmar), (se Figur 8.1). Under de framtida marknadsscenarierna (t ex Scenario 1 LO-LO), med högre elpriser är däremot förutsättningarna för kraftvärme generellt bättre och Rya KVV med naturgas körs under en stor del av året (ca 5100 timmar, se Figur 8.2).



Figur 8.1 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet, utan någon förgasningsanläggning, med dagens priser och styrmedel (Scenario Q1 2006, från BKR:15).



Figur 8.2 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet, utan någon förgasningsanläggning, med lågt fossilbränslepris och lågt CO₂-pris (Scenario 1 LO-LO, från BKR:15).

För de processalternativ som varit i fokus för analysen kan resultat och slutsatser sammanfattas på följande sätt:

- Som framgår av bland annat avsnitt 3.3 är förutsättningarna för att konvertera Rya kraftvärmeverk till förgasat biobränsle egentligen inte optimala. Som anläggningen ser ut idag kan den bara ta emot en liten mängd förgasat biobränsle. Utformningen av Rya KVV som ett utpräglat kraftvärmeverk gör

också att även vid ombyggnad av en linje och anpassning till förgasat biobränsle blir elverkningsgraden förhållandevis låg för en kombicycle. Dessutom begränsar fjärrvärmesystemets stora andel spillvärme drifttiden.

- Förgasning för kraftvärme med ombyggnad av en linje i Rya KVV är ekonomiskt intressant, förutsatt ett lågt biobränslepris relativt fossilbränslepriset och höga elcertifikatpriser. I de scenarier som använts här finns dessa förutsättningar enbart i kombination med ett lågt CO₂-pris (fram för allt i scenario 3 och vid dagens situation, scenario Q1-2006).

I dessa scenarier körs alltså linjen för förgasat biobränsle i första hand och denna del av Rya KVV får relativt långa drifttider (ca 5500 timmar), vilket ger en förhållandevis god ekonomi för förgasningsanläggningen. Om anläggningen tillåts konkurrera med systemets befintliga spillvärmeleveranser ökar drifttiderna ytterligare (upp till 7400 timmar, se även ”spill25” i Figur 8.3).

Anläggningen är däremot inte ekonomiskt intressant i Scenario 4 (HI-HI-BioHi) med högt biobränslepris och lågt elcertifikatpris (och högt CO₂-pris), vilket visar på känsligheten i anläggningens lönsamhet. Om anläggningen ändå finns i systemet påverkar den fjärrvärmesystemet och utsläppen av CO₂ även genom att kapaciteten för att elda naturgas i Rya KVV har minskats genom ombyggnaden (till två av tre linjer).

För samtliga scenarier bidrar anläggningen till att de lokala utsläppen av CO₂ från systemet minskar (från 100 kton/år i Scenario Q1 2006 till ca 270 kton/år i Scenario 3) jämfört med referenssystemet för respektive scenario. Med dagens energipriser (Scenario Q1 2006) leder konverteringen av Rya KVV till ökad elproduktion, vilket gör att utsläppsminskningen istället blir drygt 400 kton/år, om man tar hänsyn till de undvikta utsläppen från alternativ elproduktion (se Figur 8.4).

- Förgasning för produktion av SNG som drivmedel är ekonomiskt intressant i samtliga studerade scenarier. Orsaken är bland annat att anläggningen har lång drifttid och relativt sett hög verkningsgrad till drivmedel. På samma sätt som för kraftvärme ovan är förutsättningarna gynnsammast med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriser.

Om spillvärmeleveranserna från SNG-anläggningen tillåts konkurrera på ekonomiska villkor med leveranserna från raffinaderierna ökar drifttiden (från 6100 till 8400 timmar), vilket har en betydande påverkan på det ekonomiska resultatet (se även Figur 8.3).

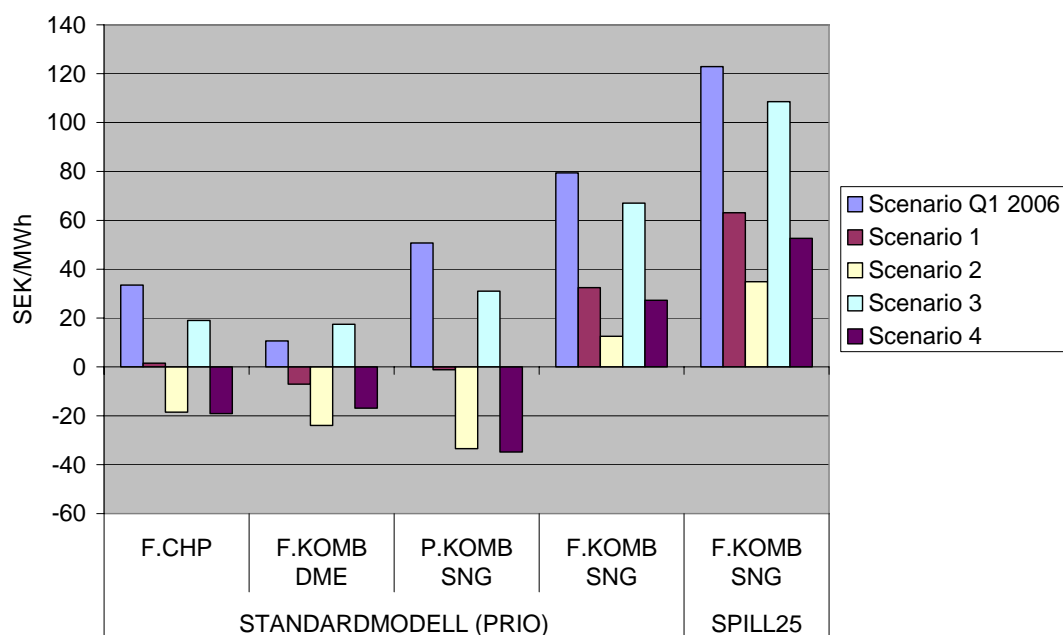
I den lokala studien antas i samtliga scenarier riktade styrmedel för biodrivmedel på relativt hög nivå (som drivmedelscertifikat eller, i Q1 2006, som skattelättnad). Den regionala studien visar dock att med lågt biobränslepris, men höga fossilbränslepriser (Scenario 3 LO-HI) är anläggningen ekonomiskt intressant även vid en lägre nivå för drivmedelscertifikat. I övriga marknadsscenarier krävs dock den högre nivån.²²

Anläggningen bidrar i samtliga scenarier till en mindre reduktion av de lokala CO₂-utsläppen från systemet. Om man tar hänsyn till de undvikta utsläppen i

²² För dagens scenario Q1-2006 har delvis olika antaganden använts i den lokala respektive regionala studien, varför resultaten är svåra att jämföra i dessa fall.

ett europeiskt perspektiv innebär drivmedelsproduktionen dock en betydligt större utsläppsminskning (ca 250-350 kton/år, se även Figur 8.4).

Med de förutsättningar som använts är alltså produktion av SNG från bi-bränsle intressant för användning som *biodrivmedel*. Om anläggningen väl finns och efterfrågan på biobränslebaserad gas för drivmedel minskar eller de ekonomiska förutsättningarna ändras kan dock SNG också användas i Rya KVV eller som ersättning för naturgas i andra tillämpningar, vilket ökar anläggningens flexibilitet.



Figur 8.3 Systemresultat (intäkt) för de olika förgasningsalternativen jämfört med respektive referensfall (från BKR:15). I ”Standardmodell” prioriteras spillvärmeleveranserna från raffinaderierna i modellen medan ”spill25” innebär att andra anläggningar tillåts konkurrera med spillvärmerna på ekonomiska villkor. F = flis, P = pellets, CHP = kraftvärme.

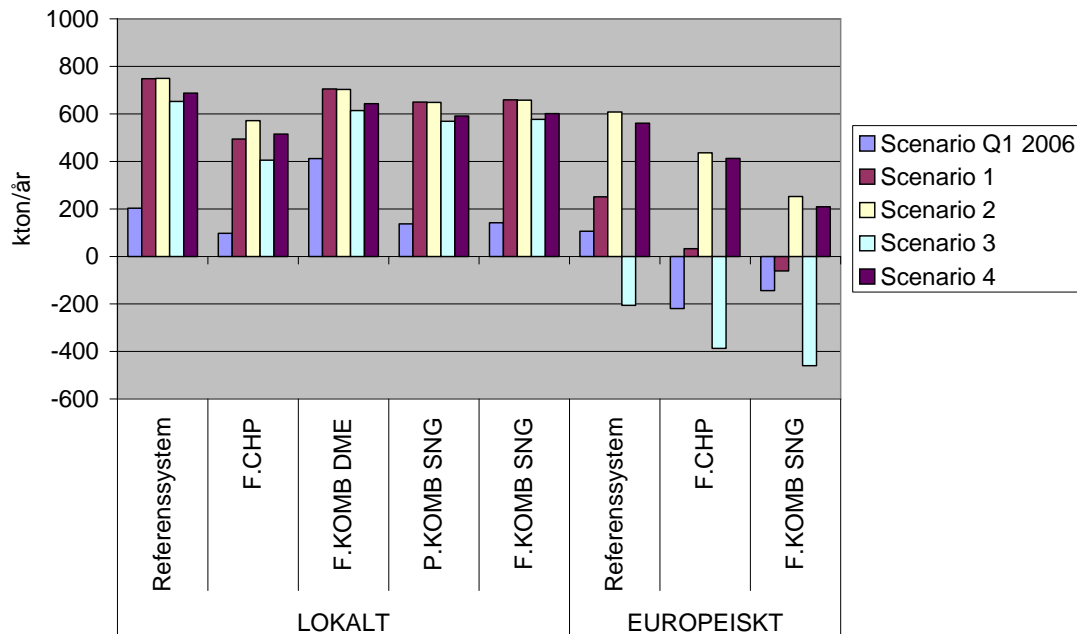
- Biobränsleförgasning för produktion av andra drivmedel, som DME, kan även detta vara ekonomiskt intressant, förutsatt ett lågt biobränslepris relativt fossilbränslepris och att anläggningen har tillräckligt lång drifttid. De ekonomiska förutsättningarna för en sådan anläggning förbättras alltså om den körs fristående från Rya KVV. Den skulle då uppvisa ungefär samma karakteristik och flexibilitet som en SNG-anläggning.

Den regionala analysen visar dock att i Göteborg (med de kostnads- och prestandadata som använts här) är SNG-anläggningen i allmänhet mer ekonomiskt intressant.²³ Produktion av DME sker istället med fördel knutet till andra, mindre fjärrvärmesystem.

- Övriga processalternativ som studerats särskilt inom projektet är inte ekonomiskt intressanta för Göteborgs energisystem.

²³ Investering i en anläggning för produktion av SNG har i den regionala modellen antagits vara möjligt enbart i Göteborg där det finns tillgång till ett större fjärrvärmesystem och, framförallt, ett naturgasnät.

- En förgasningsanläggning för kraftvärmeproduktion utan ombyggnad av Rya KVV blir för liten för att vara ekonomiskt intressant.
- Produktion av SNG för renodlad användning i Rya KVV ger ungefär samma elverkningsgrad som alternativen, men betydligt högre fasta kostnader, varför det i allmänhet inte är något ekonomiskt intressant alternativ.



Figur 8.4 Totala CO₂-utsläpp från fjärrvärmesystemet lokalt respektive kompenserat för utsläpp från alternativ elproduktion och alternativ drivmedelsanvändning (Europeiskt, från BKR:15). Antagna marginella CO₂-utsläppen från framförallt elproduktion skiljer sig åt mellan scenarierna, vilket påverkar de ”europeiska” utsläppen avsevärt (se även Tabell 4.2).

För de olika scenarier och fall som använts i projektet kan man för Göteborgs fjärrvärmesystem dra följande slutsatser:

- Det är stor skillnad mellan dagens prissituation (Scenario Q1-2006) och de framtida marknadsscenarier som används. Med dagens lägre elpriser och höga fossilbränslepriser är fossilbaserad elproduktion mindre lönsam. Under samtliga framtida scenarier får man därför betydligt längre drifttider både för Rya KVV, baserat på naturgas, och för de olika processalternativ som studerats. Detta påverkar i hög grad det ekonomiska utfallet.
- Med dagens prissituation (Scenario Q1-2006) är kraftvärmelanläggningen för ett ombyggt Rya KVV och SNG-produktion för drivmedel särskilt ekonomiskt intressanta. Detta beror på att ett högt fossilbränslepris kombineras med lågt biobränslepris och högt elcertifikatpris. För kraftvärmefallet innebär detta att vi också får betydligt längre drifttider för Rya KVV när denna delvis konverteras till biobränsle än då den körs med enbart naturgas.

- Av de framtida marknadsscenarierna ligger Scenario 3 (LO-HI) närmast dagens situation. Detta återspeglas också i att de ekonomiska förutsättningarna för bibränsleförgasning även i detta scenario är gynnsamma.
- Höga CO₂-priser, som i Scenarier 2 och 4, är här också förknippat med relativt sett höga bibränslepriser, vilket gör att de ekonomiska förutsättningarna för bibränsleförgasning försämras kraftigt.
- För samtliga scenarier är också hanteringen av spillvärme från raffinaderierna av betydelse för Göteborgs energisystem. Om bibränsleförgasningen tillåts konkurrera på ekonomiska villkor med leveranserna från raffinaderierna, påverkar detta drifttiderna för de olika anläggningarna och därmed de ekonomiska förutsättningarna (jämför ”standardmodell” med ”spill25” i Figur 8.3).

Detta har naturligtvis störst betydelse för de mest ekonomiskt intressanta alternativen. Anläggningen för produktion av SNG skulle därför ha mest att vinna på sådan konkurrens. Om en anläggning för bibränsleförgasning byggs i Göteborg, skulle det alltså kunna finnas ekonomiska skäl för Göteborg energi att minska inköp av spillvärme från raffinaderierna.

Övrig litteratur/information om förgasning för Göteborgs energisystem

Göteborg Energi har genomfört ett internt utredningsprojekt kallat GoBiGas. Projektet har syftat till att utreda olika alternativ för produktion av grön gas inom Göteborg och har genomförts delvis parallellt med projektet Biokombi Rya.

Inom projektet Göteborg 2050 har följande rapporter tagits fram:

J. Franzén, *Future Production of Transport Fuel, Power and Heat from Biomass, A Vision of a Large-Scale Energy Combine in Göteborg*, examensarbete, 2003, Fysisk Resursteori, Chalmers, Göteborg

Robert Hedman, *Göteborg 2050 – Det hållbara vätgassamhället*, examensarbete, 2005, Fysisk Resursteori, Chalmers, Göteborg

8.2 Biokombi Rya i Västsverige

En eventuell storskalig förgasningsanläggning i Göteborg skulle få en betydande roll även i ett regionalt perspektiv. Genom att studera användningen av bibränsle i Västsverige som region kan bibränsleförgasning i Göteborg också jämföras mot annan användning av bibränsle. Särskilt intressant är det att jämföra mot användning i mindre skala och i andra typer av anläggningar, som t ex mer konventionell bibränslebaserad kraftvärme, men också mot förgasning av bibränsle i fjärrvärmesystem med andra förutsättningar.

Energisystemet i Västra Götalandsregionen, tillsammans med Kungsbacka kommun, har modellerats i en optimerande modell och analyserats för de olika scenarier som skisserats i kapitel 4. Fokus i modellen ligger på fjärrvärmesystemen, vars produktion optimeras. El och drivmedel, däremot, antas i analysen säljas på en marknad som bestäms av de priser som ingår i respektive scenarier.

Mängden drivmedel som kan säljas från produktion inom regionen antas vara begränsad. Dels begränsas mängden SNG som kan säljas till en relativt sett låg

distributionskostnad (i befintligt gasnät) och dels begränsas den totala mängden biodrivmedel. Tillgången på biobränslen till låg kostnad (skogsindustrins biprodukter och flis från GROT) antas också vara begränsad, baserat på de resurser som finns inom regionen. Ett dyrare biobränslesortiment (motsvarande pellets) antas däremot kunna köpas in på en internationell biobränslemarknad, utan begränsningar.

De olika fjärrvärmesystemen inom regionen har olika karakteristika. De viktigaste, förutom den befintliga anläggningsparken i allmänhet, är:

- Totalt värmeunderlag inom respektive fjärrvärmesystem,
- Tillgänglig spillvärme från industrier och liknande,
- Befintliga anläggningar för avfallsförbränning, och
- Tillgång till naturgas i befintliga ledningar.

Detta påverkar vilka anläggningar som över huvud taget *kan* byggas inom respektive nät (storlek och typ av anläggning) och naturligtvis också vilka anläggningar som faktiskt är ekonomiskt intressanta att bygga under olika scenarieantaganden. Generellt sett ingår i analysen de processalternativ som tagits fram inom projektet för konvertering av Rya KVV samt en stor mängd mer konventionella alternativ för produktion av fjärrvärme. Utöver detta har konkurrenskraften för fristående DME-produktion samt för en nybyggd kraftvärmeanläggning med förgasning av biobränsle (BIGCC) i Göteborgs fjärrvärmesystem studerats.

I det regionala perspektivet har det också varit möjligt att titta närmare på förutsättningarna för drivmedelsproduktion generellt. Inom projektets gemensamma scenarier (se kapitel 4), har därför effekten av olika nivåer på styrmedel i form av s k drivmedelscertifikat (eller motsvarande stöd) undersökts särskilt.

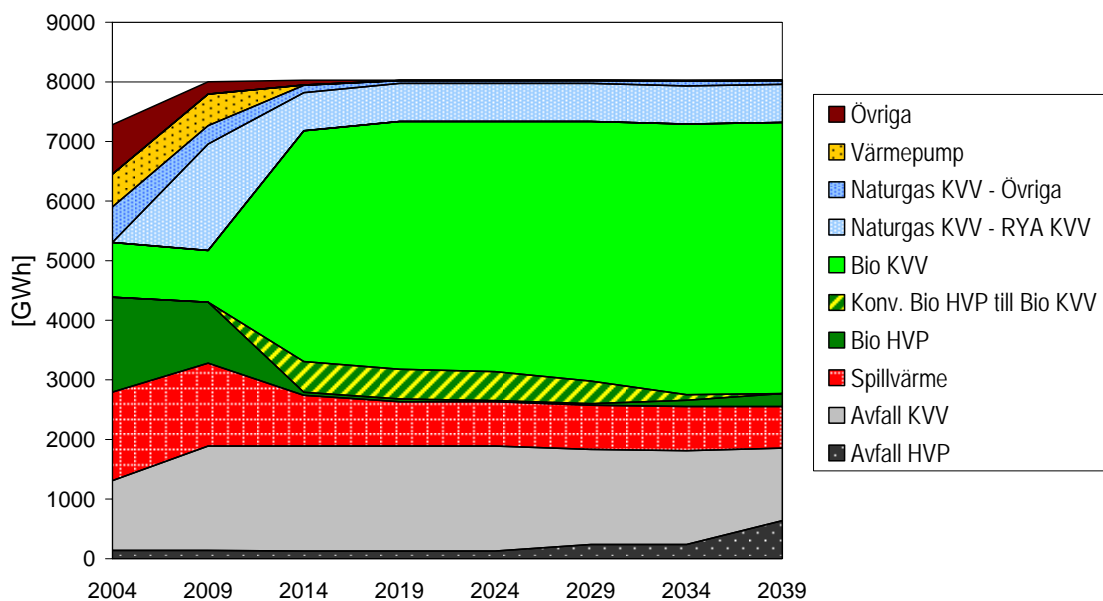
Utifrån analysen kan följande resultat och slutsatser lyftas fram:

- Generellt sett visar resultaten för samtliga scenarier att det finns tydliga drivkrafter att öka elproduktionen i fjärrvärmesystemen genom ökad kraftvärmeproduktion. I scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriser är det i första hand biobränslebaserad kraftvärme som byggs (se Figur 8.5). Med högre biobränslepris och lägre elcertifikatnivå är det istället naturgasanvändningen som expanderar (se Figur 8.6).

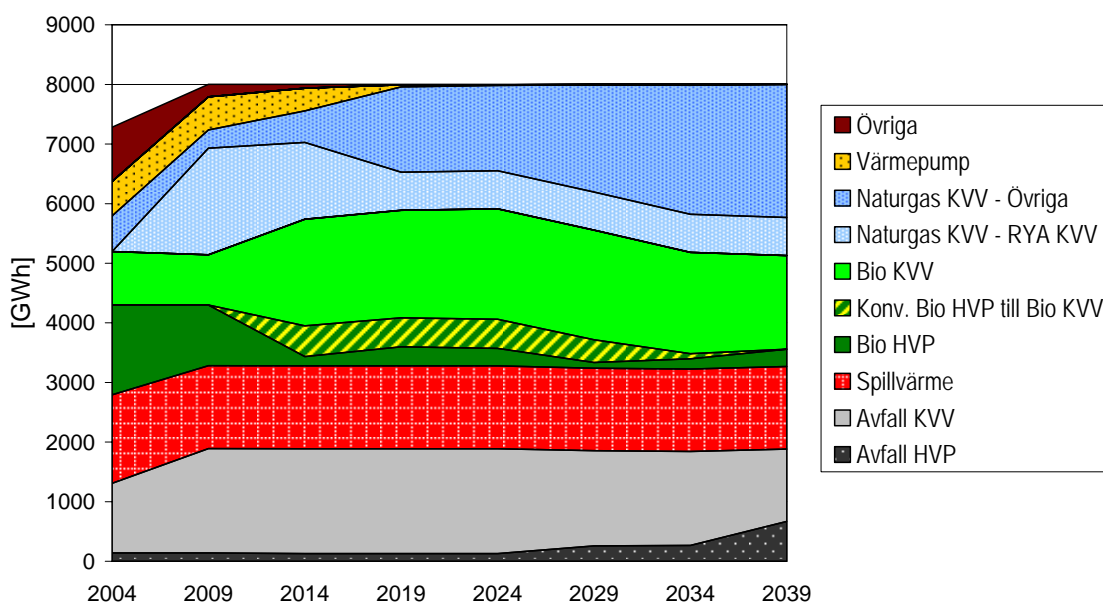
Genomgående är det *konventionell* biobränsleeldad kraftvärme och konvertering av befintliga biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärme som är ekonomiskt mest fördelaktigt. Enligt modellresultatet sker det inga investeringar i de förgasningsbaserade kraftvärmealternativ som ingår som processalternativ i Biokombi Rya. Enda undantaget är om urvalet av tillgängliga tekniker begränsas, vilket innebär att förgasning för kraftvärme i flera fall är *mer* fördelaktigt än att fortsätta köra Rya KVV med naturgas. Detta resultat stämmer också väl med resultaten i den lokala studien.

En nybyggd BIGCC, med hög elverkningsgrad²⁴, konkurrerar dock ut konventionell kraftvärme i Göteborgssystemet i de fall ”grön” elproduktion premieras ekonomiskt (högt elpris och högt elcertifikatpris). Med andra ord krävs en tydligt högre elverkningsgrad jämfört med konventionell biokraftvärme för att förgasning ska vara intressant (se Figur 8.7).

²⁴ Alternativet som används har en elverkningsgrad på 0,43 och totalverkningsgrad på 0,9 räknat från biomassa in till slutprodukt (se även Tabell 2.3).



Figur 8.5 Fjärrvärmeproduktion i hela regionen för Scenario 1 (LO-LO) med relativt lågt bibränslepris och högt elcertifikatpris (låg nivå på drivmedelscertifikat, från BKR:16).



Figur 8.6 Fjärrvärmeproduktionen i hela regionen för Scenario 2 (HI-LO) med högre bibränslepris relativt fossilbränslepris (låg nivå på drivmedelscertifikat, från BKR:16).

- Produktion av biodrivmedel baserat på förgasning av bibränsle²⁵ är enligt modellresultaten intressant i samtliga scenarier om nivån på drivmedelscertifikat är hög, men också i vissa fall med låg nivå. Det är då genomgående alternativet för produktion av SNG som kommer in först (se Figur 8.8)²⁶.

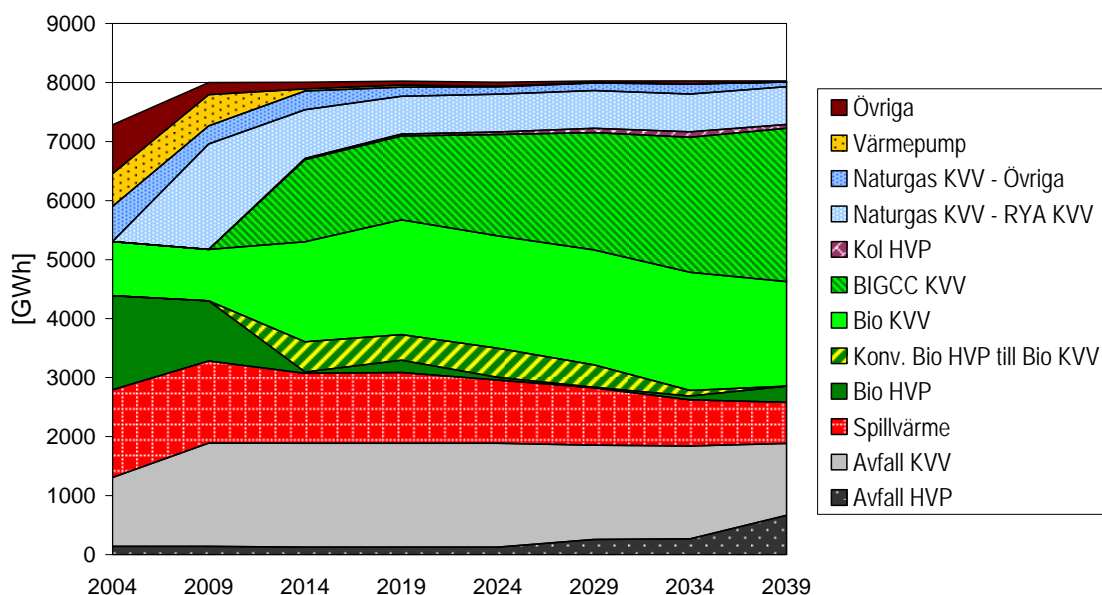
När förutsättningarna är gynnsamma byggs även fristående anläggningar för DME-produktion. Ur ett regionalt perspektiv placeras dessa då med fördel i ett

²⁵ Det är enbart denna typ av biodrivmedel som ingår explicit i studien. Se dock diskussionen om olika typer av biodrivmedel i avsnitt 2.3.

²⁶ Undantaget är scenario Q1-2006, eftersom prissättningen för SNG och DME i detta fall bestäms på annat sätt, vilket ger större intäkter vid försäljning av DME.

mindre fjärrvärmenät, med, enligt modellresultaten, högre kostnader för alternativ fjärrvärmeproduktion.

Rangordningen mellan SNG och DME är dock osäker, eftersom distributions- och fordonskostnader hanterats tämligen översiktligt.



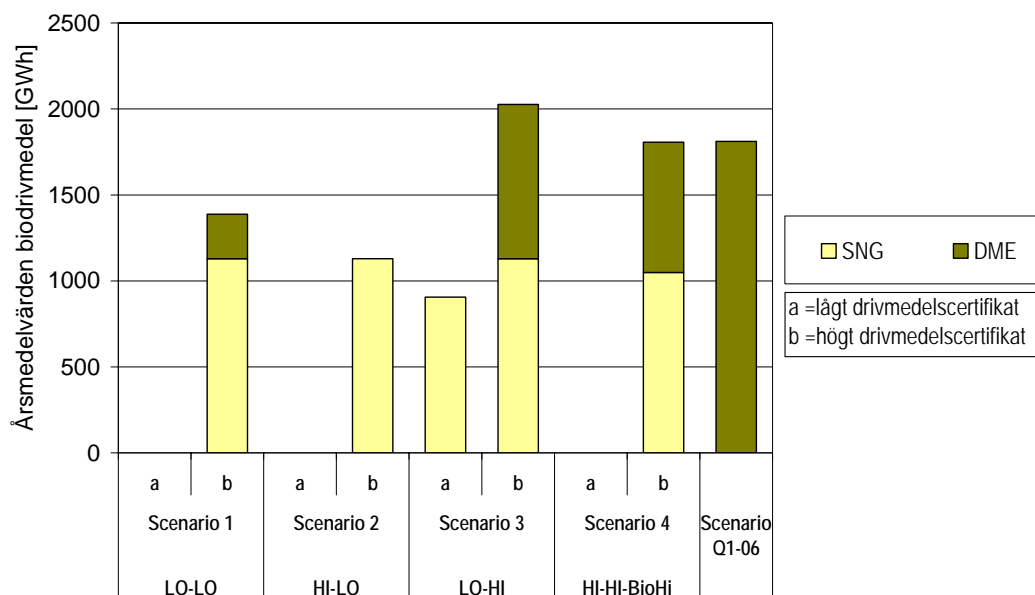
Figur 8.7 Fjärrvärmeproduktionen i Scenario 1 (LO-LO) och alltså med samma förutsättningar som Figur 8.5, förutom att en ny förgasningsanläggning, BIGCC CHP finns med i modellen som investeringsalternativ (från BKR:16).

- Högre CO₂-priser, vilka avspeglar en högre ambitionsnivå när det gäller att reducera utsläppen av växthusgaser, ger inom den studerade regionen i allmänhet en minskad användning av biobränsle, en lägre andel grön elproduktion och därför högre utsläpp av CO₂ inom regionen. Förklaringen ligger i att scenarierna förutsätter att ett högre CO₂-pris generellt leder till ökad efterfrågan på biobränsle och därmed till högre biobränslepriser.

Jämför Scenarier 1 och 3 (med lågt CO₂-pris) med Scenarier 2 och 4 (med högt CO₂-pris) i Figur 8.9.

- Högre nivåer på fossilbränslepriser ger en ökad produktion av biodrivmedel i regionen (jämför Scenario 3 LO-HI med Scenario 1 LO-LO i Figur 8.8). Förutsättningarna är i detta fall gynnsamma även för konventionell biokraftvärme. Genom att tillgången till biobränsle till lågt pris (flis) och fjärrvärmeunderlag är begränsat trycks dock kraftvärme i viss mån tillbaka av drivmedelsproduktionen.
- I det scenario (Scenario 4) där både CO₂-priser och fossilbränslepriser är höga fås mycket höga biobränslepriser och användningen av biobränsle är liten. Man får då istället en ökad användning av kol i kraftvärmeanläggningar. Med en hög nivå på drivmedelscertifikat produceras ändå biodrivmedel i regionen.
- Lönsamheten för produktion av biodrivmedel är helt beroende av framtida nivåer för styrmedel (subventioner, drivmedelscertifikat eller liknande). De nivåer som krävs för att göra produktionen ekonomiskt intressant ligger dock ungefär i nivå med dagens och i gynnsamma fall även under dagens nivå (t ex vid högt oljepris i Scenario 3).

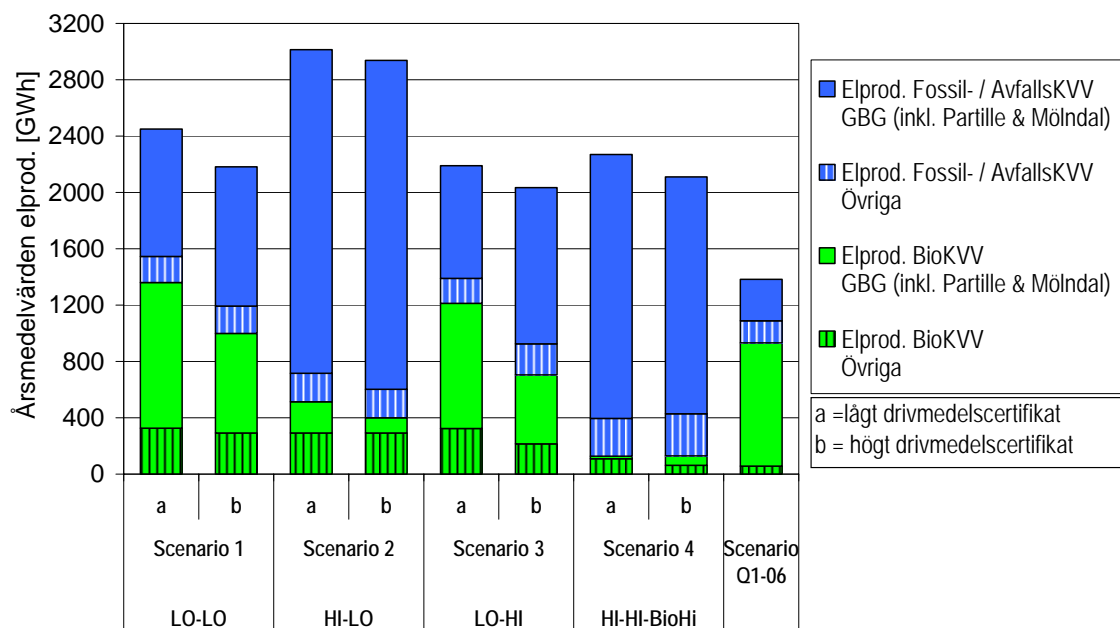
Produktionskostnaderna för biodrivmedel, med kreditering för intäkter från försäljning av producerad el och minskade kostnader för fjärrvärmeproduktion ligger, enligt denna studie, på knappt 500 SEK/MWh för produktion av SNG och knappt 600 SEK/MWh för produktion av DME (i fristående anläggning). Med höga priser på CO₂, fossilbränslen och biobränsle (Scenario 4) ökar kostnaden med ca 100 SEK/MWh.



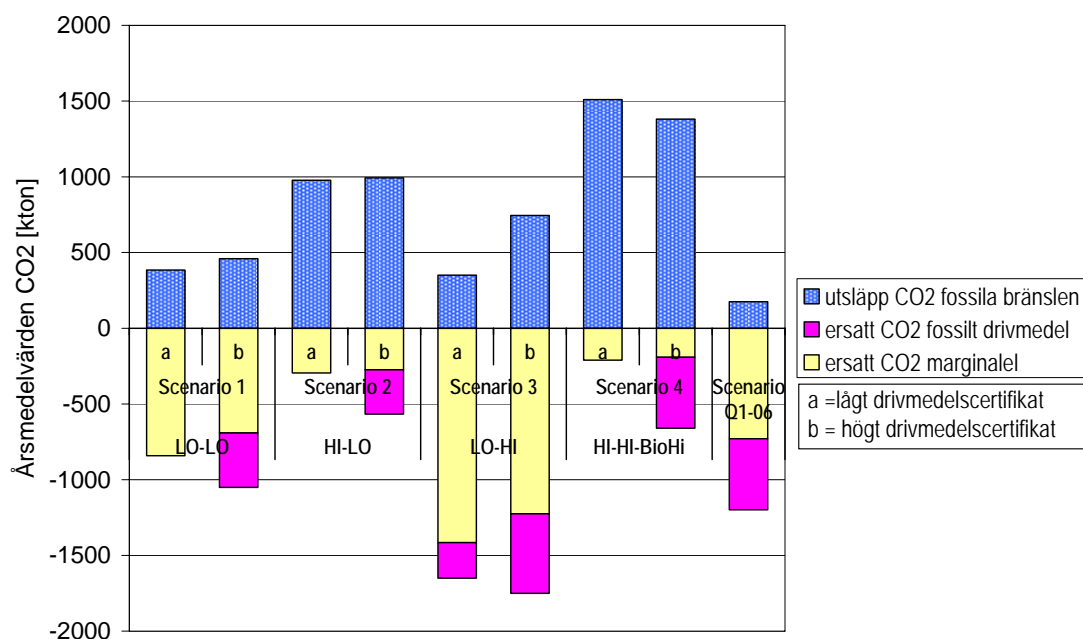
Figur 8.8 Produktion av biodrivmedel i de olika scenarierna som årsmedelvärden för hela den studerade perioden (från BKR:16).

- Den samlade elproduktionen från kraftvärme i regionen ökar till 3-6 gånger dagens produktion, vilken år 2004 uppgick till 485 GWh, i de olika scenarierna. Andelen kraftvärmeproduktion som baseras på biobränsle är dock starkt scenarieberoende. Högt CO₂-pris och därmed högre biobränslepris och lägre elcertifikatpris ger lägre andel. Andelen är också beroende av nivån på drivmedelscertifikat (se Figur 8.9).
- Tillgången till biobränsle till lägre pris (biprodukter och flis), som i modellen antas vara begränsad till regionens egna resurser, utgör i flera scenarier och fall en begränsning. Detta innebär att när förutsättningarna för produktion av biodrivmedel förbättras genom styrmedel (som t ex drivmedelscertifikat), leder detta till miljömässigt sämre lösningar för fjärrvärmeproduktion.

Däremot används *inte* det dyrare biobränslesortimentet (motsvarande pellets), vars tillgång antas vara obegränsad. Användningen av biobränsle är med andra ord tydligt priskänslig. Detta är också tydligt i jämförelsen mellan olika scenarier, där högre biobränslepriser direkt leder till minskad användning.



Figur 8.9 Elproduktion och elanvändning i det studerade systemet i de olika scenarierna som årsmedelvärden för hela den studerade perioden (från BKR:16).



Figur 8.10 CO₂-utsläpp associerade med det studerade systemet som årsmedelvärden för hela den studerade perioden för respektive scenario (från BKR:16). Bilden visar dels utsläpp av fossil CO₂ inom det studerade systemet och dels antagna undvikta CO₂-utsläpp utanför det studerade systemet.

- CO₂-utsläppen från fjärrvärmesystemen i Västsverige är tämligen små (ca 600 kton/år eller 6 % av de totala utsläppen i regionen) och i de scenarier där biobränslebaserad kraftvärme har goda förutsättningar bibehålls detta

(Scenarier 1, 3 och Q1-2006).²⁷ En ökande drivmedelsproduktion ökar i någon mån de lokala utsläppen, vilket beror på att andelen fossilbränsle i övriga anläggningar ökar. Om man tar hänsyn till effekterna på marginell elproduktion och fossilbränsleanvändning är utsläppen i dessa scenarier dock negativa.

I scenarier med ett högt CO₂-pris ökar de regionala utsläppen samtidigt som påverkan av externa effekter minskar. Resultatet beror på att en högre klimatambition har antagits öka den globala efterfrågan på biobränsle, vilket pressar upp biobränslepriset. Samtidigt har energisystemet utanför regionen antagits bli mer klimatanpassat och få lägre marginella CO₂-utsläpp.

- Slutligen visar resultaten ovan att scenarieantaganden har en stor påverkan på vilka tekniker som har bäst ekonomiska förutsättningar. Detta är inte på något sätt överraskande, men förstärker argumenten för användning av olika scenarier och för en kritisk granskning av olika scenarieantaganden. Se även diskussionen om användningen av scenarier i kapitel 9.

I Tabell 8.1 sammanfattas resultaten för de förgasningsalternativ som studerats utifrån ett regionalt perspektiv. Resultaten stämmer också väl överens med de för Göteborgs fjärrvärmesystem.

Som synes är en anläggning för produktion av SNG (metanisering) det förgasningsalternativ som är ekonomiskt intressant i flest fall, men även DME-produktion är av intresse. Dessa anläggningar är dock beroende av någon form av styrmedel som premierar produktion av biodrivmedel. Vilket bränsle som blir mest intressant är också beroende av utvecklingen på fordons- och distributionssidan. Dessa aspekter har inte studerats inom detta projekt, men diskuteras i avsnitt 2.3.

Förgasning för produktion av kraftvärme är tveksamt om avsikten är att konvertera Rya Kraftvärmeverk, eftersom elverkningsgraden då blir förhållandevis låg. Det är dock i flera fall bättre än att fortsätta naturgasdriften för Rya KVV. Förutsättningarna för förgasningsbaserad biokraftvärme blir också betydligt bättre med en anläggning som är optimerad för högre elverkningsgrad (BIGCC i tabellen).

²⁷ Uppgiften om dagens CO₂-utsläpp från regionen baseras på statistik från SCB. Beräknat från modellen är utsläppen lägre (ca 400 kton/år), vilket delvis förklaras av olika antaganden om fossilandel vid förbränning av avfall.

Tabell 8.1 Tabellen visar i vilka av de prövade fallen respektive förgasningsanläggning kommer in i systemet (från BKR:16). Streck (-) anger att fallet ej har studerats.

SCENARIO	DRIVMEDELSCERTIFIKAT	FÖRUTSÄTTNINGAR	TEKNIKER				
			KVV - ALTERNATIV	METANISERING (FLIS)	KOMBINAT MED DME-PROD. (FLIS)	FRISTÅENDE DME-PROD. (FLIS)	BIGCC CHP hög elverk. (extern ref.)
1	LÅGT (200)	Grund	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
1	HÖGT(400)	Grund	NEJ	JA	NEJ	JA	-
1	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	JA
1	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	NEJ	JA	NEJ	NEJ	JA
1	LÅGT (200)	Befintlig GBG	JA	NEJ	NEJ	NEJ	-
1	HÖGT(400)	Befintlig GBG	NEJ	JA	NEJ	JA	-
2	LÅGT (160)	Grund	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
2	HÖGT (360)	Grund	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
2	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ
2	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	NEJ	JA	NEJ	NEJ	NEJ
2	LÅGT (160)	Befintlig GBG	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
2	HÖGT (360)	Befintlig GBG	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
3	LÅGT (200)	Grund	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
3	HÖGT(400)	Grund	NEJ	JA	NEJ	JA	-
3	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	NEJ	JA	NEJ	NEJ	JA
3	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	NEJ	JA	NEJ	JA	JA
3	LÅGT (200)	Befintlig GBG	JA	JA	NEJ	NEJ	-
3	HÖGT(400)	Befintlig GBG	JA	JA	NEJ	JA	-
4	LÅGT (160)	Grund	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
4	HÖGT (360)	Grund	NEJ	JA	NEJ	JA	-
4	LÅGT (160)	BIGCC tillåten	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ
4	HÖGT (360)	BIGCC tillåten	NEJ	JA	NEJ	JA	NEJ
4	LÅGT (160)	Befintlig GBG	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
4	HÖGT (360)	Befintlig GBG	NEJ	JA	NEJ	JA	-
Q1-06	-	Grund	NEJ	NEJ	NEJ	JA	-
Q1-06	-	BIGCC tillåten	NEJ	NEJ	NEJ	JA	NEJ
Q1-06	-	Befintlig GBG	JA	NEJ	NEJ	JA	-

Övrig litteratur/information om förgasning ur regionalt perspektiv

Biobränsleförgasning i Västsverige som region har inte tidigare studerats ur ett systemperspektiv. Projektet BioMeeT, som berör DME-produktion från förgasad biomassa, tar dock upp en del regionala aspekter (se faktarutan om biodrivmedel).

Ett annat sätt att satsa på regional utveckling av framförallt biodrivmedel är samverkansorganisationen BioFuel Region, vilket omfattar i första hand Västernorrland och Västerbottens län. Mer information om detta finns på www.biofuelregion.se.

9 Diskussion

I ett forskningsprojekt av den här bredden ingår ett stort antal avgränsningar rörande både de system och de tekniker som studeras. Likaså ligger det ett stort antal antaganden rörande såväl energimarknader som teknikprestanda bakom resultaten. Samtliga dessa avgränsningar och antaganden kan diskuteras. Här har vi valt att fokusera diskussionen på tre områden; scenarieanvändningen, valda metoder och ansatser, samt inriktningen mot vissa typer av tekniska systemlösningar.

Scenarieanvändning

Inom projektet har ett antal gemensamma scenarier arbetats fram.²⁸ Dessa scenarier ska inte ses som prognoser för energimarknadernas utveckling utan används i första hand i utforskande syfte för att kunna tydliggöra betydelsen av olika faktorer. Inom projektet har därför inte sannolikheten för respektive scenario diskuterats.

Utgångspunkten för scenariearbetet har varit att ge inbördes konsistenta scenarier, så att vi utgått från ett logiskt samband mellan till exempel fossilbränslepris och elpris eller mellan ambitionsnivå på klimatsidan (CO₂-pris) och biobränslepris. Däremot har ambitionsnivån på klimatområdet antagits vara oberoende av nivån på fossilbränslepriserna.

Ytterligare en ansats har varit att tillgången till elproduktionskapacitet är knapp och att elpriset därför pressas upp tills det blir ekonomiskt intressant att bygga ny kapacitet. Den teknik som har bäst förutsättningar att byggas under respektive scenarieförutsättningar har då antagits bli marginalteknik. Samma marginalteknik har också antagits ge de marginella utsläppsförändringarna i systemet, vid produktion (eller användning) av elkraft. Elproduktionskostnaderna skiljer sig lite mellan olika tekniker och därmed olika scenarier. Däremot är det stor skillnad på de marginella utsläppen för olika tekniker. Antagandet har därmed stor påverkan på beräkningen av *totala* CO₂-utsläpp. Det påverkar dock inte de lokala utsläppen eller de ekonomiska resultaten. Användningen av marginella CO₂-utsläpp för biobränsleanvändning (i studien av vätgasproduktion) har en liknande påverkan.

Resultaten för fallstudien visar genomgående att höga CO₂-priser minskar konkurrenskraften för förgasning av biobränsle, men också för biobränsleanvändning inom regionen i stort. Detta beror på att ett högt CO₂-pris konsekvent antas vara knutet till högre biobränslepris, som en följd av att konkurrensen om biobränsle ökar. Detta antagande ger alltså som resultat att biobränsleanvändningen förutsätts vara *mer* ekonomiskt intressant inom andra regioner och energisystem, än i den region som studeras här.

Detta är inte något orimligt resultat, eftersom biobränsleanvändningen i Sverige är, till skillnad från stora delar av Europa (och världen) i övrigt, relativt väl utbyggd. De enkla och mest kostnadseffektiva användningsområdena är därför redan utnyttjade här. I Europa används också betydande mängder kol och det finns en möjlighet att delvis konvertera existerande fastbränsleanläggningar, vilken saknas i Sverige. Slutligen saknas i de regionala och lokala systemstudierna inom detta projekt möjligheter till CCS, vilket ingår som en förutsättning för Europa vid utarbetandet av

²⁸ De gemensamma scenarierna har framför allt använts inom de delprojekt som utgått från projektets fallstudie. Inom delprojektet som fokuserar på den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel har delvis andra scenarier använts.

scenarierna. Skillnaden i resultat mellan scenarierna är dock slående och det kan finnas anledning att granska dessa effekter närmare.

Metoder och ansatser

I projektet har flera olika forskargrupper med olika arbetssätt och olika disciplinär bakgrund deltagit. Ett betydande arbete har därför lagts ner inom projektet för att öka förståelsen mellan olika synsätt och knyta samman analysen av olika delsystem. Samarbetet mellan forskargrupperna och den helhetssyn detta lett till är en av de stora vinsterna med projektet. Skillnaderna i använda metoder och ansatser har därför inte varit något problem utan en tillgång. Det är ändå viktigt att känna till att skillnaderna finns.

Systemavgränsningen skiljer sig tydligt mellan det delprojekt som fokuserar på den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel och de delar som är direkt inriktade mot projektets fallstudie. De senare fokuserar på vissa tekniker i ett avgränsat energisystem (t ex Göteborgs lokala system eller den västsvenska regionen) inom de specificerade scenarierna. Den förra har däremot ett längre tidsperspektiv och använder därför friare och mer extrema scenarievarianter och med en öppnare inriktning mot olika typer av tekniker (inte bara biobränsleförgasning). Dessutom finns det en skillnad i inriktningen mot det stationära energisystemet (framförallt fjärrvärme) respektive transportsektorn.

Det finns också en grundläggande skillnad mellan arbetet med övergripande teknisk processdesign och övriga delprojekt som utgår från en systemanalytisk ansats. Genom målmedvetet arbete har dessa två ansatser dock sammanfogats väl inom projektet och lett till en extra kvalitetskontroll av analysen. Den tekniska processdesignen har, förutom att ta fram sina ”egna” resultat också gett indata till övriga delprojekt. Överföringen *från* systemanalysen till de tekniska beräkningarna har varit av mer kvalitativ än kvantitativ art.

Slutligen finns det vissa konkreta skillnader mellan den systemanalys som genomförts för vätgasproduktion relativt övriga delprojekt. I analysen av vätgasproduktion utgår man genomgående från att den CO₂ som frigörs i processen samlas in och lagras, samt att detta också ger en intäkt till anläggningen. Även i övriga drivmedelsprocesser frigörs en (mindre) mängd CO₂, men denna antas inte samlas in.

I beräkningarna av globala förändringar i CO₂-utsläpp vid vätgasproduktion används, till skillnad från övriga delprojekt, också de marginella utsläppen för biobränsleanvändning. Man antar alltså att hela den tillgängliga biobränslepotentialen används i systemet. En ökad användning av biobränsle i den studerade anläggningen antas därför leda till att denna mängd biobränsle *inte* kan användas på annat ställe och där leder till ökade CO₂-utsläpp. Antagandet är av stor betydelse för resulterande CO₂-utsläpp, eftersom de ökade utsläppen från marginell biobränsleanvändning är i samma storleksordning som minskningen av ersatt fossilt fordonsbränsle.

Båda dessa skillnader kan motiveras av att analysen av vätgasproduktion har en mer långsiktig inriktning. Längre fram i tiden kan insamling och lagring av CO₂ förväntas vara kommersiellt tillgängligt och användningen av biobränsle i ett internationellt perspektiv betydligt större.

Val av systemlösningar

Projekt Biokombi Rya har fokuserat på en viss typ av teknik för biobränsleanvändning, nämligen förgasning av biobränsle (särskilt via cirkulerande fluidiserad-

bädd-teknik) och möjligheterna att konvertera Rya kraftvärmeverk (och NGCC generellt) till biobränsle via denna teknik. Projektet har också särskilt tittat på två typer av biodrivmedel, nämligen DME och SNG. Dessa val har baserats på en föranalys som tagit hänsyn till förutsättningarna för fallstudien, tidigare erfarenhet och forskningsprojektets syfte (se även projektets underlagsrapporter, särskilt BKR:12). Resultaten är till stora delar relevanta även för andra systemlösningar, till exempel så att många av slutsatserna för DME-produktion även är giltiga för metanolproduktion eller flytande biodrivmedel generellt.

Inte desto mindre hade man kunnat identifiera andra intressanta tekniska systemlösningar. Om fokus hade varit möjligheterna att konvertera Rya kraftvärmeverk till biobränsle generellt hade till exempel även kombinationer med konventionell förbränning av biobränsle kunnat vara intressanta. Göteborg Energi tittar också på möjligheterna med sk indirekt förgasning (framförallt för produktion av biodrivmedel). Om syftet hade varit att studera möjligheterna att minska CO₂-utsläpp från respektive energisystem i vidare bemärkelse, finns det helt andra teknikalternativ som kan ge intressanta systemlösningar. Resultaten måste därför tolkas utifrån projektets avgränsade syfte, inriktning och omfattning.

10 Sammanfattande slutsatser

För att studera de framtida förutsättningarna för biobränsleanvändning i allmänhet och förgasning av biobränsle i synnerhet, krävs det en helhetssyn på utvecklingen av behov, alternativa tekniska möjligheter och energimarknader. Detta innebär att resultaten i högsta grad är system- och scenarieberoende.

Förgasning av biobränsle gör det möjligt att uppnå högre verkningsgrad för el- respektive drivmedelsproduktion jämfört med alternativ biobräsleteknik, vilket är en fördel ur ett *renodlat CO₂-perspektiv*. På samma sätt är det en fördel om värmets från anläggningen kan användas för att ersätta fossilt bränsle. Störst CO₂-nytta fås om biobränsle används för att ersätta kol, vilket på *kort sikt* innebär produktion av el och värme. På längre sikt är sambanden mer komplexa.

Nivån på *priset för biobränsle* relativt fossilbränslepriser är av central betydelse för om förgasning av biobränsle ska vara ekonomiskt intressant över huvud taget. Med höga ambitioner inom klimatområdet och därmed höga CO₂-priser kan priset på en internationell biobräslemarknad drivas upp så att det blir svårt att motivera den här typen av mer tekniskt avancerade biobränsleanläggningar.

Den långsiktiga konkurrenskraften för biodrivmedel från förgasning är i hög grad beroende av teknik- och kostnadsutveckling inom både transportsektorn och andra sektorer, t ex för lagring av el och väte, mer effektiv produktionsteknik för cellulosasetanol, bränsleceller och uthållig CO₂-fri elproduktion. Tillgängligheten för insamling och lagring av CO₂ från fossila anläggningar ökar konkurrenskraften betydligt, men denna effekt neutraliseras om CO₂ samlas in även från biobaserade anläggningar. Vilken typ av biodrivmedel som får bäst konkurrenskraft är också i hög grad beroende av distributions- och fordonskostnader. För närvarande pågår slutligen en effektivisering av bilens drivlina, vilket omfattar en snabb utveckling av hybridbilar. Därmed läggs grunden för en elektrifiering av bilen. Biodrivmedelns långsiktiga roll i denna utveckling är än så länge öppen.

För att förgasning av biobränsle ska vara ekonomiskt intressant kommer förmodligen inte höga fossilbränslepriser i sig eller styrmedel generellt inriktade mot att reducera CO₂-utsläppen (som t ex handel med utsläppsrätter) att vara tillräckliga. *Riktade styrmedel* för att premiera förnybar el- och/eller drivmedelsproduktion, som t ex gröna elcertifikat eller drivmedelscertifikat, kommer att krävas om inte priset på just el och/eller drivmedel ökar kraftigt av andra skäl. Nivån för dessa styrmedel behöver dock inte vara extremt höga, utan rymms gott och väl inom de nivåer som idag är aktuella.

Det finns ett antal tekniska möjligheter som i hög grad påverkar förutsättningarna för förgasning av biobränsle. Till dem som på kortare sikt (10-15 år) har störst potential att utvecklas och därmed att påverka förutsättningarna hör möjligheten att samla in och lagra CO₂.

Energimarknadsläget under år 2006 är särskilt gynnsamt för biobränslebaserad elproduktion, med höga fossilbränslepriser kombinerat med lågt biobränslepris och högt elcertifikatpris. Vid gynnsamma förutsättningar för *både* grön el- och drivmedelsproduktion kan en konkurrenssituation om biobränsle uppstå. Vid användning av riktade styrmedel, som t ex drivmedelscertifikat, kan detta leda till att ökad biobränsleanvändning inom en sektor ger totalt sett högre CO₂-utsläpp genom att fossilbränsleanvändning ökar inom en annan sektor.

För att det ska vara intressant att delvis konvertera NGCC till bibränsleförgasning för kraftvärmeproduktion är det viktigt att:

- Elverkningsgraden i anläggningen är tillräckligt hög, d v s att den resulterande verkningsgraden från bibränsle till el blir åtminstone lika hög som för ett konventionellt bibränsleeldat kraftvärmeverk.

Eftersom bibränslet ska omvandlas till bränslegas och anläggningen dessutom har en betydande intern elanvändning, innebär detta att konvertering i första hand är intressant för NGCC med hög elverkningsgrad.

- Det finns behov av värme under stor del av året, vilket dels ger anläggningen tillräcklig drifttid och dels ger ett ekonomiskt bidrag genom försäljning av värme. För ett fjärrvärmesystem innebär detta att anläggningen ekonomiskt ska kunna köras som baslast och att den ersätter ”dyr” fjärrvärmeproduktion. Detta gäller generellt för kraftvärmeanläggningar, men är extra viktigt för bibränsleeldad kraftvärme som här, med höga investeringskostnader.

För att förgasning av bibränsle för produktion av biodrivmedel ska vara ekonomiskt intressant är det viktigt att:

- Produktionen av biodrivmedel kan ske med lång drifttid, eftersom anläggningar av den här typen är mycket investeringstunga.

Fördelarna med att integrera produktionen med en värmesänka och därmed höja anläggningens totalverkningsgrad är betydande. Det är dock tillräckligt med ett relativt litet fjärrvärmenät för att värmeöverskottet ska kunna tillgodogöras. Fördelen av att integrera med elproduktionen i Rya KVV är här av mindre betydelse. Fördelarna med integration är i allmänhet *inte* avgörande för om drivmedelsproduktion är ekonomiskt intressant eller inte.

- Produktionskostnaderna för olika typer av biodrivmedel (via förgasning) ligger förhållandevis nära varandra och är i allmänhet *inte* styrande för valet av biodrivmedel.

För produktion av vätgas påverkas dock produktionskostnaden avsevärt av eventuella intäkter från att lagra den CO₂ som samlas in i produktionsprocessen. Utan dessa intäkter blir produktionskostnaderna för vätgas högre än alternativen.

När det finns tillgång till naturgasnät och distributionssystem för gas som drivmedel tyder resultaten för de alternativ som studerats här på att produktion av bibränslebaserad SNG är något mer ekonomiskt intressant än DME. Detta beror både på något högre totalverkningsgrad och något lägre uppskattad investeringskostnad.

Höga kostnader för distribution och användning av gasformiga bränslen talar annars *för* drivmedel i *flytande form*.

Göteborgs fjärrvärmesystem, med en hög andel spillvärme, och Rya KVV, med en för NGCC förhållandevis låg elverkningsgrad, innebär *inte* optimala förutsättningar för integration med en anläggning baserad på förgasat bibränsle.

Trots detta tyder analysen i ett flertal fall på *både* ekonomiska och miljömässiga fördelar med att investera i en förgasningsanläggning i Göteborg jämfört med att

behålla dagens system (med Rya KVV). Förgasning av flis för produktion av SNG som drivmedel är ekonomiskt intressant i samtliga studerade scenarier, förutsatt en relativt hög nivå på drivmedelscertifikat. Även DME-produktion är, trots vissa begränsningar av anläggningens drifttid, ekonomiskt intressant i scenarier med ett lågt biobränslepris relativt fossilbränslepriser.

Förgasning för produktion av kraftvärme, för direkt integration med Rya KVV, kan under motsvarande förutsättningar (lågt biobränslepris relativt fossilbränslepris och en förhållandevis hög prisnivå för elcertifikat) vara ett ekonomiskt intressant alternativ. Den mer översiktliga analysen av andra biobränslebaserade kraftvärmelösningar, som konventionell kraftvärme eller BIGCC med högre elverkningsgrad, visar dock på att dessa har bättre förutsättningar.

För den västsvenska regionens fjärrvärmesystem som helhet finns det, enligt modellresultaten och för de scenarier som använts, starka drivkrafter att öka elproduktionen i kraftvärmeverk kraftigt. För scenarier med lågt biobränslepris relativt fossilbränslepris och högre elcertifikatpris är kraftvärmens biobränslebaserad och total biobränsleanvändning i regionen ökar. I andra fall ökar istället den fossilbaserade kraftvärmeproduktionen. Generellt sett är det i första hand konventionell kraftvärme som expanderar.

Med relativt höga drivmedelscertifikat eller liknande kan anläggningar för förgasning av biobränsle istället få en betydande roll för produktion av drivmedel. Med de förutsättningar som använts här byggs i första hand SNG-produktion i Göteborg och i andra hand anläggningar för DME-produktion i andra delar av regionen. För systemet som helhet kommer dock valet mellan olika typer av biodrivmedel att påverkas av andra faktorer, som till exempel distributions- och fordonskostnader.

Förgasning av biobränslen för produktion av kraftvärme eller SNG i Göteborg leder utan undantag till minskade lokala utsläpp inom Göteborgsområdet. För regionen som helhet kan dock en utbyggd produktion av biodrivmedel leda till ökande utsläpp inom fjärrvärmesystemen. Nettoeffekten, med hänsyn tagen till alternativ elproduktion- och drivmedelsanvändning, beror på använda scenarioantaganden.

För samtliga studerade tekniker och delsystem påverkar scenarieantaganden om utvecklingen av energimarknaderna och omvärldens energisystem i hög grad resultaten. För att utvärdera robustheten och de totala klimateffekterna för en enskild investering krävs därför systemanalys, som tar hänsyn till denna omvärld.

11 Delprojekt och rapporter från Projekt Biokombi Rya

Delprojekt

I projektet har följande sex analysprojekt (AP) ingått:

- AP Styrmedel: Ekonomiska styrmedel och biobränsle, institutionen för nationalekonomi, Göteborgs Universitet och avdelningen för värmeteknik och maskinlära, institutionen för Energi och Miljö, Chalmers. Kontaktperson: Åsa Löfgren. Rapport BKR:11 och Rapport BKR:2 samt delvis Rapport BKR:10.
- AP Koncept: Konceptlösningar för bioenergikombinat i södra Sverige, TPS Termiska Processer AB och Nykomb Synergetics AB. Kontaktperson: Lars Waldheim. Rapport BKR:12 och Rapport BKR:3.
- AP Teknisksystem: Teknisk systemanalys av biobränsleförgasning för kraftvärme och drivmedelsproduktion, avdelningen för värmeteknik och maskinlära, institutionen för energi och miljö, Chalmers. Kontaktperson: Simon Harvey. Rapport BKR:13, Rapport BKR:14, Rapport BKR:4 och Rapport BKR:5 samt artiklar, avhandling och delvis Rapport BKR:10.
- AP Lokalt system: Beslutsstöd för lokala energisystem med energikombinat, avdelningen för energiteknik, institutionen för energi och miljö, Chalmers. Kontaktperson: Erik Ahlgren. Rapport BKR:14, Rapport BKR:15 och Rapport BKR:6.
- AP Regionsystem: Systemstudier av optimal biobränsleanvändning på regional nivå, avdelningen för energiteknik, institutionen för energi och miljö, Chalmers. Kontaktperson: Erik Ahlgren. Rapport BKR:16 samt Rapport BKR:7.
- AP Långsiktigt: Biokombinat i en långsiktig omställning till låga koldioxidutsläpp, avdelningen för fysisk resursteori, institutionen för energi och miljö, Chalmers. Kontaktperson: Sten Karlsson. Rapport BKR:17 samt Rapport BKR:8.

I projektet ingår även två s k koordinationsprojekt (KP): Projekt Grunddata och Projekt Resultatsyntes. Projekt Grunddata avslutades under våren 2005 (se även rapport BKR:1). Resultatsyntesen syftar till att knyta ihop resultaten från de olika analysprojekten ovan. Det huvudsakliga resultatet av Projekt Resultatsyntes är denna slutliga syntesrapport av projektet som helhet.

Rapporter

Publicerat material

Nyström, I., Ahlgren, E., Andersson E., Börjesson, M., Fahlén, E., Harvey, S., Ingman, D., Karlsson, S., Larsson, E. och Löfgren, Å., *Biokombi Rya – biobränsleförgasning satt i system, Slutrapport från projektet Biokombi Rya*, Report CEC 2007:2, Chalmers EnergiCentrum, Göteborg, januari 2007. (Denna rapport)

Andersson E., Axelsson, E., Börjesson, M., Fahlén, E., Harvey, S., Ingman, D., Karlsson, S., Larsson, E., Löfgren, Å., Marbe, Å., Waldheim, L. och Ådahl, A., *Biokombi Rya – slutliga underlagsrapporter från ingående delprojekt*, Report CEC 2007:3, Chalmers EnergiCentrum, Göteborg, januari 2007.

I denna underlagsrapport ingår BKR:4, BKR:10, BKR:11, BKR:12, BKR:13, BKR:15, BKR:16 samt BKR:17, nedan.

Marbe, Å. och Harvey, S., *Opportunities for integration of biofuel gasifiers in natural-gas combined heat-and-power plants in district-heating systems*, i Applied Energy, Vol 83 (2006), pp669-788

Del av

Marbe, Å., *New opportunities and System Consequences for Biomass Integrated Gasification Technology in CHP Applications*, doktorsavhandling, Chalmers, Göteborg, 2005.

Andersson, E. och Harvey, S., *Economic and CO₂ benefits of integrating hydrogen production with a pulp mill or a natural gas fired combined heat and power plant*, inskickad till International Journal of Hydrogen Energy, 2006.

Del av

Andersson, E., *Benefits of Integrated Upgrading of Biofuels in Biorefineries – Systems Analysis*, doktorsavhandling, Chalmers, Göteborg, 2007

Samtliga delrapporter och projekt-PM

År 2006

BKR:10 *Biokombi Rya: Förslag till gemensamma scenarier*, S. Harvey och E. Axelsson, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, juni 2006. Del av delprojekt AP Tekniksystem och AP Styrmedel.

BKR:11 *Framtida biobränslepriser – prisbildning under olika klimatåtaganden*, Å. Löfgren, A. Ådahl och E. Axelsson, Institutionen för nationalekonomi och statistik, Göteborgs universitet resp Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, december 2006. Delprojekt AP Styrmedel.

BKR:12 *Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg, Del 2: Slutrapport*, D. Ingman, Nykomb Synergetics AB, E. Larsson och L. Waldheim, TPS Termiska Processer AB, december 2006. Delprojekt AP Koncept.

BKR:13 *Biokombinat Rya – Vätgasframställning*, E. Andersson och S. Harvey, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, december 2006. Rapportering från delprojekt AP Tekniksystem.

- BKR:14** *Konsekvenser av leverans av spillvärme till ett fjärrvärmenät - jämförelse av två energisystemmodeller*, E. Andersson och E. Fahlén, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, december 2006. Del av delprojekt AP Tekniksystem och AP Lokalt system.
- BKR:15** *Förgasningsteknikens roll i lokala energisystem – en fallstudie av integration av bioförgasning med en gaskombi i Göteborgs fjärrvärmesystem*, E. Fahlén, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, januari 2007. Delprojekt AP Lokalt system.
- BKR:16** *Biobränsleförgasningens framtida roll i Västsverige – Modellering av ett regionalt energisystem*, M. Börjesson, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, januari 2007. Delprojekt AP Regionsystem.
- BKR:17** *Långsiktig konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning*, S. Karlsson, Institutionen för Energi och miljö, Chalmers, januari 2007. Delprojekt AP Långsiktig.

År 2005

- BKR:1** Rapportering av koordinationsprojekt Grunddata, Chalmers EnergiCentrum, juni 2005. Delprojekt KP Grunddata
- BKR:2** *Framtida biobränslepriser – prisbildningsmekanismer under olika klimatåtaganden*, Å. Löfgren och A. Ådahl, Göteborgs Universitet respektive Chalmers, december 2005, Statusrapport, delprojekt AP Styrmedel
- BKR:3** *Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg, Del 1: Konceptstudie av processalternativ*, T. Ekbohm, D. Ingman, E. Larsson, L. Waldheim, Nykomb Synergetics AB och TPS Termiska processer AB, december 2005. Statusrapport, delprojekt AP Koncept.
- BKR:4** Biokombi Rya AP Teknik, Delrapport från Simon Harvey, S. Harvey och Å. Marbe, Chalmers, december 2005
- BKR:5** Biokombinat Rya med vätgasframställning, E. Andersson och S. Harvey, Chalmers, december 2005. Statusrapport, delprojekt AP Tekniksystem.
- BKR:6** Förgasningsteknikens roll i det lokala energisystemet – modellering och simulering i Martes, E. Fahlén, Chalmers, december 2005. Statusrapport, delprojekt Lokalt system.
- BKR:7** Biokombi Rya Regional studie, M. Börjesson och E. Ahlgren, Chalmers, december 2005. Statusrapport, delprojekt AP Regionsystem.
- BKR:8** Biokombinat i en långsiktig omställning till låga CO₂-utsläpp, S. Karlsson, Chalmers, december 2005. Statusrapport, delprojekt AP Långsiktig.
- BKR:9** Projekt Biokombi Rya: Syntes av första årets arbete - 2005, I. Nyström, P-Å Franck och A. Åsblad, CIT Industriell Energianalys AB för Chalmers EnergiCentrum, december 2005. Statusrapport, delprojekt KP Resultatsyntes.