

Potentiell avsättning av biomassa för produktion av el, värme och drivmedel inklusive energikombinat

Regionala analyser och räkneexempel

ER 2008:04

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

© Statens energimyndighet
Upplaga: 80 ex

ER 2008:04

ISSN 1403-1892

Förord

Det växande intresset för att använda biomassa i produktion av både värme, el och drivmedel leder till behov av att studera hur biomassan kommer att avsättas geografiskt och mängdmässigt. Denna rapport beskriver de tekniska och fysiska förutsättningarna för att öka användningen av biobränslen i Sverige inom en 10 till 20-års period. Samtidigt identifieras inom vilka regioner i Sverige en allt kraftigare efterfrågan av biobränsle kan bli verklighet, och därmed behov av en allt intensivare produktion av biobränslen från jord- och skogsbruk. Studien uppmärksammar användningen av biomassa för drivmedelsproduktion, liksom potentialen för nya kombinatlösningar där drivmedel produceras tillsammans med andra energibärare som el, värme och fasta biobränslen.

I kombination med analyser av den regionala tillförseln av biomassa bidrar resultaten till bedömningar av i vilka regioner som det kan bli underskott på biobränslen, och där de miljömässiga och ekologiska förutsättningarna för bränsleproduktion kan bli kritiska.

Rapporten vänder sig till beslutsfattare, företag, forskare och övriga miljö- och bioenergiintresserade.

Studien har genomförts av Karin Ericsson och Pål Börjesson, Miljö och energisystem, Lunds tekniska högskola. Författarna ansvarar för analys och slutsatser.

Det är Energimyndighetens och författarnas gemensamma förhoppning att denna rapport ska komma till nytta i den fortsatta utvecklingen av bioenergin.

Birgitta Palmberger
Avdelningschef
Energimyndigheten

Pål Börjesson
Projektledare
Lunds tekniska högskola

Sammanfattning

Bioenergi spelar en allt viktigare roll i det svenska energisystemet. Användningen av biomassa för olika energiändamål har ökat kraftigt under de senaste 20 åren, inledningsvis främst för värmeproduktion, men på senare år även för produktion av framför allt el och till viss del drivmedel. Mot bakgrund av den ökade efterfrågan på bioenergi och dess allt viktigare roll i energisystemet finns det behov av kunskap om hur avsättningen av biomassa kan öka i framtiden, både nationellt och regional, för produktion av olika energibärare.

Syftet med denna studie är att undersöka hur avsättningen av biomassa kan öka inom de närmaste 10-20 åren för produktion av värme, el och drivmedel i Sverige. I dessa analyser förutsätts biomassan användas på ett resurs- och kostnadseffektivt sätt, vilket exempelvis innebär att värmeunderlagen är styrande för den potentiella avsättningen av biomassa i kraftvärmebaserad elproduktion och framtida drivmedelskombinat, och att avsättningen av biprodukter är styrande för avsättningen av biomassa i produktion av vissa biodrivmedel. De ekonomiska förutsättningarna analyseras inte närmare i denna studie.

Inom sektorn värme- och elproduktion görs länsvisa analyser av potentialen att avsätta biomassa i produktion av småskalig värme, fjärrvärme, processvärme i skogsindustrin och kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen och skogsindustrin. För analyserna användes officiell statistik i kombination med befintliga prognoser och antaganden. Antagandena formulerades utifrån litteraturstudier och egna bedömningar med hänsyn till framför allt de lokala fysiska och tekniska förutsättningarna såsom befintliga uppvärmningssystem, fjärrvärmeunderlaget och processernas värmebehov i skogsindustrin. Inom värme- och elproduktion, uppskattar vi att den årliga avsättningen av biobränslen kan öka för produktion av:

- småskalig värme med pellets från 1,8 TWh till ca 8 TWh, där konkurrensen från andra uppvärmningssystem som t.ex. värmepumpar är styrande
- fjärrvärme från 20 TWh till 31-46 TWh, där den framtida potentialen varierar beroende på våra antaganden om fjärrvärmesystemens utbyggnad och avfallsförbränningens utveckling,
- processvärme i skogsindustrin från 54 TWh till knappt 58 TWh, varav 5,0 TWh avsätts i sågverksindustrin där ökningspotentialen antas vara obetydlig,
- kraftvärmebaserad el i fjärrvärmesystemen från 5,1 TWh till 8-13 TWh, där den framtida potentialen varierar beroende på våra antaganden om fjärrvärmesystemens utbyggnad och avfallsförbränningens utveckling, och
- kraftvärmebaserad el i skogsindustrin från 5,3 TWh till ca 9 TWh, varav massa- pappersindustrin svarar för 3,0 av TWh ökningen och sågverksindustrin för ca 0,6 TWh.

Avsättningen av biobränslen för värme- och elproduktion kan således öka från 87 TWh (avsättningen 2004/2005 exklusive vedeldning) till mellan 113 TWh och

134 TWh, beroende på fjärrvärmesystemen framtida utbyggnad. Den biobränslebaserade elproduktionen i fjärrvärmesystemen uppskattas kunna öka från 3,2 TWh (2005) till ca 8 TWh och 12 TWh i de befintliga respektive utbyggda fjärrvärmesystemen. I skogsindustrin kan den biobränslebaserade elproduktionen öka från 4,7 TWh (2005) till drygt 8 TWh per år. Den största absoluta och procentuella ökningspotentialen inom värme- och elproduktion finns i produktion av fjärrvärme respektive småskalig värme. Geografiskt sett finns en stor del av ökningspotentialen i Stockholms län tack vare de stora möjligheterna att öka avsättningen av biobränslen för produktion av fjärrvärme och kraftvärme i länet. Ökningspotentialen för produktion av fjärrvärme och kraftvärme är också betydande i Skåne och Västra Götalands län. Potentialen att öka avsättningen av pellets för småskalig värmeproduktion är störst i Västra Götalands län.

Inom drivmedelsektorn används ett delvis annorlunda angreppssätt då avsättningspotentialen för biodrivmedel bedöms vara ”obegränsad” inom de närmaste 10-20 åren. Faktorer som begränsar produktionen är i stället tillgången på råvara och de lokala förutsättningar som krävs för att uppnå effektiva produktionssystem. För spannmålsbaserad etanol och rapsmetylester (RME), som produceras med hjälp av första generationens teknologi, görs länsvisa analyser över dels råvaruproduktionen (spannmål och rapsfrö) och dels avsättningsmöjligheterna för biprodukterna (drank och rapsmjöl). Inhemsk produktion av RME begränsas i första hand av den maximala odlingsarealen för raps, utifrån vilken produktionen skulle kunna uppgå till som mest 1,4 TWh/år, vilket motsvarar 3,1% av den svenska dieselförbrukningen 2005. Den svenska produktionen av RME uppgick 2005 till 1,1 TWh, varav 0,6 TWh producerades av importerad rapsolja och därför ligger utanför analyserna denna rapport.

Produktionen av spannmålsbaserad etanol begränsas i första hand av möjligheten att avsätta dranken. Idag avsetts dranken framför allt på fodermarknaden, där den konkurrerar med rapsmjöl, som är ett proteinfoder av högre kvalitet. Med hänsyn till avsättningsmöjligheterna för drank som foder och till konkurrensen med rapsmjöl uppskattas etanolproduktionen kunna uppgå till 0,7 TWh (1,5% av bensinförbrukningen 2005) i dagsläget och till upp mot 3,8 TWh (8,0%) i framtiden förutsatt att drankens kvalitet förbättras. Produktionen av spannmålsbaserad etanol uppgick 2005 till 0,3 TWh och kommer att öka till 1,2 TWh 2008. Eftersom avsättningen av proteinfoder är begränsad kan rötning av dranken för biogasproduktion vara ett intressant alternativ. Om all drank i den befintliga och utbyggda produktionsanläggningen i Norrköping rötas skulle det medföra en biogasproduktion om 0,1 respektive 0,4 TWh vid anläggningen.

Biodrivmedel som produceras med andra generationens teknologi inkluderar cellulosebaserad etanol och en rad drivmedel som produceras via termisk förgasning av biomassa, exempelvis metanol, biometan, dimetyleter (DME) och Fischer-Tropsch bränslen (FT-bränslen). Analysen av dessa biodrivmedel fokuserar på utformningen av energikombinat, som förutom produktion av transportbränslen även exporterar el, värme och/eller andra bränslen. Dessa drivmedel kan

produceras i antingen fristående drivmedelsanläggningar eller energikombinat. Drivmedelsproduktion i energikombinat möjliggör oftast en högre totalverkningsgrad medan drivmedelsutbytet som regel blir något lägre. För att maximera totalverkningsgraden krävs emellertid möjlighet att avsätta värmeproduktionen som exempelvis fjärrvärme. Huruvida detta är möjligt beror på en rad faktorer, varav endast de fysiska förutsättningarna, d.v.s. storleksförhållandena mellan fjärrvärmeunderlagen och värmeproduktionen i olika energikombinaten, diskuteras i denna rapport.

Värmeproduktionen i ett energikombinat kan bestå av både spillvärme och mottrycksvärme, och dess storlek beror bl.a. på anläggningens utformning, kapacitet och värmeintegration. Då dessa produktionsanläggningar förväntas bli mycket stora av skalekonomiska skäl medför det att även värmeproduktionen kan bli mycket stor, beroende på hur energikombinatet utformas. De exempel på energikombinat som presenteras i rapporten har en råvarukapacitet på 100-900 MW, vilket motsvarar ett årligt intag av 0,8-7,2 TWh biomassa. Vår bedömning är emellertid att de första kommersiella anläggningarna kommer att vara av en storlek i den undre delen av kapacitetsintervallet, och att allt större anläggningar kommer att byggas med tiden. Inte desto mindre fordras stora fjärrvärmeunderlag om energikombinatens värmeproduktion ska kunna avsättas som baslast året runt. Vi gör därför bedömningen att även om fjärrvärmesystemens värmeunderlag ökar något i framtiden så är möjligheterna att integrera energikombinat med stor värmeproduktion i dessa är relativt begränsade, inte minst om hänsyn tas till gjorda investeringar i befintlig fjärrvärmeproduktion. Vid utformningen av energikombinat kommer det därför i allmänhet vara av stor betydelse att begränsa värmeproduktionen i dessa. Detta kan göras genom god värmeintegration, recirkulering av restgaserna vid produktion av biodrivmedel via termisk förgasning, i synnerhet vid produktion av metanol och DME, och utnyttjande av kombicykelteknik i stället för ångcykelteknik vid kraftvärmeproduktion.

Möjligheten att utveckla befintliga kraftvärmeverk till energikombinat diskuteras också i korthet. Utgångspunkten för dessa kombinat är att möjliggöra ett ökat utnyttjande av elproduktionskapaciteten som för de flesta befintliga kraftvärmeverk endast utnyttjas till omkring hälften på grund av det lägre fjärrvärmebehovet under sommarhalvåret. För att kunna öka kapacitetsutnyttjandet med fortsatt hög energieffektivitet krävs nya avsättningsområden för värmen. Möjliga verksamheter med värmebehov inkluderar olika slags förädling av biomassa, exempelvis torkning av skogsråvara och produktion av pellets, vilket diskussionen i denna rapport fokuserar på.

Utifrån de senaste årens utveckling och nuvarande styrmedel bedömer vi det som realistiskt att avsättningen av biomassa för värme- och elproduktion ökar enligt våra potentialuppskattningar, d.v.s. med ca 30-50%. Hur avsättningen av biomassa kommer att utvecklas för produktion av drivmedel är däremot mer osäkert enligt vår bedömning. Några faktorer som kommer att styra den framtida produktionen av biodrivmedel är utvecklingen av andra generationens teknologi och

framtida styrmedel, inklusive satsningar inom forskning, utveckling och demonstration. Det bör också noteras att en ökad efterfrågan på biodrivmedel i Sverige inte nödvändigtvis innebär en ökad inhemsk produktion av dessa i ett kortare perspektiv. Merparten av nuvarande konsumtion av biodrivmedel i Sverige importeras. I ett längre perspektiv bedömer vi emellertid att drivkrafter som minskat oljeberoende kommer att medföra att allt mer av produktionen i nuvarande exportländer kommer att konsumeras på hemmamarknaden.

Executive summary

Bioenergy is playing an increasingly important role in the Swedish energy system. The use of biomass for different energy purposes has increased considerably over the past 20 years, initially mainly in heat production, but for the past few years also in production of electricity and to some extent transportation fuels. Due to the growing demand for bioenergy and the increasingly important role it plays in the energy system, there is a need for understanding how the use of biomass may increase in the future, both nationally and regionally, in production of different energy carriers.

The objective of this study is to analyse how the use of biomass may increase in the next 10-20 years in production of heat, electricity and transportation fuels in Sweden. In these analyses, the biomass is assumed to be used in a resource and cost efficient way. This means for example that the demand for heat determines the potential use of biomass in electricity production in combined heat and power (CHP) plants and in energy combines, and that the markets for by-products determine the use of biomass in production of some transportation fuels. The economic conditions are not analysed in this study.

In the sector of heat and electricity production, we make regional analyses of the potential use of biomass in production of small-scale heat, district heat, process heat in the forest industry and electricity produced in co-generation with heat in the district heating systems and forest industry. The analyses were made using official statistics in combination with available forecasts and assumptions. The assumptions were formulated on the basis of literature studies and of our judgement with regard to local, physical and technical conditions, such as currently installed heating systems and the demand for district heat and for process heat in the forest industry. In the heat and electricity production sector we estimate that the annual use of biomass may increase in production of:

- small-scale heat with wood pellets from 1.8 TWh to about 8 TWh, taking the competition from other heat sources, such as heat pumps, into account,
- district heat from 20 TWh to 31-46 TWh, where the future potential varies depending on assumptions concerning the expansion of the district heating systems and the development of waste incineration,
- process heat in the forest industry from 54 TWh to nearly 58 TWh, 5.0 TWh of which is used in the sawmills where the potential increase is assumed to be insignificant,
- electricity that is co-generated with district heat from 5.1 TWh to 8-13 TWh, where the future potential varies depending on assumptions concerning the expansion of the district heating systems and the development of waste incineration, and
- electricity that is co-generated with process heat in the forest industry from 5.3 TWh to about 9 TWh. The pulp and paper industry accounts for 3.0 TWh of this increase and the sawmilling industry for about 0.6 TWh.

Hence, the use of biomass in heat and electricity production may increase from 87 TWh (the use in 2004/2005, excluding small-scale heat production with firewood) to between 113 TWh and 134 TWh, depending on the future expansion of the district heating systems. We estimate that the biomass-based electricity production could increase from 3.2 TWh (2005) to about 8 TWh and 12 TWh, respectively, in the existing and expanded district heating systems. In the forest industry the electricity produced from biomass could increase from 4.7 TWh (2005) to more than 8 TWh per year. In the heat and electricity production sector, the largest absolute and relative potential increase is in the production of district heat and small-scale heat, respectively. Geographically, the Stockholm province accounts for a large part of the potential increase owing to the great opportunities for increasing the use of biomass in production of district heat and CHP in this region. The potential increase is also great in the Skåne and Västra Götaland provinces. The potential for increasing in the use of pellets in small-scale heat production is largest in the Västra Götaland province.

In the sector of transportation fuels we applied a partly different approach since we consider the market for biomass-based transportation fuels to be unlimited within the next 10-20 years. Factors that constrain the production of these fuels are instead the availability of biomass feedstock and the local conditions required for achieving effective production systems. For ethanol from cereal crops and rape methyl ester (RME), which are produced using first-generation technology, regional analyses were made, both concerning production of biomass feedstock (rape seed and cereal crops) and concerning potential use of by-products (rape seed meal and distillers grain). The domestic production of RME is primarily constrained by the maximum cultivation area for rape seed. This cultivation area allows for an RME production of up to 1.4 TWh/year, which corresponds to 3.1% of the Swedish use of diesel in 2005. The Swedish RME production in 2005 amounted to 1.1 TWh, 0.6 TWh of which was produced from imported rape seed oil, and which is therefore outside the scope of this report.

The production of ethanol from cereal crops is primarily constrained by the markets for distillers grain. Today most of the produced distillers grain enters the fodder market, where it competes with rape seed meal, which is a protein feed of higher quality. With account to the opportunities for using the distillers grain as animal feed and the competition with rape seed meal, we estimate that the ethanol production could amount to 0.7 TWh (1.5% of the use of petrol in 2005) under present conditions and up to 3.8 TWh (8.0%) in the future assuming the quality of the distillers grain is improved. The production of ethanol from cereal crops amounted to 0.3 TWh in 2005 and will increase to 1.2 TWh in 2008. Due to the constrained market for protein feeds such as distillers grain and rape seed meal, an interesting alternative may be to digest the distillers grain for biogas production. If all the distillers grain in the existing and expanded ethanol production plant in Norrköping is digested, the biogas production at this plant would amount to 0.1 TWh/year and 0.4 TWh/year, respectively.

Transportation fuels that are produced by using second-generation technology include ethanol from ligno-cellulosic feedstock and a number of biofuels that are produced through thermal gasification of biomass, e.g. methanol, dimethyl ether (DME), biomethane and Fischer-Tropsch (FT) fuels. The analysis of these biofuels focuses on the design of energy combines, which apart from producing transportation fuels, also export electricity, heat and/or other fuels. Compared to self-sufficient production plants, energy combines generally enable a higher overall efficiency whereas the yield of transportation fuel is often lower. However, in order to achieve a high overall efficiency of the energy combine, access to a heat sink, such as a district heating system, is required. Whether it is possible to integrate the energy combine in a district heating system depends on a number of factors, among which we only discuss the physical conditions, i.e. the relative size of the heat production in different types of energy combines to the heat demand in the district heating systems.

The heat production in an energy combine may consist of both waste heat and heat from CHP production. The amount of heat produced depends on e.g. the design, capacity and heat integration of the plant. Because of economies of scale, the size of these production plants is expected to be very large, something that makes the potential heat production large, depending on the design of the energy combine. The energy combines that are exemplified in this report have a feedstock capacity of 100-900 MW, which corresponds to the annual use of 0.8-7.2 TWh of biomass feedstock. We believe, however, that the first commercial plants will be of a size at the lower end of their capacity range, and that larger plants will be built with time. Nevertheless, large district heating systems will be required if the heat produced in energy combines is to serve as base load over the whole year. We therefore conclude that even if the district heating systems should increase somewhat in the future, the opportunities for integrating energy combines into these systems are fairly limited, especially if considering existing investments in district heat production capacity. Thus, in the designing of energy combines it will in general be very important to limit the heat production of these plants. This can be achieved by comprehensive heat integration, recirculation of the off gas in the production of biofuels through thermal gasification, in particular in the production of methanol and DME, and the use of combined cycle technology rather than steam cycle technology in CHP production.

The opportunities for transforming existing CHP plants into energy combines are also discussed in short. The idea behind these combines is to enable greater utilisation of the installed electricity production capacity. Only about half of this capacity is utilised in most existing CHP plants due to the seasonal heat demand. In order to increase the use of the electricity production capacity while maintaining energy efficiency, new uses of the additional heat production are required. Possible activities with demand for heat include different types of biomass refinement, e.g. drying of biomass feedstock for pellets production, which the discussion in this report focuses on.

Taking the development over the past few years and current policy instruments into account, we find it realistic that the use of biomass in heat and electricity production will increase in line with our estimates, i.e. by 30-50%. Future use of biomass in production of transportation fuels, on the other hand, is more difficult to assess. A few factors that will influence future production of transportation fuels from biomass are the development of second-generation technology and future policy instruments, including funding of research, development and demonstration. It should also be noted that an increased demand for biomass-based transportation fuels in Sweden is not necessarily associated with increased domestic production in the short term. The greater part of the current consumption of liquid biofuels in Sweden is imported. In the longer perspective, however, we find that drivers such as reduced oil dependency are likely to make current biofuel exporting countries consume more of their production domestically.

Innehållsförteckning

1	Introduktion	15
2	Metod och material	17
3	Värme- och elproduktion: Beskrivning och motivering av antaganden	20
3.1	Värmeproduktion.....	21
3.1.1	Småskalig värmeproduktion	21
3.1.2	Fjärrvärmeproduktion	23
3.1.3	Produktion av processvärme i skogsindustrin.....	25
3.2	Elproduktion	26
3.2.1	Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen.....	27
3.2.2	Kraftvärmebaserad elproduktion i skogsindustrin.....	28
4	Potentiell avsättning av biomassa för värme- och elproduktion	30
4.1	Småskalig värmeproduktion	30
4.2	Fjärrvärmeproduktion	31
4.3	Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen	33
4.4	Kraftvärmeproduktion i skogsindustrin.....	35
4.5	Sammanlagda resultat.....	37
5	Drivmedel och energikombinat	39
5.1	Första generationens teknologi	40
5.1.1	Etanol från spannmål	40
5.1.2	RME från raps.....	44
5.2	Sammanvägda resultat för RME och etanol	46
5.3	Etanol och biogas från spannmål.....	46
5.4	Andra generationens teknologi	48
5.4.1	Etanol från lignocellulosa	48
5.5	Biodrivmedel via termisk förgasning	50
5.6	Drivmedelskombinat och fjärrvärmeunderlaget.....	54
6	Utveckling av befintliga kraftvärmeverk till energikombinat	58
7	Slutsatser	61
8	Referenser	64
	BILAGA 1- 6	69

1 Introduktion

Biomassa från jord- och skogsbruk, inklusive biprodukter från dess industrigrenar, kan förädlas till olika energibärare såsom fjärrvärme, el, drivmedel och pellets. Användningen av biomassa för olika energiändamål har ökat kraftigt under de senaste 20 åren, inledningsvis främst för värmeproduktion, men på senare år även för produktion av el och drivmedel som en följd av införandet av gröna elcertifikat och skattelättnader för biodrivmedel. Mot bakgrund av den ökade efterfrågan på bioenergi och dess allt viktigare roll i energisystemet finns det behov av kunskap om hur avsättningen av biomassa kan öka i produktion av olika energibärare. Med kunskap om den regionala avsättningspotentialen för biobränslen är det möjligt att identifiera inom vilka regioner i Sverige som en allt intensivare produktion av biobränslen från jord- och skogsbruk kan bli verklighet, en produktion som i sin tur eventuellt kan medföra en ökad belastning på den lokala miljön. Analyser över den regionala avsättningspotentialen, tillsammans med kompletterande analyser över den regionala tillförselpotentialen, kan sålunda utgöra underlag för regionala miljökonsekvensbedömningar av bioenergiproduktion.

Syftet med denna studie är att undersöka hur avsättningen av biomassa kan öka inom de närmaste 10-20 åren i produktion av värme, el och drivmedel i Sverige. Biomassan förutsätts användas på ett resurs- och kostnadseffektivt sätt, vilket innebär att värmeunderlagen är styrande för avsättningen av biomassa i kraftvärmebaserad elproduktion och att avsättningen av bl.a. biprodukter är styrande för avsättningen av biomassa i produktion av biodrivmedel. För värme- och elproduktion görs länsvisa analyser av potentialen att avsätta biomassa i produktion av småskalig värme, fjärrvärme, processvärme i skogsindustrin och kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen och skogsindustrin. I analysen tas hänsyn till lokala fysiska och tekniska förutsättningar såsom befintliga uppvärmningssystem, fjärrvärmeunderlaget och processernas värmebehov i skogsindustrin. För biodrivmedel används ett delvis annorlunda angreppssätt. För spannmålsbaserad etanol och rapsmetylester (RME), som produceras med hjälp av första generationens teknologi, görs länsvisa analyser över råvaruproduktionen (spannmål och rapsfrö) och över avsättningsmöjligheterna för biprodukterna (drank och rapsmjöl). För biodrivmedel som produceras med hjälp av de andra generationens teknologier undersöks olika energikombinatlösningar, i vilka flera energibärare såsom biodrivmedel, el, värme och/eller pellets produceras. Fördelen med energikombinat framför fristående anläggningar är att energikombinaten möjliggör en högre totalverkningsgrad. Möjligheten att utveckla befintliga kraftvärmeverk till energikombinat undersöks också. Exempel på biodrivmedel som produceras via andra generationens teknologier, vilka inte är kommersialiserade än, är cellulosebaserad etanol, metanol, biometan, dimetyleter (DME) och Fischer-Tropsch bränslen (FT-bränslen).

Den regionala avsättningspotentialen för biomassa i Sverige har tidigare studerats av Naturvårdsverket (1997) och Börjesson (2001), vilka även inkluderade tillförseln av biomassa. Tillförseln av biomassa studeras inte i denna rapport med undantag för spannmål och rapsfrö för produktion av etanol och RME. Den här studien innebär en uppdatering och vidareutveckling av Börjessons rapport från 2001 med större hänsyn till de regionala tekniska/fysiska förutsättningarna. Dessutom läggs en betydligt större vikt vid analysen av drivmedelsproduktion från biomassa, en analys som inkluderar biprodukter och olika energikombinatlösningar.

2 Metod och material

Den här rapporten består av tre delar, varav den första fokuserar på värme- och elproduktion (kap. 3-4), den andra på drivmedelsproduktion (kap. 5) och den tredje på utvecklingen av befintliga kraftvärmeverk till energikombinat (kap. 6). Genomgående i rapporten uttrycks biomassans energiinnehåll med det lägre, s.k. effektiva, värmevärdet, vilket inte inkluderar den värme som krävs för att förångna bränslets vatteninnehåll.

I den första delen, som fokuserar på värme- och elproduktion, görs länsvisa uppskattningar av den potentiella avsättningen av biomassa för produktion av:

- småskalig värme
- fjärrvärme
- processvärme i skogsindustrin
- kraftvärmebaserad el i fjärrvärmesystemen
- kraftvärmebaserad el i skogsindustrin

Inom industrisektorn ingår sålunda endast skogsindustrin, som svarade för 98% av industrins bibränsleanvändning 2005 (SCB, 2007a), och som vi bedömer har de bästa förutsättningarna inom industrin att öka bibränsleanvändningen. Det finns emellertid även en viss potential att öka bibränsleanvändningen i andra industrisektorer, men detta studeras inte i denna rapport. En uppskattning av denna potential kräver en noggrann analys av de enskilda industrisektorerna, då en betydande del av fossilbränsleanvändningen som anges i SCB:s statistik sker i industriprocesser och till viss del i arbetsfordon.

I den andra delen, som fokuserar på biodrivmedel, används ett annorlunda angreppssätt jämfört med i den första delen. För etanol och RME, som produceras med hjälp av första generationens teknologi, görs länsvisa uppskattningar av:

- råvaruproduktionen i form av
 - vete/spannmål och
 - rapsfrö, och
- avsättningspotentialen för biprodukterna
 - drank dels i foder och dels för biogasproduktion och
 - rapsmjöl i foder.

För biodrivmedel som produceras med hjälp av andra generationens teknologi diskuteras olika energikombinatlösningar och möjligheten att integrera dessa med fjärrvärmesystemen. Fokus är på energikombinatens kapacitet och utformningen av drivmedelsprocessen eftersom dessa faktorer inverkar på värmeproduktionens storlek.

I den tredje delen, som fokuserar på utvecklingen av befintliga kraftvärmeverk till energikombinat, diskuteras möjligheten att öka utnyttjandet av elproduktionskapaciteten i kraftvärmeverken genom att integrera en verksamhet med värmebehov, t.ex. olika slags förädling av biomassa.

För de länsvisa analyserna som rör den potentiella avsättningen av biomassa i värme- och elproduktion, liksom den potentiella avsättningen av rapsmjöl i foder och av drank dels i foder och dels för biogasproduktion, användes officiell statistik i kombination med befintliga prognoser och antaganden över framtida möjligheter. Tidsperspektivet sträcker sig 10-20 år fram i tiden. Antagandena formulerades utifrån litteraturstudier och egna bedömningar med hänsyn till främst fysiska och tekniska faktorer. Antagandena som rör värme- och elproduktion beskrivs och motiveras i kapitel 3 och de som rör biodrivmedel beskrivs löpande i kapitel 5. Nedan beskrivs det statistiska materialet som användes i uppskattningarna.

I beräkningarna för småskalig värmeproduktion användes SCB:s länsvisa energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler för 2005 (SCB, 2006a-c). I beräkningarna som rör produktion av RME och spannmålsbaserad etanol användes SCB:s länsvisa jordbruksstatistik för 2005 (SCB, 2006e).

För beräkningarna som avser fjärrvärme och kraftvärme användes Svensk Fjärrvärmes statistik (2006) för 2004, vilket är deras senaste tillgängliga statistik på detaljerad nivå. Denna statistik kompletterades med material från SVEBIO (SOU Promemoria, 2006-09-20a). Statistiken från Svensk Fjärrvärme omfattar dess medlemsföretag, vilka svarar för den övervägande delen av den totala fjärrvärmeproduktionen. Fjärrvärmeproduktionen och energitillförseln redovisas i de flesta fall för varje nät, men inte alltid om fjärrvärmeproducenten har produktion och/eller distribution i flera fjärrvärmenät. Denna begränsning i dataunderlaget är mest påtaglig beträffande energibolaget Fortum, som verkar i flera fjärrvärmenät, men för vilken endast den totala produktionen redovisas. För enkelhetens skull antar vi i våra beräkningar att all Fortums fjärrvärmeproduktion levereras till Stockholms fjärrvärmenät där huvuddelen av leveranserna sker. En mindre del av fjärrvärmeproduktionen som inte tillhör någon av Svensk Fjärrvärmes medlemmar identifierades genom SVEBIOs inventering av biobränsleeldade fjärrvärme- och kraftvärmeverk. Tyvärr redovisar SVEBIOs sammanställning endast tillförseln av biobränslen, torv och avfall. För de fjärrvärmesystem där tillförseln understeg fjärrvärmeleveranserna kompletterades tillförseln med uppgifter från företagens hemsidor.

I beräkningarna som rör massa- och pappersindustrin användes branschorganisationen Skogsindustriernas statistik för 2005, i vilken produktionen och energianvändningen för varje bruk i landet redovisas (Skogsindustrierna, 2006). För sågverksindustrin användes statistik från Skogsstyrelsen (2006) och Virkesmätningsrådet (VMR, 2006). De stora sågverken som är aktuella för kraftvärme-

produktion identifierades med hjälp av Skogsindustriernas medlemsmatrikel.
Produktionen vid dessa sågverk fastställdes genom företagens hemsidor.

3 Värme- och elproduktion: Beskrivning och motivering av antaganden

I denna studie antas att avsättningen av biomassa i produktion av värme och el kan öka dels inom de befintliga systemen genom bränslebyte och ökad samproduktion av värme och el och dels inom de utbyggda systemen genom utbyggnad av fjärrvärmesystemen. Tabell 1 sammanställer våra antaganden som används för att uppskatta den potentiella avsättningen av biobränslen i produktion av värme och el i olika sektorer. Antagandena beskrivs och motiveras mer i detalj i avsnitt 3.1 och 3.2

Tabell 1: Sammanfattning av antaganden som används för att uppskatta avsättningspotentialen för biobränsle inom olika användningsområden och som beskrivs utförligare i detta kapitel. BA= biomassaavsättningen

Avsättningsområde		Befintligt system (B)	Utbyggt system (U)
Värme	Småskalig värmeproduktion	Avsättningen av pellets 2005 inklusive konvertering av 40% av oljeeldningen, 20% av elvärmens från elpannor och 10% av den direktverkande elen.	
	Fjärrvärmeproduktion	<u>Total fjärrvärmeproduktion: 48 TWh (2004)</u>	<u>Total fjärrvärmeproduktion: 60 TWh</u>
		För varje fjärrvärmenät (i) beräknas den potentiella biobränsleavsättningen (B_{1i} och B_{2i}) enligt: $B_{1i} = BA_{2004} +$ ersättning av fossila bränslen och el, med undantag för spetslasten (som mest 10% av energitillförseln) med i första hand avfall (vars tillförsel ökar med som mest 50% jämfört med 2004) och i andra hand med biobränslen. Oförändrad avfallsförbränning.	För varje utbyggt fjärrvärmenät beräknas den potentiella biobränsleavsättningen (U_{1i} och U_{2i}) där utbyggnaden (Δ) antas baseras på biobränslen. $U_{1i} = B_{1i} + \Delta$
		$B_{2i} = BA_{2004} +$ ersättning av fossila bränslen och el (spetslast undantagen) med biobränslen.	$U_{2i} = B_{2i} + \Delta$
	Processvärmeproduktion i skogsindustrin	<u>Sågverksindustrin: BA 2005</u> <u>Massaindustrin: BA 2005 +</u> ersättning av hälften av användningen av fossila bränslen i alla massabruk.	
EI	Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen	BA beräknas baserat på fjärrvärmeunderlaget B_{1i} om $B_{1i} > 50$ GWh, och med alfa-värdet 0,45.	BA beräknas baserat på fjärrvärmeunderlaget U_{1i} om $U_{1i} > 50$ GWh, och med alfa-värdet 0,45.
		BA beräknas baserat på fjärrvärmeunderlaget B_{2i} om $B_{2i} > 50$ GWh, och med alfa-värdet 0,45.	BA beräknas baserat på fjärrvärmeunderlaget U_{2i} om $U_{2i} > 50$ GWh, och med alfa-värdet 0,45.

Avsättningsområde	Befintligt system (B)	Utbyggt system (U)
Kraftvärmebaserad elproduktion i skogsindustrin	<p><u>Sågverksindustrin</u>: BA 2005 + samproduktion av värme och el med alfa-värdet 0,3 om värmeunderlaget > 50 GWh.</p> <p><u>Massaindustrin</u>: BA ökar genom ökad elproduktion (elutbyte ökar till 14%) i alla de kemiska massabruken som har mottrycksturbin.</p>	

3.1 Värmeproduktion

Detta avsnitt om avsättningspotentialen för biobränsle i värmeproduktion omfattar produktion av i) småskalig värme, ii) fjärrvärme i både fjärrvärme- och kraftvärmeverk och iii) processvärme i skogsindustrin.

Ökningspotentialen för avsättningen av biobränslen i värmeproduktion baseras i våra uppskattningar på möjligheten att ersätta fossila bränslen och el. I beräkningarna antas 1 MWh biobränsle ersätta 1 MWh fossilbränsle eller 1 MWh el. Detta är en rimlig förenkling med tanke på osäkerheten i övriga antaganden. Som regel är verkningsgraden något lägre för biobränslepannor än för olje- och elpannor. Verkningsgraden är emellertid högre, ibland upp till 110%, för de biobränsleeldade fjärrvärmeverk som utnyttjar rökgaskondensering. Sådan utrustning är vanlig bland de större anläggningarna som eldar biobränslen och avfall med hög fukthalt. Orsaken till den höga verkningsgraden är att biobränsletillförseln normalt anges med det lägre värmevärdet som inte inkluderar den latent värmen som återvinns från rökgaserna då dessa kondenseras.

I våra uppskattningar antas ett oförändrat uppvärmningsbehov och att uppvärmningen med fjärrvärme ökar på bekostnad av den med småskalig värme. Uppvärmningsbehovet i bostäder och lokaler uppgick 2005 till 85,3 TWh, varav 42,4 TWh utgjordes av fjärrvärme och 42,9 TWh av småskalig värme (SCB, 2006d). Den normalårskorrigerade värmeförbrukningen i bostäder och lokaler har varit ganska stabil sedan 1985. Under 70- och 80-talen skedde en kraftig minskning av energiintensiteten, d.v.s. uppvärmningsbehovet per ytenhet (kWh/m²/år), men samtidigt ökade uppvärmningsytan. Under 90-talet planade energiintensiteten ut och har därefter varit relativt konstant i den svenska byggstocken. Faktorer som kan minska uppvärmningsbehovet på sikt är eventuella klimatförändringar och den nya lagen om energideklarationer för byggnader som trädde i kraft under 2006. Under de senaste åren har det emellertid inte skett någon förbättring av energieffektiviteten i den genomsnittliga nybyggnationen (Nässén och Holmberg, 2005).

3.1.1 Småskalig värmeproduktion

Småskalig värmeproduktion syftar på produktion av rumsvärme och varmvatten med egen värmekälla i småhus¹, flerbostadshus och lokaler. Våra uppskattningar

¹ *Småhus* avser småhus som används för permanent boende, vilket inkluderar permanentbebodda fritidshus.

som rör småskalig värmeproduktion med bibränslen är begränsad till pellets då vedeldningen, som uppgick till 9,7 TWh 2005, inte bedöms öka i framtiden. Vedeldning är vanligast på landsbygden bland husägare med god tillgång på ved, men förekommer också i städer i form av trivseleldning. Vid byte av värmekälla är pelletseldning ofta ett mer praktiskt alternativ eftersom denna kan vara automatiserad till skillnad från vedeldning som är förenad med en ganska stor arbetsinsats. Vedeldning ger dessutom upphov till jämförelsevis höga emissioner av kolväten, partiklar och kolmonoxid och är därför mindre lämpligt i tätbebyggda områden (Energimyndigheten, 2003). Uppvärmning med pellets har ökat kraftigt under de senaste åren, särskilt i småhus. Enligt SCB:s statistik för 2005 användes 1,6 TWh (329 000 ton) pellets i småhus och motsvarande 0,1 och 0,2 TWh i flerbostadshus och lokaler. Det bör noteras att Pelletsindustrins Riksförbund rapporterar en betydligt större pelletsanvändning för 2005, där enbart småhusmarknaden konsumerade (2,4 TWh) 510 000 ton (PIR, 2007). Uppskattningarna i denna rapport utgår från SCB:s statistik.

Vi bedömer att avsättning av pellets för uppvärmning av bostäder och lokaler kan öka genom ersättning av framför allt olja och el. Ökningspotentialen beräknas baserat på användningen av olja och el 2005, där vi antar att pellets ersätter 40% av oljan, 20% av den vattenburna elvärmens (elpanna) och 10% av den direktverkande elen. Konverteringspotentialen inkluderar all användning av olja och el oavsett om de används som ensam värmekälla eller ingår i kombinerade uppvärmningssätt. De antagna konverteringsandelarna är grova bedömningar som gjordes med hänsyn till de tekniska och fysiska förutsättningarna för bränslebyten beroende på befintlig värmekälla och med hänsyn till konkurrensen från andra individuella värmekällor, framför allt värmepumpar, samt fjärrvärme.

De fysiska och tekniska förutsättningarna att konvertera till pellets skiljer sig åt beroende på om den befintliga uppvärmningen sker med olja eller el. Förutsättningarna att konvertera är sämst då den befintliga värmekällan utgörs av direktverkande el eftersom det innebär att fastigheten saknar ett vattenburet system. Förutsättningarna är betydligt bättre om den befintliga värmekällan utgörs av en oljepanna. Oljan kan ersättas med pellets genom byte av panna eller byte av brännare. Det är emellertid inte troligt att olje- och eluppvärmning enbart kommer att ersättas med pelletsvärme. De främsta konkurrenterna till pellets är olika slags värmepumpar och fjärrvärme (där anslutningsmöjligheten finns). En fördel med värmepump och fjärrvärme är att de inte kräver någon hantering och lagring av bränsle. Pellets, å andra sidan, är förhållandevis platskrävande; 1 MWh pellets upptar drygt tre gånger så stor volym som samma energimängd olja. Dessutom fordrar pelletseldning regelbunden tömning av aska.

De ekonomiska förutsättningarna för olje- och eluppvärmning har försämrats betydligt under de senaste åren. På grund av det förhållandevis höga världsmarknadspriset på olja, och den ökade miljöbeskattningen av fossila bränslen, är oljeeldning ofta det dyraste uppvärmningsalternativet idag (Energimyndigheten, 2006b). Som ett resultat av denna utveckling har

uppvärmningen med olja i bostäder och lokaler stadigt minskat under de senaste åren från 16,8 TWh (1998) till 8,3 TWh (2005). Då många av de befintliga oljepannorna är gamla² och få nya installeras är det troligt att denna värmekälla så småningom kommer att vara helt utfasad. Även eluppvärmningen har blivit dyrare, vilket är ett resultat av stigande råkraftpriser och höjd elskatt. Uppvärmningen med el har dock inte minskat i någon större utsträckning under de senaste åren, vilket torde bero på att fastighetsägare med kombipannor har ökat användningen av el på bekostnad av olja samt en ökad användning av värmepumpar. Förutom priser och skatter påverkas konverteringsviljan av de statliga konverteringsstöden. Sedan den 1 januari 2006 finns det stöd att söka för konvertering från olja (SFS 2005:1256) och direktverkande el (SFS 2005:1255) till fjärrvärme, berg-, sjö- eller jordvärmepump, alternativt till biobränslepanna. Vid konvertering till biobränsle ska anordningen vara effektstyrd med kontinuerlig och automatisk bränsletillförsel, vilket utesluter braskaminer och vedpannor. Stödet för oljekonvertering omfattar endast småhus, medan det för direktverkande el även omfattar flerbostadshus och lokaler. För att vara berättigad till stöd för konvertering från direktverkande el krävs att den nya värmekällan helt eller delvis utnyttjar ett vattenburet system. Bland de ansökningar som beviljades stöd för konvertering från olja under det första kvartalet 2006 svarade konvertering till pellets för 38%. Denna fördelning var vägledande i vår uppskattning av avsättningspotentialen för pellets, där vi antar att 40% av befintlig uppvärmning av olja ersätts med pellets. Bland ansökningarna svarade konvertering till värmepump för 37% och till fjärrvärme för 25% (Energimyndigheten, 2006b). Behovet av lagring och hantering av bränsle gör pellets till ett mindre attraktivt alternativ vid byte från elvärme än från olja varför vi antar att en jämförelsevis mindre andel av elvärmerna, 20% av den vattenburna och 10% av den direktverkande, ersätts med pellets. Bland de ansökningar som beviljades stöd för konvertering från direktverkande el under det första kvartalet 2006 svarade konvertering till biobränsle för 5% och den till fjärrvärme och värmepump för 81% respektive 14% (Energimyndigheten, 2006b). Om man vill undvika att investera i ett vattenburet system kan användningen av direktverkande el minskas genom installation av luftvärmepump och/eller pelletskamin. Dessa alternativ berättigar inte till något ekonomiskt stöd, men kan ändå vara mer kostnadseffektiva.

3.1.2 Fjärrvärmeproduktion

Avsättningen av biobränslen för fjärrvärmeproduktionen kan öka dels genom bränslebyte i de befintliga systemen och dels genom utbyggnad av fjärrvärmesystemen. För varje fjärrvärmesystem beräknar vi fyra avsättningspotentialer, två för det befintliga systemet (B_{1i} och B_{2i}) och två för de utbyggda systemen (U_{1i} och U_{2i}). För de två potentialerna, B_{1i} och U_{1i} , antar vi att användning av både biobränslen och avfall ökar och för de andra två, B_{2i} och U_{2i} , att användning av enbart biobränslen ökar. Inom de befintliga systemen antas fossila bränslen och el ersättas. En viss mängd olja, naturgas och/eller el sparas emellertid som spetslast

²År 2000 var de flesta installerade oljepannor för småskalig värmeproduktion mer än 30 år gamla (STEM, 2006b).

eftersom kompletterande värmepannor för dessa bränslen/energibärare har förhållandevis låga investeringskostnader. I en tidigare studie av Börjesson (2001) antogs spetslasten motsvara 20% av energitillförseln. Det är högt räknat utifrån dagens situation där spetslastens andel i form av olja snarare är 5-10% (Frisk, 2007). I denna studie sparas olja, naturgas och/eller el motsvarande 8% av energitillförseln i varje fjärrvärmenät. Användningen av fossila bränslen kan minskas genom utfasning av gamla anläggningar, konvertering av befintliga pannor eller genom användning av en minskad andel fossila bränslen vid sameldning. En befintlig oljepanna kan exempelvis ställas om till att elda tallolja eller, efter byte av brännare, till att elda pellets.

Vi bedömer att en minskad användning av fossila bränslen för fjärrvärmeproduktion är realistiskt mot bakgrund av prisutvecklingen på olja och nuvarande styrmedel. Energipolitiska styrmedel har haft en stor inverkan på fjärrvärmeproduktionens sammansättning genom åren. Sedan början av 90- har den ökade miljöbeskattningen medfört en minskad användning av fossila bränslen och ökad användning av biobränslen och avfall. I värmeverken belastas användningen av fossila bränslen fullt ut av energi- och koldioxidskatt. Då fjärrvärmen samproduceras med el utgår däremot energiskatten, samtidigt som koldioxidskatten är betydligt lägre. Konkurrenskraften för biobränslen i kraftvärmeproduktion har trots detta ändå förstärkts på senare år som ett resultat av införandet av elcertifikatsystemet (Se avsnitt 3.2).

Vi bedömer att potentialen att öka avsättningen av biobränslen för fjärrvärmeproduktion i de befintliga och utbyggda fjärrvärmesystemen framför allt begränsas av hur avfallsförbränningen utvecklas i framtiden. Förbränningskapaciteten byggs för närvarande ut i landet och ökade från 3,5 Mton 2004 (RVF, 2007) till 4,1 Mton i början på 2006 (Profu, 2006). Profu (2006) uppskattar att förbränningskapaciteten kommer att växa till 5,2 Mton fram till 2009, vilket är en ökning med närmare 50% jämfört med den installerade kapaciteten 2004. I prognosen ingår både påbörjade och planerade byggen av förbränningsanläggningar. Drivkraften bakom utbyggnaden är de två deponiförbuden. Från och med 2002 är det förbjudet deponera utsorterat brännbart avfall. Sedan 1 januari 2005 råder deponiförbud även för övrigt organiskt avfall. I syfte att främja annan avfallshantering än förbränning inkluderas sedan 2006 förbränning av visst hushållsavfall, motsvarande den fossila delen, i energibeskattningen. Vid uppskattning av de två potentialerna B_{1i} och U_{1i} antar vi att den befintliga avfallsförbränningen ökar med som mest 50%, dock inte med mer än konverteringspotentialen för fossila bränslen och el i respektive fjärrvärmesystem.

För de två utbyggda fjärrvärmesystemen (U_1 och U_2) antar vi att de årliga fjärrvärmeleveranserna uppgår till 60 TWh. Denna bedömning stöds av Svensk Fjärrvärmes (2004) prognos och av det faktum att fjärrvärmen för närvarande byggs ut på många orter i landet. Enligt Svensk Fjärrvärmes statistik uppgick fjärrvärmeleveranserna 2004 till 47,8 TWh, varav 42,4 TWh användes av bostäder och lokaler, och resten av industrin. Fjärrvärme har sedan länge varit energipolitiskt

gynnad genom olika former av statligt stöd, till exempel bidrag för utbyggnad av fjärrvärme och för anslutning av blockcentraler och enskilda hus till befintliga fjärrvärmenät. En sammanställning av kommunernas ansökningar om bidrag från Klimatinvesteringsprogrammet (KLIMP) för 2007 visar att fjärrvärmeutbyggnad ingår som en viktig komponent bland planerade investeringar för många kommuner. Sedan den 1 januari 2006 kan även privatpersoner och företag söka konverteringsbidrag för att ersätta olja eller direktverkande el med bland annat fjärrvärme. För några år sedan gjorde Svensk Fjärrvärme en enkätstudie bland sina medlemmar angående deras eventuella utbyggnadsplaner fram till och med 2010. I studien uppskattades fjärrvärmeleveranserna kunna växa med 2-3%/år under de kommande åren och uppgå till närmare 60 TWh 2010 (Svensk Fjärrvärme, 2004). På längre sikt uppskattar Svensk Fjärrvärme att fjärrvärmeleveranserna skulle kunna växa till upp mot 80 TWh/år. Vi bedömer denna långsiktiga prognos realistisk inom tidsperspektivet i denna studie på 10-20 år, men att 60 TWh skulle kunna vara möjligt. Det är emellertid inte troligt att fjärrvärmeleveranserna kommer att växa till 60 TWh fram till 2010, d.v.s. inom tre år.

3.1.3 Produktion av processvärme i skogsindustrin

Skogsindustrin spelar en mycket viktig roll med avseende på avsättning och tillförsel av biomassa i Sverige. Skogsindustrin omsätter stora mängder biomassa varur de genererar förädlade produkter såsom papper och trävaror, men också stora mängder restprodukter som används för energiändamål. År 2005 avsattes ca 55 TWh biomassa i produktion av processvärme, varav knappt 50 TWh användes i massa- och pappersindustrin och 5 TWh i sågverks- och trävaruindustrin (Skogsindustrierna, 2006; Skogsstyrelsen, 2006). Avsättningen av biomassa är störst i de kemiska massabruken. Vid produktion av kemisk massa omvandlas endast omkring hälften av vedråvaran till pappersmassa. Resten av vedråvaran, framförallt lignin, finns löst i svartluten som förbränns i brukens sodapannor. Sodapannorna förser bruken med processånga, men utgör även del i återvinningen av kokkemikalierna, varför svartluten inte kan säljas som bränsle för externt bruk. Energianvändningen i de mekaniska bruken skiljer sig markant från den i de kemiska bruken. Produktionsprocessen för mekanisk massa förbrukar endast små mängder värme, men desto mer elenergi. I de mekaniska bruken produceras massan genom malning av massaved i eldrivna kvarnar. Omkring 90-95% av vedråvaran omvandlas till pappersmassa. Kraftvärmeproduktionen vid dessa bruk förser pappersproduktionen med ånga, medan elproduktionen endast täcker en mindre del av brukens elförbrukning. Energisituationen för massabruken skiljer sig också åt beroende på om de är fristående bruk med endast massaproduktion eller integrerade bruk med både massa- och pappersproduktion. De kemiska massabruken har ofta ett värme- och/eller bränsleöverskott, som i de integrerade bruken kan avsättas i pappersproduktionen. I de fristående massabruken kan överskottet i stället utnyttjas för ökad elproduktion (i kondenssvans), vilket bl.a. görs i massa-bruket i Mönsterås, eller för export av värme eller fasta/flytande biobränslen.

Framtida avsättning av biomassa för energiändamål i skogsindustrin beror till stor del på hur produktionsvolymerna för massa, papper och sågat trä utvecklas, men

också på möjligheten att ersätta dagens användning av fossila bränslen. I våra uppskattningar antar vi att skogsindustrins processvärmebehov för 2005 består, vilket innebär att det inte kan ske alltför stora förändringar i produktionen. Det finns emellertid utrymme för viss produktionsökning givet att produktionsprocesserna bli mer energieffektiva. Energieffektiviteten i de kemiska massabruken kan förbättras genom en ökad slutning av massaprocessen, vilket studerades inom MISTRA-programmet Kretsloppsanpassad massafabrik (STFI, 2000). Med ett oförändrat värmebehov bedömer vi att det finns potential att öka avsättningen av biomassa i skogsindustrin genom ersättning av fossila bränslen i massa- och pappersindustrin. Användningen av fossila bränslen i massa- och pappersbruken har minskat kraftigt under de senaste 20-30 åren och uppgick 2005 till 7,0 TWh (Skogsindustrierna, 2006). Vi antar att all användning av fossila bränslen sker vid produktion av processånga, och gör den grova bedömningen att hälften kan ersättas med biomassa. Det är inte realistiskt att idag ersätta all användning av fossila bränslen då oljan ofta används vid driftstart. Den stora variationen mellan de olika massabrukens användning av fossila bränslen talar emellertid för att det finns potential att minska användningen av dessa bränslen ytterligare i ett antal bruk. Detta kan främst ske genom att ersätta användningen av olja med bark i mesaugnen, en åtgärd som flera bruk redan vidtagit. I våra länsvisa analyser antar vi för enkelhetens skull att användningen av fossila bränslen halveras i alla bruk oavsett deras nuvarande användning.

3.2 Elproduktion

Vår uppskattning av avsättningspotentialen för biomassa i elproduktion baseras på antagna verkningsgrader och på värmeunderlagen i fjärrvärmesystemen och skogsindustrin. Möjligheten att avsätta biomassa i kondenskraftverk beaktas inte. I beräkningarna antas elen produceras i storskalig kraftvärmeproduktion med ångturbincykel. Tekniker för småskalig kraftvärmeproduktion baserad på fasta bränslen är dåligt utvecklade och bedöms vara för dyra för att utgöra ett realistiskt alternativ inom den studerade tidsperioden. Ångturbincykeln däremot är beprövad teknik för kraft- och kraftvärmeproduktion i anläggningar med en eleffekt på ett par MW och uppåt. Med ångturbinteknik kan elutbytet uppgå till upp mot 34% för större biobränsleeldade kraftvärmeverk (Bärring m.fl., 1999). Ångturbinerna som används i Sverige är nästan uteslutande så kallade mottrycksturbiner³, vilka i enstaka fall efterföljs av en kondensurbin⁴. Elverkningsgraden för en turbin beror på ångdata (ångans tryck och temperatur) och på ångturbinens utformning, där enstegsturbinen har lägre verkningsgrad än flerstegsturbinen. Elutbytet är som regel lägre i skogsindustrin, bl.a. eftersom ångan måste tappas av från mottrycksturbinen vid förhållandevis höga tryck för att kunna utnyttjas i massaprocessen. Med ny kombicykelteknik kan ett betydligt högre elutbyte uppnås, uppåt 45% (Bärring m.fl., 1999). Med kombicykelteknik produceras el i både gasturbin och

³ I en mottrycksturbin tillåts ångan inte expandera fritt utan tas ut vid önskade tryck genom reglerad avtappning.

⁴ I en kondensurbin utnyttjas ångan maximalt för elproduktion. Ångan tillåts expandera fritt i turbinen varefter den kondenseras, vilket sker vid så låg temperatur att värmen är av litet värde.

ångturbין, vilket fordrar förgasning och biomassa. Förgasning av biomassa är emellertid dyrt och tekniken har trots stora forskningssatsningar inte slagit igenom kommersiellt. Vi bedömer därför att den jämförelsevis billiga ångturbintekniken kommer att dominera kraftvärmeproduktionen även under de kommande 10-20 åren och att förgasningstekniken har bättre ekonomiska förutsättningar att tillämpas vid produktion av biodrivmedel (se avsnitt 5.5).

Högre elpriser och införandet av elcertifikatsystemet har medfört att de ekonomiska förutsättningarna för biobränslebaserad kraftvärmeproduktion förbättrats betydligt under de senaste åren. Elcertifikatsystemet infördes den 1 maj 2003 med syftet att öka den förnybara elproduktionen med 10 TWh till 2010 jämfört med nivån 2002. I januari 2007 förlängdes systemet med ett nytt tillväxtmål på 17 TWh fram till 2016, jämfört med nivån 2002 (Energimyndigheten, 2007). Systemet grundar sig på att producenter av el från förnybara energikällor såsom biobränslen tilldelas gröna elcertifikat baserat sin produktionsvolym. Bland de elcertifikatberättigade bränslena ingår förutom biobränslen även torv, men inte hushålls- och industriavfall. Efterfrågan på elcertifikat skapas genom en lagstadgad skyldighet för elanvändare att köpa och lämna in ett visst antal elcertifikat i förhållande till sin elanvändning och den lagstadgade kvoten. Kvoten uppgick 2003 till 7,4% och kommer successivt att höjas till 17,9% fram till 2010 (ibid). För småkonsumenter sköts som regel hanteringen av elcertifikat av elleverantören.

3.2.1 Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen

För varje fjärrvärmesystem beräknas fyra avsättningspotentialer för biomassa för elproduktion baserat på avsättningspotentialerna för biobränslen för fjärrvärmeproduktion i de befintliga (B_{1i} , B_{2i}) respektive utbyggda (U_{1i} , U_{2i}) fjärrvärmesystemen. I beräkningarna används ett alfa-värde på 0,45 och en totalverkningsgrad på 90% oavsett storlek på fjärrvärmesystemet. Eftersom vi bedömer att det inte är kostnadseffektivt att samproducera el och värme då värmeunderlaget är väldigt litet antar vi att det biobränslebaserade fjärrvärmeunderlaget måste uppgå till minst 50 GWh för att elproduktion ska vara aktuellt i systemet. Detta är en lägre miniminivå än vad som antogs av Börjesson (2001), där gränsen sattes vid 210 GWh. Vi bedömer att de senaste årens förbättrade ekonomiska förutsättningar för biobränslebaserad elproduktion kommer att medföra att en större andel av fjärrvärmeunderlaget utnyttjas för kraftvärmeproduktion. Utvecklingen under de senaste åren har pekat i den riktningen. Mellan 2000 och 2005 ökade den kraftvärmebaserade elproduktionen från 4,7 TWh/år till 6,7 TWh/år (Energimyndigheten, 2006a). Av produktionen 2005 baserades 3,2 TWh el på biobränsle, exklusive torv som också berättigar till gröna elcertifikat (Energimyndigheten, 2006c). I en rapport från Svensk Fjärrvärme och SVEBIO uppskattas den kraftvärmebaserade elproduktionen kunna öka till 12,5 TWh fram till 2010, där biobränslen svarar för 6,4 TWh av elproduktionen (Hirsmark och Larsson, 2005).

En ökad biobränslebaserad elproduktion kan i praktiken åstadkommas genom bränslekonvertering eller förbättring av elutbytet i de befintliga kraftvärmeverken eller genom ökad samproduktion av el och värme inom de befintliga eller

utbyggda fjärrvärmesystemen. Samproduktionen av el och värme kan ökas genom konvertering av fjärrvärmeverk till kraftvärmeverk eller nyinvesteringar i kraftvärmeverk. Av ekonomiska skäl är det i princip enbart intressant att konvertera fjärrvärmeverk som är utrustade med ångpanna till kraftvärmeverk och inte de som är utrustade med hetvattenpanna.

3.2.2 Kraftvärmebaserad elproduktion i skogsindustrin

Inom skogsindustrin finns de bästa förutsättningarna för elproduktion i de kemiska massabruken tack vare deras stora värmeunderlag. Den biobränslebaserade elproduktionen i skogsindustrin uppgick 2005 till 4,7 TWh (Energimyndigheten, 2006c), varav ca 4,2 TWh producerades i den kemiska massaindustrin och ca 0,5 TWh i den mekaniska massaindustrin (fördelningen är vår egen uppskattning baserad på (Skogsindustrierna, 2006)). Avsättningen av biomassa för elproduktionen uppgick enligt våra uppskattningar till totalt 5,3 TWh. Vi bedömer att det finns potential att öka elproduktionen i de kemiska massabruken, men inte i de mekaniska massabruken där den nuvarande elproduktionen antas bestå.

I en studie av SVEBIO uppskattas den biomassbaserade elproduktionen i skogsindustrin kunna öka till 5,9 TWh fram till 2007 och därefter till 6,5 TWh fram till 2010 (Hirsmark, 2005). Elproduktionen förväntas därmed öka med 40% mellan 2005 och 2010. Studien slår också fast att elcertifikatsystemet utgör den främsta orsaken till skogsindustriernas planer att öka sin elproduktion. Då studien genomfördes före beslutet om elcertifikatsystemets förlängning är det troligt att dess uppskattningar är något underskattade. Med utgångspunkt i SVEBIOs studie antar vi att det genomsnittliga elutbytet i den kemiska massaindustrin ökar med 40%. Elutbytet i de kemiska massabruken är idag lågt, omkring 10%, vilket vi antar kan öka till 14%. Ett ökat elutbyte kan åstadkommas genom ökad turbinkapacitet eller högre ångdata. Vilket tryck och vilken temperatur som är möjlig i sodapannan styrs av korrosionsrisken som ökar vid höga temperaturer. Moderna sodapannor producerar som regel ånga av högre tryck och temperatur än de gamla. Som alternativ till att investera i en ny sodapanna kan den gamla pannan kompletteras med en extern överhettare.

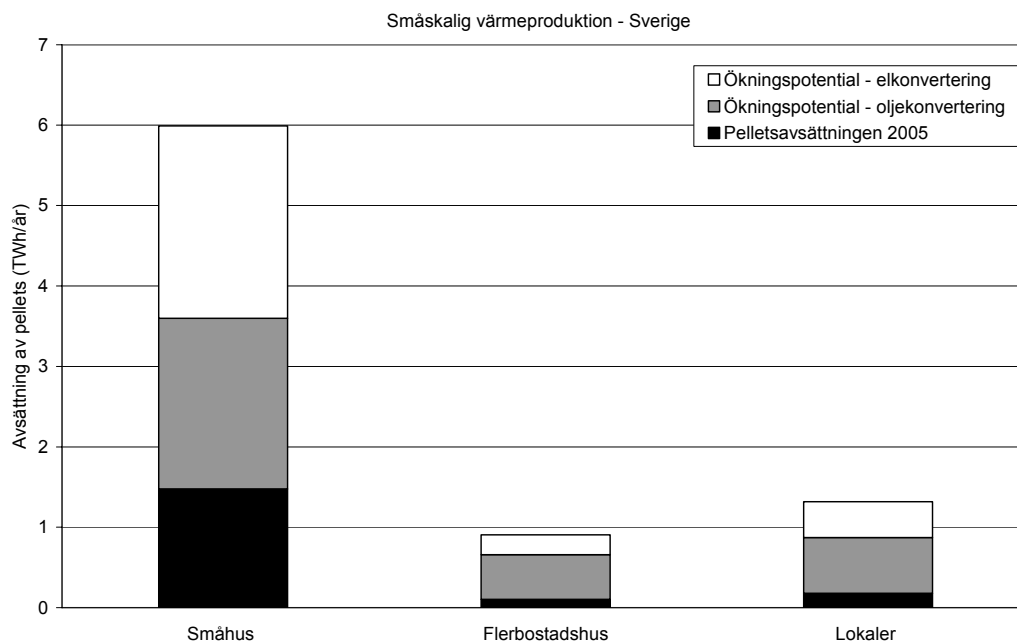
Det finns även potential att öka avsättningen av biomassa i sågverksindustrin genom att utnyttja sågverkens värmeunderlag för elproduktion. Kraftvärme produceras i dag bara i något enstaka sågverk i Sverige, varav sågverken i Malå (3 MW_e/12 MW_h) och Myresjö (1,6 MW_e/7 MW_h) utgör två exempel (Vidlund, 2004). Under de senaste åren har de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärmeproduktion i sågverksindustrin förbättrats betydligt som ett resultat av elcertifikatsystemet samt utvecklingen mot allt större sågverk. Mellan 1995 och 2005 minskade antalet sågverk med en produktion större än 1000 m³ sågat trä från 425 till 230 samtidigt som den totala produktionen ökade från 15,3 till 17,8 miljoner m³ (VMR, 2006). Vi uppskattar avsättningspotentialen för biomassa för elproduktion med utgångspunkt från sågverksindustrins biobränsleanvändning 2005. Kraftvärmeproduktion antas endast vara aktuellt i sågverk med ett värmeunderlag

som överstiger 50 GWh/år. I beräkningarna antas ett förhållandevis lågt alfa-värde på 0,3 på grund av sågverkens begränsade värmeunderlag som är förenat med en installerad eleffekt på ca 2-10 MW_e. Sågverksindustrin använde totalt 5 TWh träbränslen 2005, vilket motsvarar en genomsnittlig användning av 0,28 MWh biobränsle per m³ sågat trä. Utifrån den genomsnittliga biobränsleanvändningen framgår att endast sågverk med en produktion på minst 200 000 m³ uppfyller vårt krav på minsta värmeunderlag för kraftvärmeproduktion.

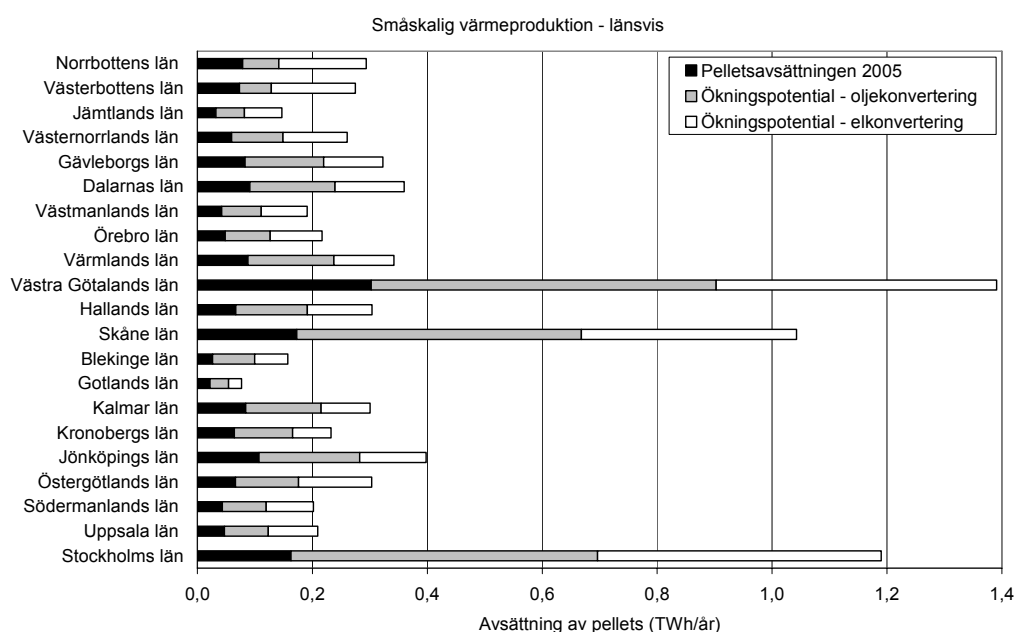
4 Potentiell avsättning av biomassa för värme- och elproduktion

4.1 Småskalig värmeproduktion

Det finns fortfarande stora möjligheter att öka den småskaliga värmeproduktionen med pellets i bostäder och lokaler. Enligt våra uppskattningar skulle uppvärmningen med pellets kunna öka från 1,8 TWh (2005) till 8,2 TWh, där konvertering från olje- och eluppvärmning svarar för 3,4 TWh respektive 3,1 TWh. Givet en oförändrad vedeldning och oförändrat uppvärmningsbehov, skulle användningen av biobränslen i småskalig värmeproduktion då uppgå till ca 18 TWh, och svara för ca 20% av uppvärmningen av bostäder och lokaler. Den största ökningspotentialen för pellets finns i småhussektorn, där den årliga avsättningen skulle kunna öka från 1,5 TWh till 6,0 TWh (Figur 1). Konverteringspotentialen är mindre i flerbostadshus och lokaler eftersom uppvärmningen där till stor del utgörs av fjärrvärme. Figur 2 visar avsättningen av pellets i småskalig värmeproduktion och våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättning av pellets för detta ändamål. Avsättningspotentialen är störst i Västra Götalands län, följt av Stockholms och Skåne län.



Figur 1: Avsättningen av pellets för småskalig värmeproduktion i småhus, flerbostadshus och lokaler 2005 (SCB, 2006a-c) i Sverige, samt vår uppskattning av potentialen att öka avsättningen av pellets genom konvertering från olje- och eluppvärmning (Bilaga 1).

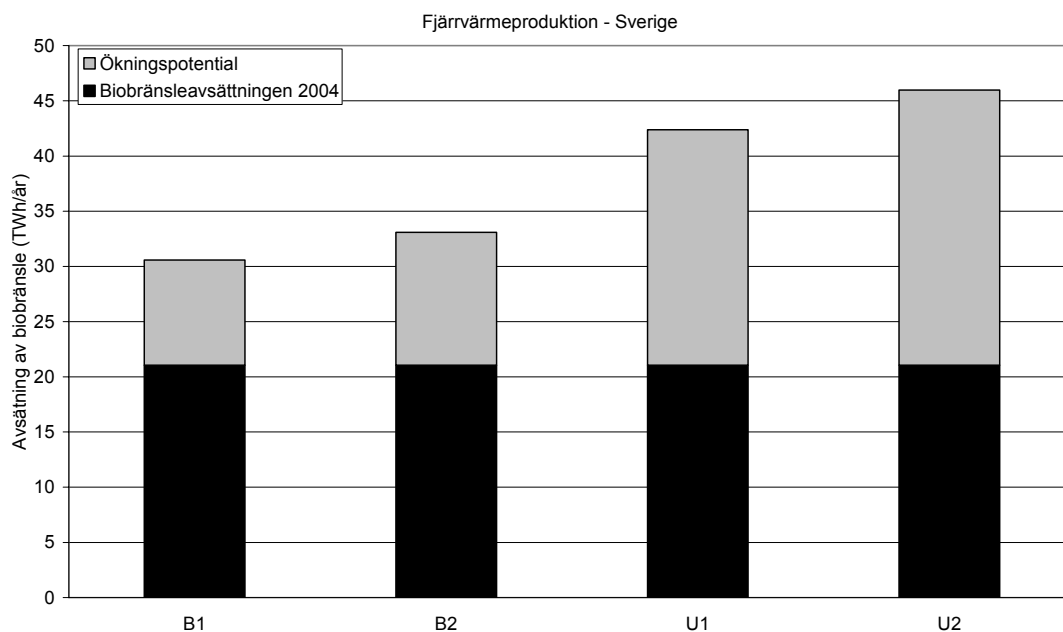


Figur 2: Den länsvisa avsättningen av pellets för småskalig värmeproduktion i bostäder och lokaler 2005 (SCB, 2006a-c) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av pellets genom konvertering från olje- och eluppvärmning (Bilaga 1).

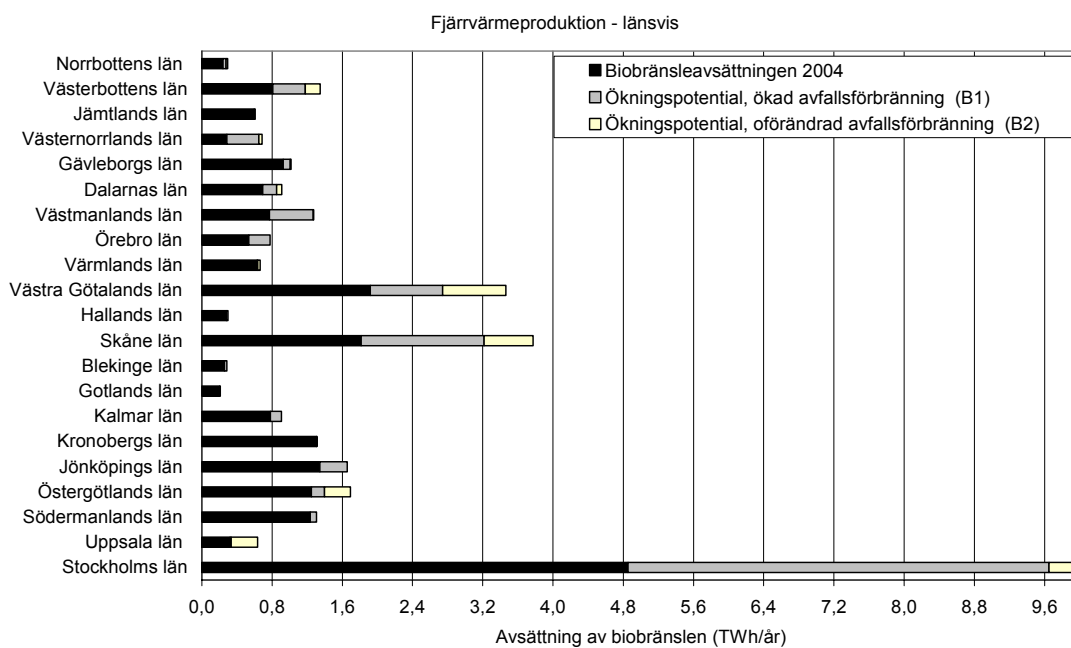
4.2 Fjärrvärmeproduktion

Våra uppskattningar visar att det inom de befintliga fjärrvärmesystemen finns potential att öka den årliga avsättningen av biobränslen från 21 TWh (2004) till 31-33 TWh, beroende på hur avfallsförbränningen utvecklas (Figur 3). Den lägre avsättningspotentialen (B1) är förenad med antagandet att avfallsförbränningen ökar med 50% jämfört med 2004 och den högre (B2) med en oförändrad avfallsförbränning. Om fjärrvärmesystemen fortsätter att byggas ut och når en storlek på 60 TWh/år uppskattar vi att avsättningen av biobränslen skulle kunna öka till 42-46 TWh/år (U1, U2), beroende på avfallsförbränningens utveckling.

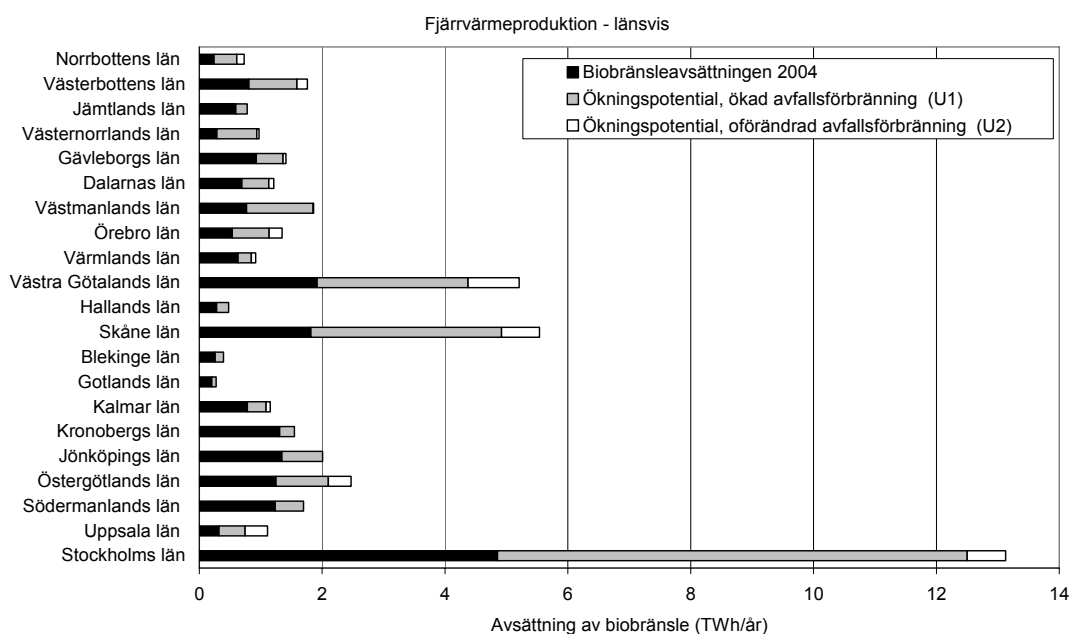
Figur 4 och Figur 5 visar den länsvisa avsättningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen 2004 och våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen i de befintliga respektive utbyggda fjärrvärmesystemen. Den största avsättningspotentialen för biobränslen finns i fjärrvärmesystemen i Stockholms län. I dessa system kan avsättningen av biobränslen öka från 4,9 TWh/år till som mest 10,0 och 13,1 TWh/år inom de befintliga (B2) respektive utbyggda (U2) fjärrvärmesystemen. Det bör emellertid noteras att den totala fjärrvärmeproduktionen i Stockholms län är något överskattad då vi antog att all Fortums produktion sker där.



Figur 3: Avsättningen av biobränslen för fjärrvärmeproduktion 2004 i Sverige (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen för fjärrvärmeproduktion i de befintliga (B1 och B2) samt utbyggda (U1 och U2) fjärrvärmesystemen (Bilaga 2).



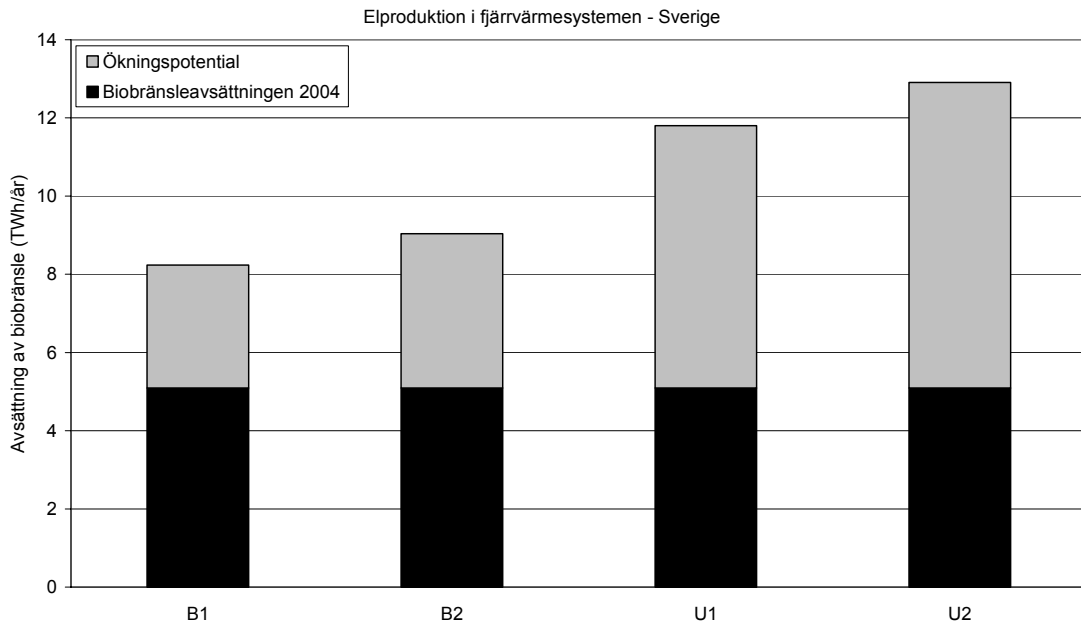
Figur 4: Den länsvisa avsättningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen i de *befintliga* fjärrvärmesystemen (Bilaga 2).



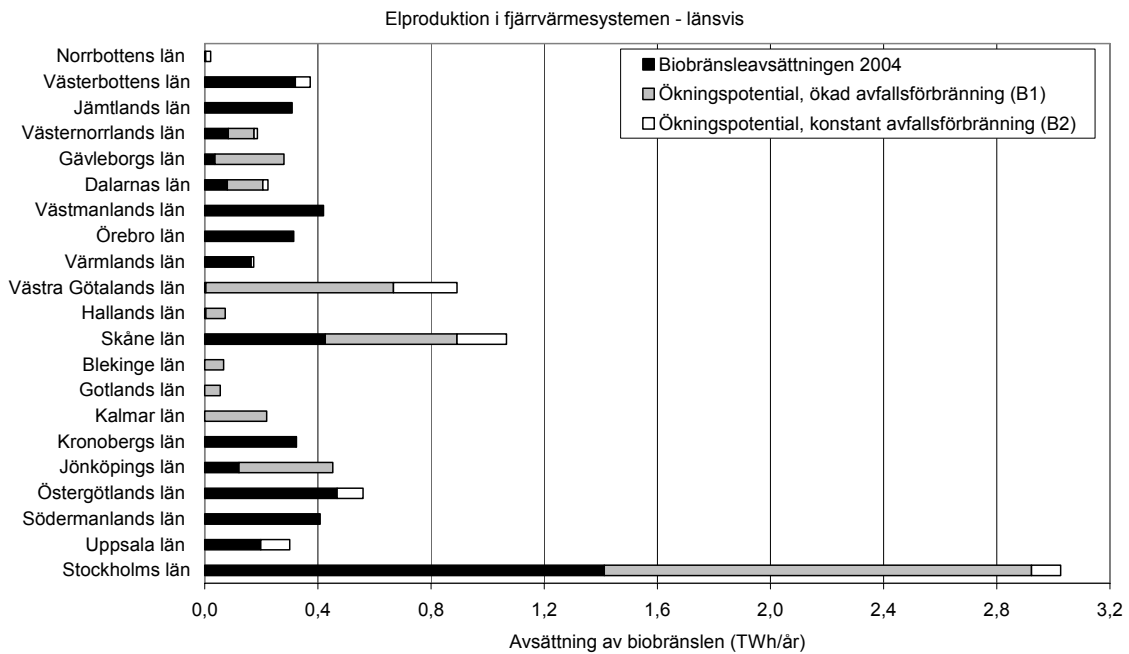
Figur 5: Den länsvisa avsättningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen i fjärrvärmeproduktionen i de *utbyggda* fjärrvärmesystemen (Bilaga 2).

4.3 Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen

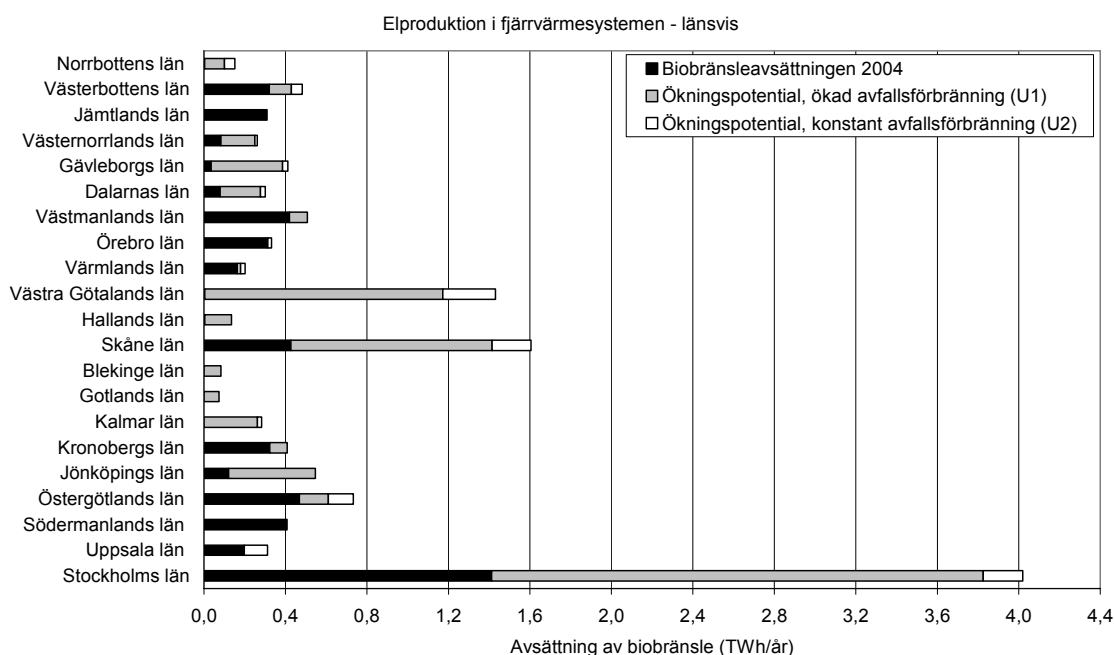
Våra uppskattningar visar att det inom de befintliga fjärrvärmesystemen finns potential att öka avsättningen av biomassa för elproduktion från 5,1 TWh/år (2004) till 8,2 eller 9,0 TWh/år, beroende på avfallsförbränningens utveckling (Figur 6). I de utbyggda fjärrvärmesystemen finns potential att öka avsättningen av biobränslen i elproduktion till 11,8 eller 12,9 TWh/år. Den biobränslebaserade elproduktionen skulle då öka från 3,2 TWh (2005) till upp mot 8,1 TWh i de befintliga fjärrvärmesystemen och 11,6 TWh i de utbyggda fjärrvärmesystemen. Den största avsättningspotentialen finns i Stockholms län, där avsättningen skulle kunna öka från 1,4 TWh/år till 2,9 TWh/år och 4,0 TWh/år i de befintliga respektive utbyggda fjärrvärmesystemen (Figur 7 och Figur 8). Potentialen att öka avsättningen av biobränslen för elproduktion är också stor i Västra Götalands län och Skåne län.



Figur 6: Avsättningen av biobränslen för elproduktion i fjärrvärmesystemen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme (2006)) och våra uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen för elproduktion i de befintliga samt utbyggda fjärrvärmesystemen (Bilaga 3).



Figur 7: Den länsvisa avsättningen av biobränslen för elproduktion i fjärrvärmesystemen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme (2006)) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen för elproduktion i de befintliga fjärrvärmesystemen (Bilaga 3).

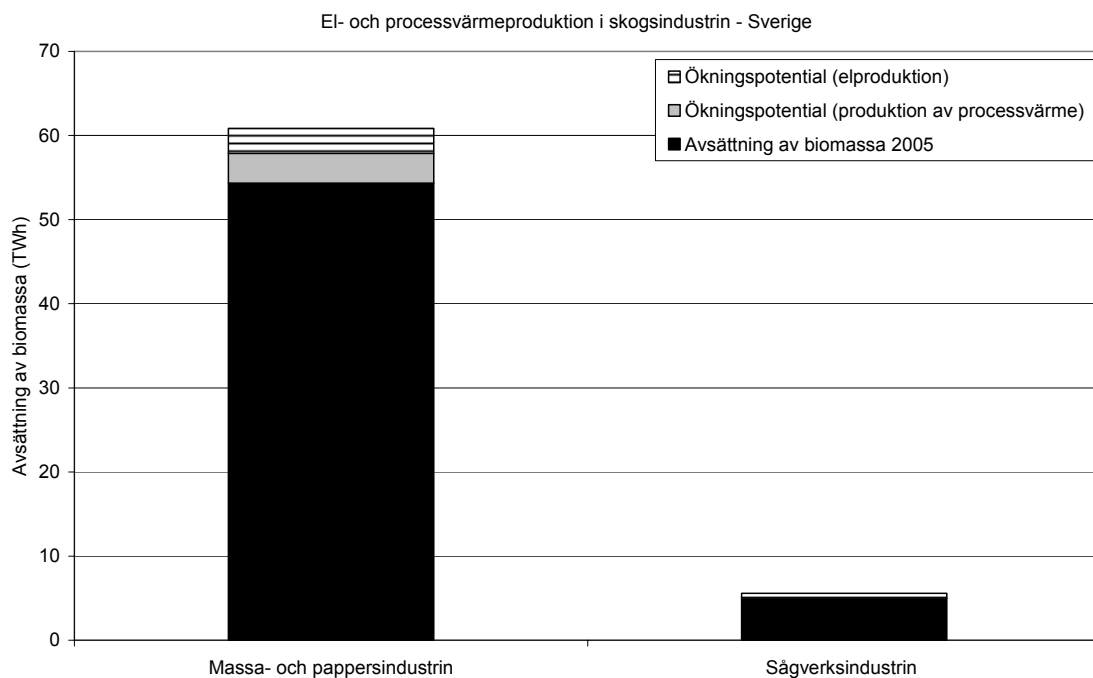


Figur 8: Den länsvisa avsättningen av bibränslen för elproduktion i fjärrvärmesystemen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av bibränslen för elproduktion i de utbyggda fjärrvärmesystemen (Bilaga 3).

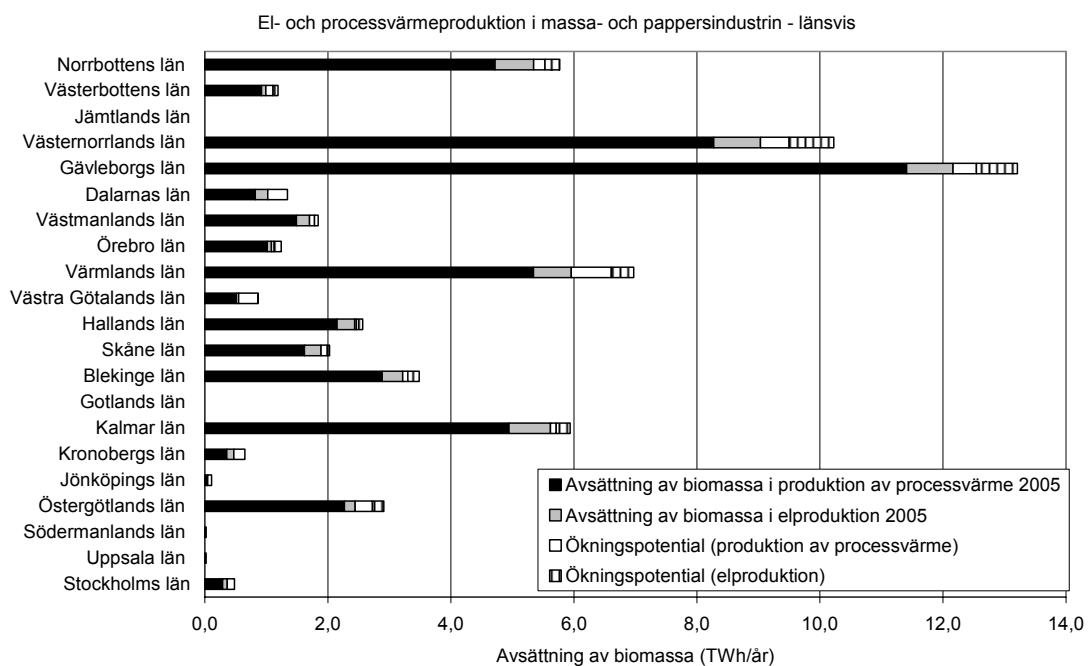
4.4 Kraftvärmeproduktion i skogsindustrin

Våra uppskattningar visar att det inom massa- och pappersindustrin finns en potential att öka avsättningen av biomassa för energiändamål från 55 TWh till 61,5 TWh per år. Ökningspotentialen består av 3,5 TWh biomassa som ersätter fossila bränslen och 3,0 TWh som används för ökad elproduktion (Figur 9). Figur 10 visar den länsvisa avsättningen av biomassa för produktion av processvärme och el i massa- och pappersindustrin samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biomassa.

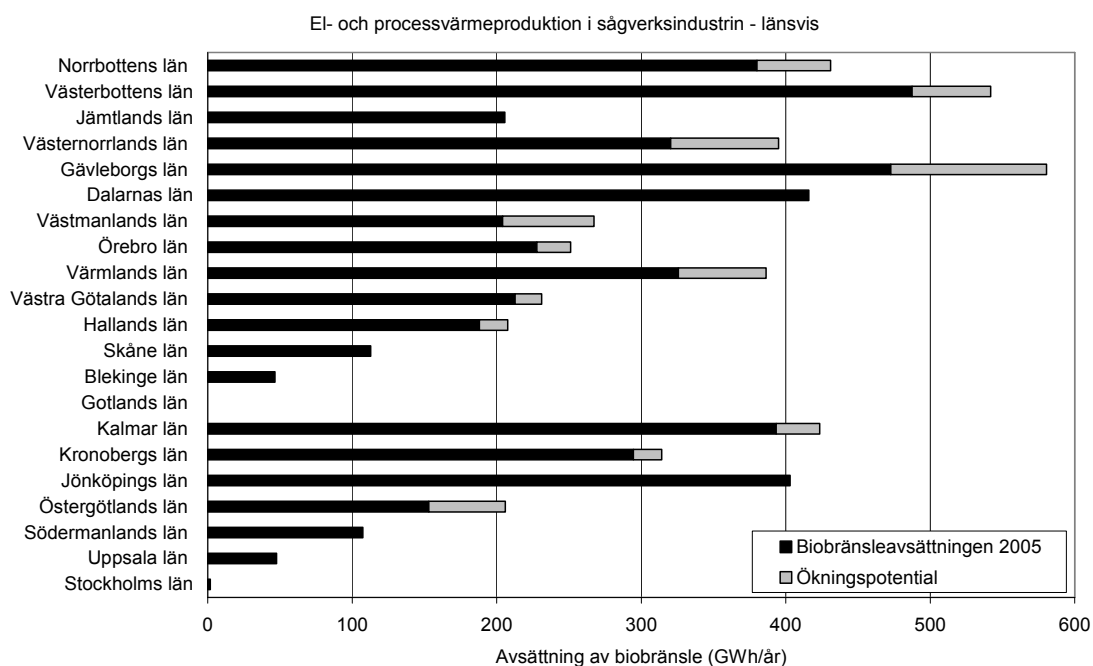
För sågverksindustrin uppskattar vi att avsättningen av biobränslen skulle kunna öka från 5,0 TWh till 5,6 TWh per år genom elproduktion i de sågverk som beräknades ha ett värmeunderlag på minst 50 GWh/år (Figur 9). Totalt uppskattades dessa till 26 stycken. Elproduktionen i dessa sågverk skulle kunna uppgå till 520 GWh per år. Figur 10 visar länsvisa uppskattningar av den potentiella avsättningen av biobränslen för värme- och kraftvärmeproduktion i sågverksindustrin.



Figur 9: Avsättningen av biomassa för energiändamål i skogsindustrin 2005 (Skogsindustrierna, 2006) samt vår uppskattning av potentialen att öka avsättningen av biomassa genom ersättning av fossila bränslen, och ökad elproduktion (Bilaga 4).



Figur 10: Den länsvisa avsättningen av biomassa för energiändamål i massa- och pappersbruken 2005 (Skogsindustrierna, 2006) samt vår uppskattning av potentialen att öka avsättningen av biomassa genom ersättning av fossila bränslen, och ökad elproduktion (Bilaga 4).



Figur 11: Den länsvisa avsättningen av biobribe 2005 i sågverksindustrin (baserat på Skogsstyrelsen (2006) med egenuppskattad länsvis fördelning) och våra uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobribe genom samproduktion av värme och el (Bilaga 4).

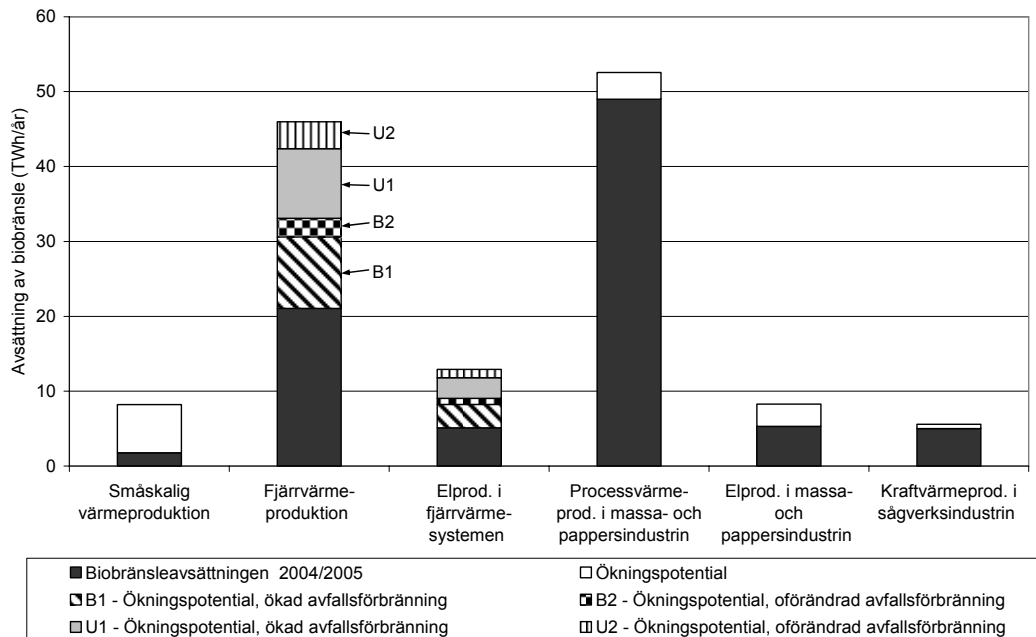
4.5 Sammanlagda resultat

Enligt våra uppskattningar finns det potential att öka den årliga avsättningen av biobribe inom 10-20 år i värme- och elproduktion från 87 TWh (2004/2005, exklusive vedeldning) till totalt:

- 113 TWh, förutsatt befintliga fjärrvärmesystem och 50% ökad avfallsförbränning (B1),
- 116 TWh, förutsatt befintliga fjärrvärmesystem och oförändrad avfallsförbränning (B2),
- 129 TWh, förutsatt utbyggda fjärrvärmesystem och 50% ökade avfallsförbränning (U1) och
- 134 TWh, förutsatt utbyggda fjärrvärmesystem och oförändrade avfallsförbränning (U2).

Avsättningspotentialerna som presenteras i avsnitt 4.1-4.4 kan adderas då det inom uppvärmning av bostäder och lokaler finns utrymme att öka uppvärmningen med både pellets och fjärrvärme på bekostnad av olja och el. Uppvärmningen med olja och el uppgick till totalt 29,2 TWh 2005. Av denna uppvärmning uppskattar vi att 6 TWh kan ersättas med pelletsvärme, vilket även lämnar utrymme för en ökad uppvärmning med fjärrvärme, som uppskattades kunna öka med ca 12 TWh.

Den största ökningspotentialen för avsättningen av bibränslen finns i produktion av fjärrvärme och kraftvärme där avsättningen av bibränslen kan fördubblas enligt våra uppskattningar (Figur 12). Den ökningspotentialen är troligen något överskattade då vi inte ha tagit hänsyn till effekter från rökgaskondensering. Den största ökningspotentialen procentuellt sett finns inom småskalig värmeproduktion där vi uppskattar att det finns potential att öka avsättningen av pellets fyra gånger.

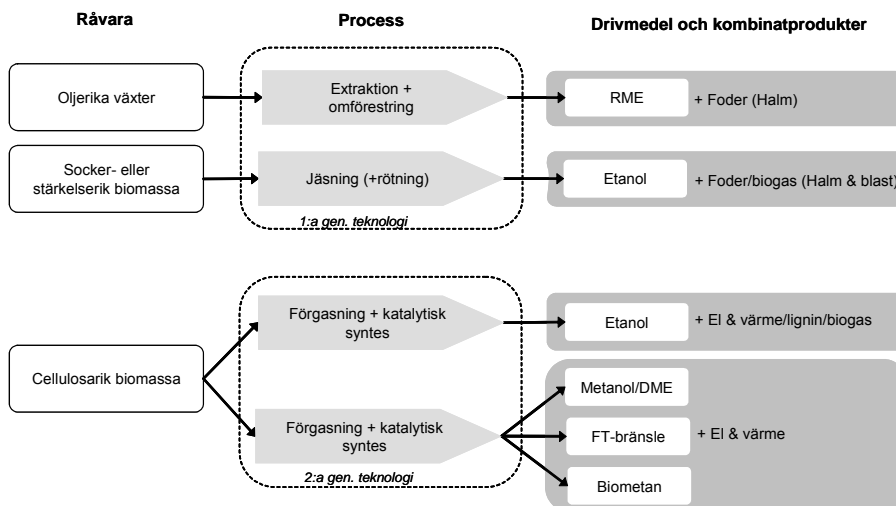


Figur 12: Avsättningen av bibränsle 2004/2005 för värme- och elproduktion i olika sektorer samt våra uppskattningar av ökningspotentialen för Sverige som helhet. Den småskaliga värmeproduktionen inkluderar endast pellets.

5 Drivmedel och energikombinat

Detta kapitel handlar om biodrivmedel som produceras med hjälp av första respektive andra generationens teknologi. Av dem som produceras med hjälp av första generationens teknologi är fokus på spannmålsbaserad etanol och RME, vilka produceras i Sverige i dag. Andra generationens teknologi, som inte är kommersialiserad än, används vid produktion av cellulosebaserad etanol och en rad biodrivmedel som produceras via termisk förgasning av biomassa, exempelvis metanol, DME, FT-bränslen och biometan. Denna teknologi möjliggör drivmedelsproduktion från lignocellulosa såsom avverkningsrester, halm, energiskog och energigräs. Drivmedelsproduktion baserad på dessa råvaror medför i allmänhet bättre energieffektivitet, och för åkerbränslen högre drivmedelsproduktionen per hektar åkermark än produktion baserad på konventionella jordbruksgrödor såsom spannmål och rapsfrö (Concawe m.fl., 2006; Börjesson, 2007). Figur 13 visar hur olika slags biomassråvara kan omvandlas till olika biodrivmedel, inklusive de biprodukter, restprodukter och andra energibärare som uppkommer eller kan samproduceras. Restprodukterna, bland vilka endast halm är relevant utifrån de biomassråvaror som antas här, behandlas inte i denna rapport.

I detta kapitel görs ingen uppskattning av potentialen att avsätta biodrivmedel, då marknaden för dessa är jämförelsevis obegränsad. Användningen av biodrivmedel motsvarade endast 3,1% av bensin- och dieselanvändningen 2006 och utgjordes av 0,17 TWh biogas, 1,89 TWh etanol och 0,6 TWh FAME (Fatty Acids Methyl Esters), bland vilka RME är vanligast i Sverige (SCB, 2007b). Möjligheten att avsätta olika slags biodrivmedel kommenteras emellertid med avseende på eventuella behov av motoranpassning och särskild infrastruktur för distribution.



Figur 13: Omvandlingsvägar för olika slags biomassråvara till olika slags biodrivmedel, inklusive de biprodukter, restprodukter och andra energibärare som uppkommer eller kan samproduceras.

Syftet med detta kapitel är främst att visa på förutsättningarna för resurs- och energieffektiv produktion av biodrivmedel. Centralt i detta sammanhang är tillgången på råvara, liksom möjligheten att avsätta uppkomna biprodukter och att utforma energikombinat med avsättning av värmeproduktionen. För RME och spannmålsbaserad etanol görs därför regionala analyser över möjligheten att avsätta biprodukterna rapsmjöl och drank som foder. För dranken studeras även alternativet rötning för biogasproduktion. Råvarutillgången studeras genom regionala analyser över produktionen av spannmål och rapsfrö.

För biodrivmedel som produceras med hjälp av andra generationens teknologi studeras inte tillgången på råvara tack vare den bredare råvarubasen. För dessa biodrivmedel är fokus i stället på utformningen av energikombinat och de fysiska förutsättningarna att avsätta värmeproduktionen från dessa i fjärrvärmesystemen. Dessa drivmedel kan produceras i antingen fristående drivmedelsanläggningar eller energikombinat, som i varierande omfattning även exporterar el, värme och/eller andra bränslen. Drivmedelsproduktion i energikombinat möjliggör oftast en högre totalverkningsgrad medan drivmedelsutbytet som regel blir något lägre. För att maximera totalverkningsgraden krävs emellertid möjlighet att avsätta värmeproduktionen som exempelvis fjärrvärme. Huruvida detta är möjligt beror på en rad faktorer. I denna studie diskuteras endast de fysiska förutsättningarna, d.v.s. hur storleken på värmeproduktionen förhåller sig till den på fjärrvärmesystemen. Värmeproduktionen kan bestå av både spillvärme och mottrycksvärme. Storleken på dessa beror bl.a. på anläggningens utformning och kapacitet, vilka därför diskuteras för dessa drivmedel.

Det är även möjligt att utveckla produktion av biodrivmedel vid de kemiska massabruken. En sådan placering möjliggör samordningsvinster genom att befintliga terminaler och logistiksystem kan utnyttjas. I Sverige har en betydande del av forskningen kring förgasning fokuserat på förgasning av svartlut. Syftet med forskningen var inledningsvis främst att öka elutbytet, men på senare år har fokus skiftat mot att producera biodrivmedel, framför allt metanol och DME. Denna typ av energikombinat med massaprocessen och svartlutsförgasning i centrum diskuteras dock inte i denna rapport då drivmedelsproduktionen inte har en *direkt* påverkan på avsättningen av biomassa. Svartlutsförgasning i mindre omfattning bedöms framför allt ske igenom en effektivisering av svartlutens utnyttjande. En framtida kraftigt ökad produktion av drivmedel från svartlut har emellertid en *indirekt* påverkan på avsättningen av biomassa, då storskaliga investeringar i svartlutsförgasning medför att massabrukets intag av biomassa måste öka. För en mer utförlig diskussion kring möjligheterna med svartlutsförgasning hänvisas till andra studier.

5.1 Första generationens teknologi

5.1.1 Etanol från spannmål

Etanol kan ersätta eller blandas in i bensin. Låginblandad bensin (<10% etanol) kan utan problem användas i befintliga bensinmotorer, medan höginblandad

bensin fordrar viss justering av motorn. Förbrukningen av fordonsetanol har ökat stadigt sedan början av 2000-talet och uppgick 2006 till 321 000 m³ (1,89 TWh) (SCB, 2007b), varav merparten importerades. Den svenska produktionen av fordonsetanol uppgick till omkring 73 000 m³ (0,43 TWh). Huvuddelen producerades från spannmål i Agroetanols anläggning i Norrköping och resten från sulfitmassa i Sekabs anläggning i Örnsköldsvik.

I Norrköpingsanläggningen produceras årligen ungefär 55 000 m³ etanol (0,3 TWh). Vid produktion av en liter etanol åtgår 2,3 kg ts (2,8 kg torkad, 8,0 kWh) spannmål och samtidigt genereras 0,8 kg ts drank (Bernesson m.fl., 2006; Agroetanol, 2006). I Norrköpingsanläggningen åtgår således ca 150 000 ton torkad spannmål (1,24 TWh), främst vete, samtidigt som det också produceras ca 44 000 ton ts drank. Anläggningen är byggd intill ett kraftvärmeverk som förser etanolprocessen med ånga och el. Vid Norrköpingsanläggningen pågår för närvarande bygget av ytterligare en produktionsenhet som ska tas i drift 2008. Tillsammans kommer dessa enheter årligen att producera ca 200 000 m³ etanol och ge upphov till ca 160 000 ton ts drank. Efter att ha torkats avsätts den producerade dranken⁵ för närvarande huvudsakligen som proteinfoder, vilket detta avsnitt fokuserar på. Andelen drank i en foderblandning kan uppgå till upp mot 15% enligt Agroetanol (2006) och upp mot 20% enligt Concawe m.fl. (2006). Dranken kan emellertid även rötas för biogasproduktion, vilket behandlas i avsnitt 5.3. Ett tredje, mindre attraktivt alternativ, är att torka dranken till ett fastbränsle.

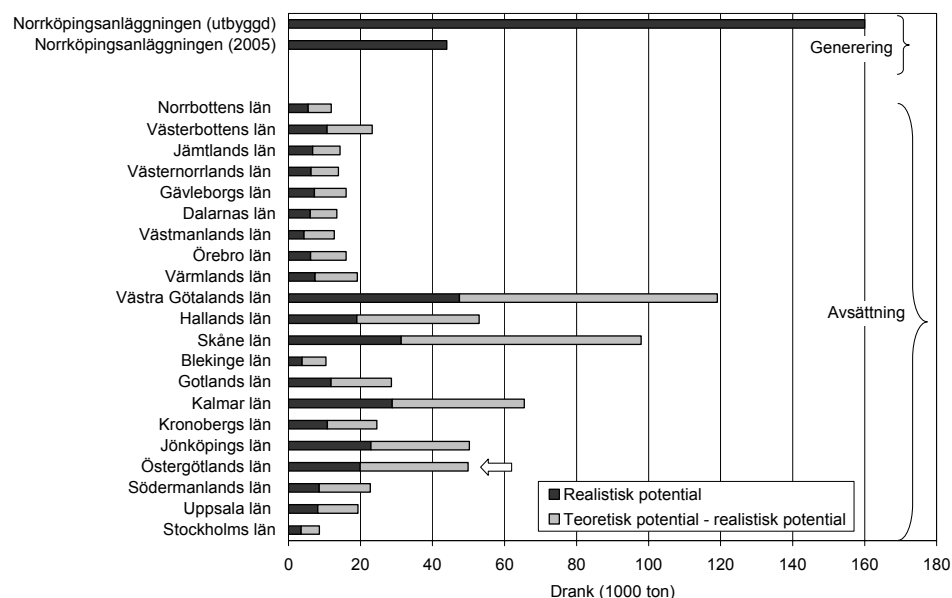
Dranken från etanolproduktionen i Norrköping används i dag huvudsakligen som foder vid mjölkproduktion (SCB, 2006e), där också den största avsättningspotentialen finns. Baserat på den svenska mjölkproduktionen 2005 och en fodersammansättning med 15% drank skulle teoretiskt ca 520 000 ton ts drank kunna avsättas inom denna näringsgren. Drank kan även avsättas som foder i köttproduktion, men användningen där är mer begränsad då uppfödningen av dikor och köttdjur är mer utspridd i landet. Inom produktion av slaktjurar uppskattas den teoretiska avsättningspotentialen för drank till 100 000 ton ts (Hellberg, 2006), vilket motsvarar ungefär 15% av foderkonsumtionen för dessa djur. Även inom grisproduktion uppskattas dranken kunna utgöra upp mot 15% i foderblandningen, vilket motsvarar en teoretisk avsättningspotential på 70 000 ton ts (Agroetanol, 2006). I den befintliga mjölk- och köttproduktion i Sverige finns sålunda en teoretisk potential att avsätta sammanlagt 690 000⁶ ton ts drank som foder. En begränsning idag är emellertid att dranken inte håller tillräckligt jämn och hög kvalitet. En mer realistisk bedömning är därför att dranken skulle kunna svara för 5-7% av den totala foderkonsumtionen i framtiden, vilket motsvarar 230 000-320 000 ton ts drank (Herland, 2007). Figur 14 visar genereringen av drank i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen samt den realistiska och teoretiska avsättningspotentialen på regional nivå. I Östergötlands län finns en realis-

⁵ Dranken har en torrsbstanshalt på 10% och består av vatten, protein och fibrer. Dranken erhålls som en bottenprodukt vid destillation av mäsken, som erhålls efter jäsningssteget. Etanolen utvinns från botten av destillationskolonnen.

⁶ 520 000 (mjölkproduktion) + 100 000 (slaktjurar) + 70 000 ton ts (grisproduktion)

tisk och teoretisk potential att avsätta 20 000 respektive 50 000 ton ts drank som foder. Det är sålunda teoretiskt möjligt att avsätta dranken från den befintliga anläggningen inom länet. Efter utbyggnaden fordras emellertid ett betydligt större geografiskt avsättningsområde än det egna länet om dranken ska avsättas som foder. Tabell 2 visar en sammanställning av bl. a. råvarubehov och drankgenerering för etanolproduktionen i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen samt för två produktionsalternativ som baseras på den beräknade realistiska och teoretiska avsättningspotentialen för drank som foder i Sverige.

Den realistiska avsättningspotentialen för drank (ca 280 000 ton ts) begränsar etanolproduktion till 350 000 m³ (2,1 TWh) år, vilket motsvarar 4,4% av bensinförbrukningen 2005. Råvarubehovet för denna produktion uppgår till 980 000 ton spannmål, vilket fordrar en odlingsareal om 180 000 ha, givet en skörd på 5,5 ton/ha. På motsvarande sätt begränsar den teoretiska avsättningspotentialen för drank etanolproduktion till 860 000 m³ (5,1 TWh), vilket motsvarar 11% av bensinförbrukningen i Sverige. För produktionen krävs 2,41 miljoner ton spannmål, vilket fordrar en odlingsareal på 440 000 ha, givet en antagen genomsnittlig skörd på 5,5 ton/ha. Denna yta motsvarar 48% av landets spannmålsodling, och överstiger nuvarande odling av höstvete. Figur 15 visar råvarubehovet för den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen samt den länsvisa produktionen av vete och annan spannmål. För den befintliga anläggningen är det fysiskt möjligt att basera hela produktionen på spannmål från Östergötlands län. För den utbyggda anläggningen krävs emellertid ett större tillförselområde. Ur ett tillförselperspektiv finns de bästa förutsättningarna för etanolproduktion i Skåne län, som svarade för 36% och 28% av den svenska vete- respektive spannmålsproduktionen 2005 (SCB, 2006b).



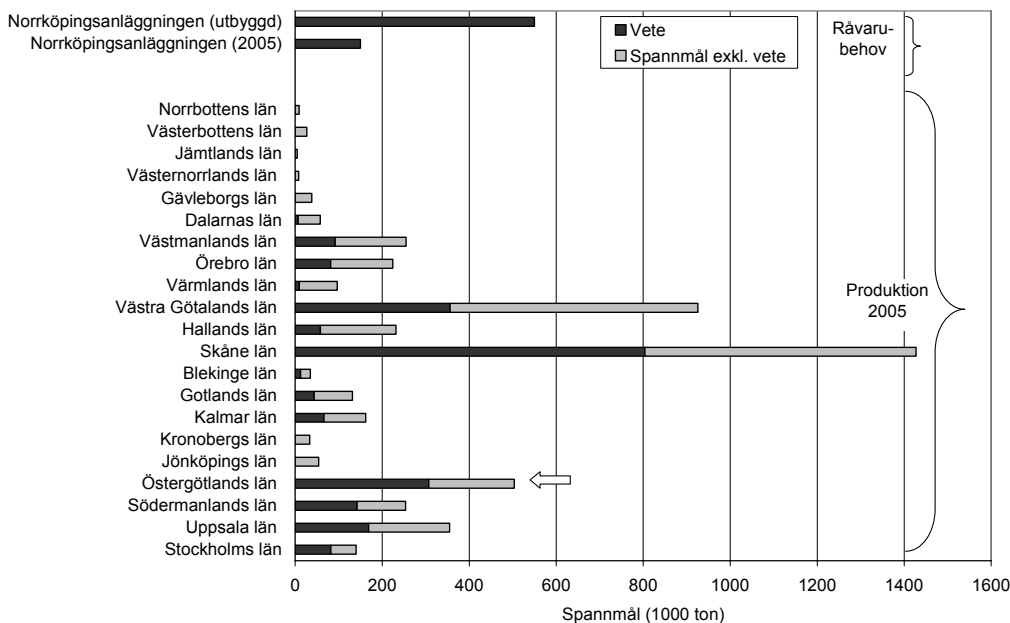
Figur 14: De två översta staplarna visar generering av drank i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen. Nedanför dessa visas den länsvisa teoretiska och realistiska avsättningspotentialen för drank som foder (Bilaga 5).

Tabell 2: Råvarubehov, drankgenerering m.m. för etanolproduktionen i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen och för två produktionsalternativ som baseras på den beräknade realistiska och teoretiska drankavsättningen.

Produktionskapacitet	Etanol-produktion		Drank kton	Spannmål (vete)		Foderspannmåls besparing	
	1000 m ³	TWh		kton	kha	kton	kha
Norrköpingsanläggning. (2005)	55	0,3	44	150	27	25	5
Norrköpingsanläggning. (utbyggd)	200	1,2	160	550	100	93	17
Realistisk drankavsättning	350	2,1	280	980	170	170	31
Teoretisk drankavsättning	860	5,1	690	2410	440	410	75

I beräkningarna ovan tas ingen hänsyn till att användningen av drank som foder minskar behovet av annat foder. För varje kg spannmål som används för etanolproduktion genereras drank som kan ersätta ungefär 0,17 kg foderspannmål respektive 0,16 kg andra kraftfoderråvaror, såsom raps-, sockerbets- och soja-produkter (Emanuelsson m.fl., 2006). Med hänsyn till det minskade behovet av foderspannmål blir nettoarealbehovet för produktion av 350 000 m³ etanol (som är kopplad till den realistiska drankavsättningen) 140 000 ha.

Energieffektiviteten i nuvarande etanolproduktion skulle kunna förbättras genom bland annat utnyttjande av spillvärmens för fjärrvärmeproduktion. Granstedt (2007) uppskattar spillvärmeproduktionen i den befintliga etanolproduktionen till 22% av den producerade etanolen på energibasis. För den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen motsvarar det 70 respektive 290 GWh spillvärme per år. Energieffektiviteten skulle även kunna förbättras genom mer anpassad integrering mellan etanolprocessen och kraftvärmeverket.



Figur 15: De två översta staplarna visar råvarubehovet i form av spannmål för etanolproduktion i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen. Nedanför dessa visas den länsvisa produktionen av vete och andra spannmålsgrödor 2005 (SCB, 2006e) (Bilaga 5).

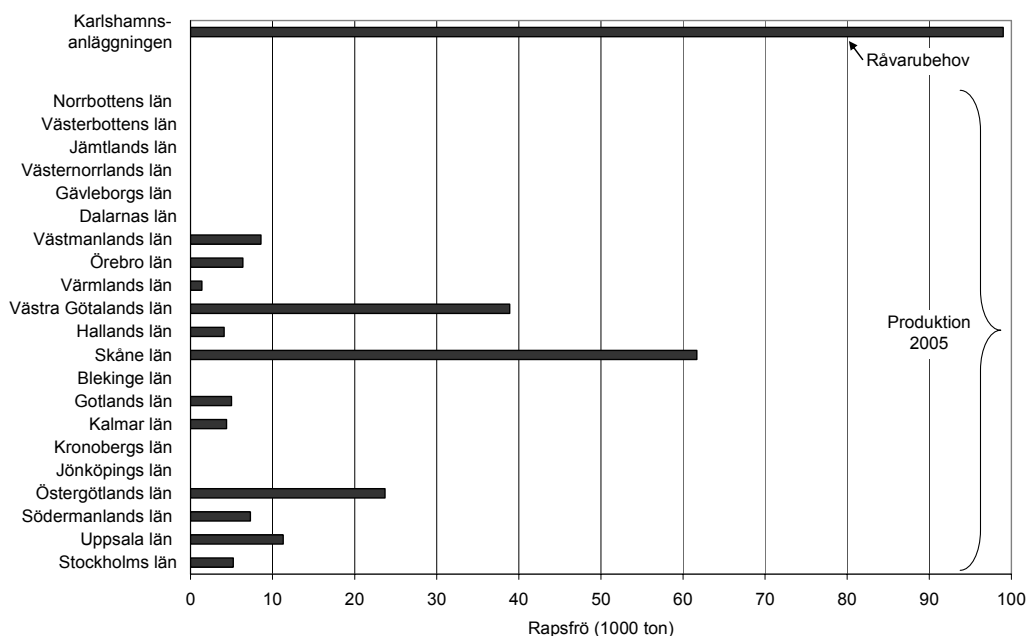
5.1.2 RME från raps

RME är den vanligaste formen av FAME eller s.k. biodiesel, i Sverige. Under 2006 blev det tillåtet att blanda in 5% FAME i diesel jämfört med 2% tidigare, vilket gjorde att förbrukningen av FAME ökade från 10 600 m³ (0,10 TWh) för 2005 till 65 000 m³ (0,62 TWh) för 2006 (SCB, 2007b). Vid låginblandning (<10%) i diesel kan bränslet användas i befintliga dieselmotorer, men vid höginblandning eller i ren form krävs ofta en mindre justering av dieselmotorn. RME baseras på rapsolja som har extraherats eller pressats ur rapsfrö, och som sedan har omförestrats tillsammans med metanol till RME. Vid produktion erhålls biprodukterna rapskaka eller rapsmjöl, beroende på produktionsmetod, samt glycerin. Glycerin, som framför allt används som råvara i kemisk industri, diskuteras inte i denna rapport som fokuserar på biprodukters användning som foder eller bränsle. Vid storskalig RME-produktion via extraktion erhålls rapsmjöl. Rapsmjöl innehåller huvudsakligen protein och betraktas som ett högkvalitativt proteinfoder. Idag används rapsmjöl som råvara i foder, framför allt inom mjölkproduktion (Emanuelsson m.fl., 2006). Vid småskalig RME-produktion via pressning erhålls i stället rapskaka. Även rapskaka används som råvara i foder, men i begränsad omfattning på grund av dess höga fetthinnehåll. För en mix av stora och mellanstora anläggningar kräver produktionen av en liter RME i genomsnitt ca 2,2 kg ts rapsfrö, och samtidigt produceras 1,3 kg ts rapsmjöl.

Den svenska RME-produktionen utgörs främst två storskaliga anläggningar, en i Karlshamn som ägs av Lantmännen (Svenska Ecobränsle AB) och en i Stenungsund som ägs av Perstorp AB. Anläggningarnas årliga produktionskapacitet uppgår till 45 000 m³ respektive 60 000 m³. Därutöver finns en mindre anläggning, Norups gård, som producerar ca 10 000 m³ per år, och ett antal mycket små anläggningar som producerar, eller planerar att producera, RME i skalan 200-1 000 m³ per år (SOU 2007:36). Den sammantagna produktionskapaciteten i befintliga anläggningar uppgår därigenom till 115 000 m³ (1,1 TWh) RME per år, vilket motsvarar 2,5% av dieselanvändningen 2005. Då produktionen i Stenungsund baseras på importerad rapsolja inkluderas den inte i de regionala analyserna över rapsodling och avsättning av rapsmjöl.

Den svenska RME-produktionen kommer i första hand att begränsas av tillgången på rapsfrö om produktionen förutsätts baseras på svensk råvara. Med hänsyn till risken för växtföljdssjukdomar är odlingsarealen för oljeväxter i Sverige begränsad till 160 000-180 000 ha utifrån dagens produktionsmetoder (Biärsjö, 2006). Odlingsarealen för raps i Sverige uppgick 2005 till 74 000 ha och produktionen av rapsfrö till 178 000 ton ts (SCB, 2006e). Då produktionskapaciteten i Karlshamnsanläggningen utnyttjas fullt ut förbrukas där 99 000 ton rapsfrö (0,8 TWh). Denna mängd rapsfrö motsvarar en rapsodling om cirka 40 000 ha, givet en genomsnittlig skörd av rapsfrö på 2,5 ton/ha. Enligt statistiken odlades ingen raps i Blekinge län 2005. Råvaran måste därför tillföras från grannlän, exempelvis Skåne län som svarade för 1/3 den totala rapsfröproduktionen i Sverige (Figur 16). Med hänsyn till tidigare nämnda växtföljdsbegränsningar finns utrymme att fördubbla odlingsarealen för raps. Om hela produktionsökningen för raps används

för RME-produktion kan denna öka till totalt 140 000 m³ RME per år. Tabell 3 visar en sammanställning av råvarubehov och generering av rapsmjöl för RME-produktionen i Karlshamnsanläggningen och för två produktionsalternativ som baseras på maximal rapsodling samt den teoretiska avsättningen av rapsmjöl som foder.



Figur 16: Den översta stapeln visar råvarubehovet av rapsfrö för RME-produktionen i Karlshamn. Nedanför denna visas den länsvisa produktionen av rapsfrö 2005 (SCB, 2006e) (Bilaga 6).

Rapsmjöl betraktas som ett högkvalitativt proteinfoder som har bättre förutsättningar att avsättas i foder än var drank har. Den realistiska och teoretiska avsättningspotentialen för rapsmjöl borde därför uppgå till minst 280 000 ton ts respektive 690 000 ton ts (15% av foderkonsumtionen). Dessa båda avsättningspotentialer är emellertid förenade med en större rapsodling än vad växtföljdsrestriktionerna medger. I Sverige avsattes 250 000 ton ts rapsprodukter som råvara i foder 2005 (SCB, 2006e; Emanuelsson m.fl., 2006). Emanuelsson m.fl. (2006) bedömer att en ökad användning av rapsmjöl i foder framför allt kommer att ersätta importerade rapsprodukter som idag svarar för hälften av mängden rapsprodukter i foder (Emanuelsson, 2006). En ökad inblandning av rapsmjöl i foder kommer därför, till skillnad från en ökad inblandning av drank, inte att i någon större utsträckning minska arealen för foderproduktion i landet.

Tabell 3: Råvarubehov och generering av rapsmjöl för RME-produktionen i Karlshamnsanläggningen och för två produktionsalternativ som baseras på maximal rapsodling och på vår uppskattning av den teoretiska avsättningspotentialen för rapsmjöl.

Produktionskapacitet	RME-produktion		Rapsmjöl		
	(1000 m ³)	(TWh)	(1000 ton)	(1000 ton)	(1000 ha)
Karlshamnsanläggningen	45	0,4	58	99	40
Max. rapsodling	140	1,4	180	310	150
Teoretisk foderavsättning	530	5,1	690	1170	470

5.2 Sammanvägda resultat för RME och etanol

Rapsmjöl och drank konkurrerar om utrymmet att avsättas som proteinråvara i foder. Enligt uppskattningarna i avsnitt 5.1.1-5.1.2 uppgår den totala avsättningspotentialen för dessa biprodukter som foder till ca 280 000 (realistisk potential) och 690 000 ton ts (teoretisk). Rapsmjöl betraktas idag som ett högkvalitativt proteinfoder, medan kvaliteten på etanoldrank behöver förbättras för att fungera som fullgod ersättare för nuvarande proteinråvaror i foderblandningar. Om odlingspotentialen för oljeväxter utnyttjas fullt ut möjliggör det en årlig produktion av 140 000 m³ RME (1,4 TWh), och därtill 180 000 ton ts rapsmjöl. Utöver denna mängd rapsmjöl, finns det utrymme att avsätta ytterligare 100 000 ton ts respektive 510 000 ton ts drank inom den realistiska och teoretiska avsättningspotentialen som foder. Avsättningen av dessa mängder drank möjliggör en etanolproduktion på 125 000 m³ (0,7 TWh) respektive 640 000 m³ (3,8 TWh).

5.3 Etanol och biogas från spannmål

Vid produktion av en liter etanol från spannmål genereras även 0,8 kg ts drank. I avsnitt 5.1.1 diskuterades möjligheten att avsätta drank som råvara i foder. Ett annat alternativ är att utnyttja dranken för biogasproduktion. Drank innehåller ca 10% torrs substans och är pumpbart, vilket gör den lämplig för biogasproduktion genom kontinuerlig rötning. Att utnyttja dranken för biogasproduktion är ett intressant alternativ eftersom mängden drank som kan avsättas som foder är begränsad och eftersom samproduktion av etanol och biogas möjliggör en större totalproduktion av drivmedel per hektar åkermark (Börjesson, 2004). Om dranken ska rötas behöver den inte torkas, något som är nödvändigt om den ska avsättas som foder med distribution över ett större område. Att avsätta dranken i biogasproduktion förbättrar således energibalansen för etanolproduktionen i jämförelse med att avsätta dranken i foder (när inte indirekta energivinster genom till exempel minskad import av sojaprotein beaktas).

Baserat på Börjesson (2004) antar vi att etanol och biogas svarar för 73% respektive 27% av drivmedelsproduktionen (på energibasis) då dessa samproduceras. Om all drank som genereras i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen rötas produceras 0,1 TWh respektive 0,4 TWh biogas. Som jämförelse producerades totalt 0,16 TWh biogas i samrötningsanläggningar⁷ i Sverige 2005 (SBGF, 2007). Biogas kan avsättas i produktion av värme eller kraftvärme eller uppgraderas och avsättas som fordonsgas. Värmeproduktion är den enklaste och för närvarande vanligaste användningen av biogas (ibid). Mycket av biogasproduktionen avsätts idag lokalt, men biogasen kan även uppgraderas och distribueras via naturgasnätet. Fördelen med att distribuera biogasen via naturgasnätet är att det tryggar avsättningen av den producerade biogasen året runt. Naturgasnätet i Sverige sträcker sig från Trelleborg till Göteborg, och inkluderar grenledningar längs vägen till bland annat Gislaved samt Stenungsund. Den befintliga

⁷ Förutom produktion i samrötningsanläggningar producerades biogas även vid bland annat deponier (0,46 TWh) och avloppsreningsverk (0,49 TWh). Den totala biogasproduktionen 2005 uppgick till 1,3 TWh biogas (SBGF, 2007).

sträckningen av naturgasnätet innebär att eventuell biogasproduktion vid Norrköpingsanläggningen måste avsättas lokalt, antingen som fordonsgas eller för produktion av fjärrvärme eller kraftvärme. Det senare alternativet är emellertid förenat med begränsningar under sommarhalvåret.

När drank rötas för biogasproduktion produceras en ungefär lika stor mängd rötrest som den ursprungliga mängden drank. Rötresten kan med fördel utnyttjas som gödselmedel inom lantbruket, men måste avsättas relativt lokalt såvida den inte avvattnas först. Om all dranken i den befintliga och utbyggda etanolanläggningen i Norrköping rötas skulle det medföra mycket stora mängder rötrest, motsvarande 440 000 ton respektive 1 600 000 ton. Som jämförelse produceras 50 000-70 000 ton rötrest per år i en nuvarande storskalig biogasanläggning i Sverige. Eftersom drank är ett rent substrat avgörs mängden rötrest som kan spridas per hektar främst av grödans växtnäringsbehov. Berglund och Börjesson (2003) uppskattar den genomsnittliga givan för flytande rötrest, såsom drank, till 30 ton/ha. Maximal biogasproduktion vid den nuvarande och utbyggda etanolanläggningen i Norrköping skulle sålunda kräva en spridningsareal om ca 15 000 ha respektive 53 000 ha för rötresten. Som jämförelse uppgår åkerarealen i Östergötland till ca 206 000 ha (2005), vilket motsvarar 20% av länets yta (SCB, 2006e).

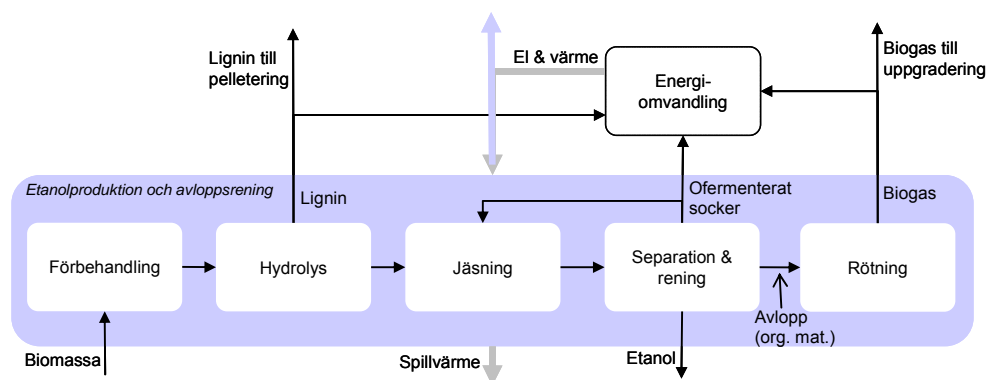
Transporterna av rötrest med lastbil eller traktor bör begränsas av framför allt ekonomiska skäl. I Berglund och Börjesson (2003) beskrivs en metod för att räkna ut medeltransportavståndet från en biogasanläggning till åkermarken där rötresten ska spridas. I metoden beaktas ett antal lokalt/regionalt betingade faktorer, framför allt andelen åkermark av totalytan och andelen åkermark på vilken rötrest kan spridas. Hur stor andel av åkermarken som praktiskt kan gödslas med rötrest beror bland annat på tillgången på andra organiska gödselmedel såsom stallgödsel, specifika krav för olika grödor, markförhållanden och infrastruktur i form av lagringsbrunnar osv. I Börjessons (2007) beräkningar som rör biogasproduktion i den befintliga och utbyggda Norrköpingsanläggningen antas att rötresten kan spridas på 25-30% av åkermarken i Östergötland. Spridningsarealen beräknas till 15 000 ha respektive 53 000 ha och medelavståndet till 30-33 km respektive 56-61 km (ibid). Medeltransportavstånd för rötrest från de stora befintliga biogasanläggningarna i Sverige är som regel 10-20 km. Det kommer sålunda att fordras ett betydligt längre transportavstånd för rötresten om all drank i Norrköpingsanläggningen ska rötas. Vid en så omfattande biogasproduktion kan det vara mer kostnadseffektivt att distribuera rötresten via ett ledningssystem. Ett annat alternativ är att avvattna rötresten vilket möjliggör att den fasta delen kan distribueras som gödsel inom ett större område, medan den flytande delen kan utnyttjas för bevattning i närområdet. Ett tredje alternativ är att avsätta en begränsad del av dranken för biogasproduktion.

5.4 Andra generationens teknologi

5.4.1 Etanol från lignocellulosa

Framställningen av etanol ur lignocellulosa består av två huvudsteg: hydrolys och jäsnings. I hydrolyssteg bryts cellulosa och hemicellulosa ner till socker, medan ligninet blir kvar som en fast restprodukt. Hydrolys kan ske kemisk med hjälp av syror, enzymatiskt med hjälp av enzymer eller genom en kombination av dessa tekniker. Efter hydrolysen jäses sockret till etanol. Etanolutbytet beror dels på vedråvaran och dels på vilken hydrolysteknik som tillämpas. Vid användning av starksyrahydrolys uppgår etanolutbytet till högst 30% på energibasis (Blinge m.fl., 1997; Goldschmidt, 2005), medan det bedöms kunna öka till upp mot 40% när enzymatisk hydrolys utnyttjas i kombination med inledande svagsyrahydrolys (Zacchi, 2006). Hydrolys med hjälp av syror har tillämpats i stor skala, men inte den med hjälp av enzymer. Enzymatisk hydrolys testas emellertid för närvarande i ett antal pilotanläggningar runt om i världen, bland annat i Örnsköldsvik. Tekniken betraktas vara mycket nära ett kommersiellt genombrott, då investeringsbeslut har fattats för flera fullskaleanläggningar, varav flera ska byggas i USA (Hayes, manuskript).

Drygt 30% av råvarans (lignocellulosans) ursprungliga energiinnehåll återfinns i ligninresten, vilket medför att effektiv användningen av denna restprodukt är av stor betydelse för den totala resurs- och energieffektiviteten. Ligninet kan antingen uppgraderas och säljas som bränslepellets eller användas internt för kraftvärmeproduktion. Utöver ligninet finns det även andra restprodukter som kan användas för energiändamål. Då etanolen separerats ut efter jäsnings erhålls en lösning med ofermenterat socker som antingen kan recirkuleras, torkas till ett fast bränsle eller rötas för biogasproduktion. Rötning är även en lämplig behandlingsmetod för etanolanläggningens avloppsvatten som innehåller en del organiskt material. Den producerade biogasen kan antingen användas för intern kraftvärmeproduktion eller uppgraderas och säljas som fordonsgas. BioAlcohol Fuel Foundation (BAFF) uppskattar att biogasutbytet i ett etanolkombinat kan uppgå till 10-13%, d.v.s. omkring 1/3 av etanolproduktionen (Lindstedt, 2007). Figur 17 visar en skiss över de viktigaste stegen vid etanolproduktion baserad på lignocellulosa. Tabell 4 sammanställer produktionsutbyten för ett antal etanolproducerande energikombinat hämtade från litteraturen.



Figur 17: Schematisk skiss över ett energikombinat som producerar cellulosabaserad etanol, och som kan exportera el, värme, lignin och/eller biogas. Restprodukterna lignin och biogas kan antingen användas fullt ut i den integrerade kraftvärmeproduktionen eller så kan en viss del uppgraderas och exporteras som pellets respektive fordonsgas.

I Goldschmidt (2005) beskrivs ett energikombinat med etanol- och kraftvärmeproduktion. Energifabrikaten förbrukar motsvarande 740 GWh biomassa per år, varav 120 GWh går direkt till kraftvärmepannan, som även utnyttjar restprodukter från etanolprocessen. Etanolproduktionen uppgår till 33 000 m³/år (195 GWh), vilket ger kombinatet ett etanolutbyte på 26%. Fjärrvärmeproduktionen uppgår till 200 GWh baserat på 120 GWh värme från kraftvärmeverket och 80 GWh spillvärme från etanolfabriken. Spillvärmeproduktionen motsvarar således 2,4 MWh per m³ etanol. Därutöver produceras 75 GWh el (brutto).

Även BAFF (2006) har skissat på ett energikombinat med etanol- och kraftvärmeproduktion. Detta kombinat förbrukar 1,65 TWh biomassa (träflis) per år, varav 250 GWh eldas direkt i kraftvärmepannan. Etanolproduktionen uppgår till 59 000 m³ (350 GWh), och därutöver produceras 260 GWh el för externt bruk och 590 GWh fjärrvärme. Den totala energieffektiviteten för detta kombinat blir relativt hög, 73% om utbytena adderas rakt av, medan etanolutbytet blir förhållandevis lågt (drygt 21%). Ett högre etanolutbyte är möjligt om kraftvärmeproduktionen begränsas till att endast utnyttja egna biprodukter. Hamelinck m.fl. (2005) har modellerat ett energikombinat med en kapacitet på 400 MW biomassa, dels på kort sikt och dels på medellång sikt. På kort sikt uppgår etanolutbytet till 35% och på medellång sikt till 40%. Enligt deras beräkningar uppgår elutbytet till 4% och 10% på kort respektive medellång sikt om kraftvärmeproduktionen sker med ångcykel. För medellång sikt redovisas även ett högre elutbyte på 18%, vilket är möjligt om det interna ångbehovet minskar så att kombicykelteknik kan användas (Hamelinck m.fl., 2005). Om spillvärmeproduktionen i detta energikombinat motsvarar den i etanolkombinatet från Goldschmidt (2005), d.v.s. 2,4 MWh per producerad m³ etanol, innebär det en årlig produktion av 460-520 GWh spillvärme.

Tabell 4: Kapacitet och produktionsutbyten (netto, på energibasis) för energikombinat som producerar cellulosebaserad etanol.

Kombinat	Kapacitet biomassa (MW)	Biomass- intag (TWh)	Produktionsutbyten (%)			Etanol (1000 m ³)	Värme export (GWh)
			Etanol	El	Värme		
Energikombinat 1 ¹	100	0,74	26	10 ⁴	27	33	200
Energikombinat 2 ²	210	1,65	21	16	36	59	590
Drivmedelsopt. (kort sikt) ³	400	3,2 ⁵	35	4	14 ⁶	190	460
Drivmedelsopt. (medellång sikt) ³	400	3,2 ⁵	40	10	14 ⁶	190	520

¹Goldschmidt (2005)

²BAFF (2006)

³Hamelinck m.fl. (2005)

⁴Bruttoutbyte

⁵Intaget av biomassa är beräknat baserat på en årlig driftstid på 8 000 timmar.

⁶Spillvärmeproduktionen antas uppgå till 2,4 MWh per producerad m³ etanol baserat på ett kombinat som beskrivs i Goldschmidt (2005).

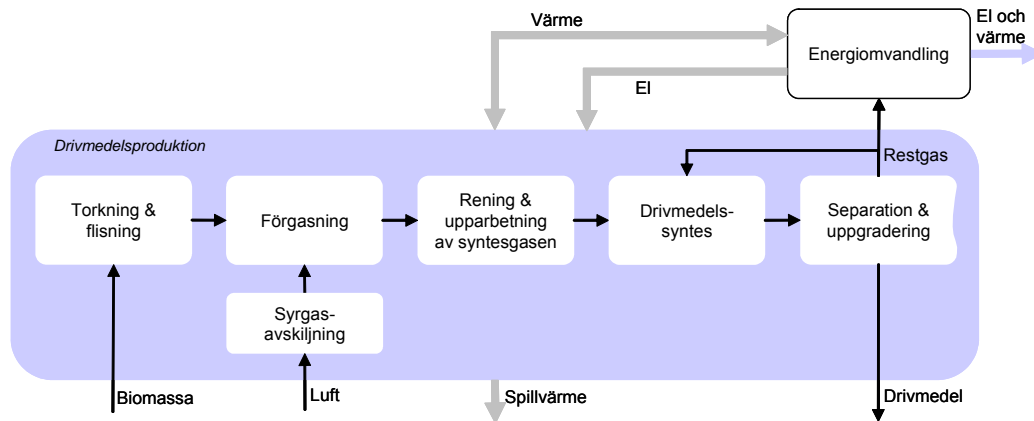
De skalekonomiska fördelarna är betydande vid etanolproduktion baserad på andra generationens teknologi, men mindre än för drivmedelsproduktion via termisk förgasning. Inledningsvis kan det därför ur kostnads- och risksynpunkt vara fördelaktigt att samlokalisera etanolproduktion baserad på lignocellulosa med traditionell etanolproduktion. En sådan hybridanläggning möjliggör etanolproduktion från all biomassa hos konventionella jordbruksgrödor, d.v.s. för vete både från vetekärnan och från halmen (Åhman och Nilsson, 2007). I åtminstone ett av de amerikanska projekten där investeringsbeslut föreligger ska produktionen baseras på hela majsgrödan. Hybridanläggningens produktion förväntas uppgå till 320 000 m³ etanol från stärkelse och 57 000 m³ från lignocellulosa (Hayes, manuskript). För Sveriges del skulle den befintliga etanolproduktionen i Norrköping kunna utgöra bas för en liknande hybridanläggning. Det bör emellertid påpekas att svensk forskning inom cellulosebaserad etanol, liksom Etanolpiloten i Örnsköldsvik, hittills fokuserat på användningen av skogsved som råvara.

5.5 Biodrivmedel via termisk förgasning

Termisk förgasning av biomassa erbjuder möjligheten att producera ett antal olika biodrivmedel via katalytisk syntes. Förgasning av biomassa har demonstrerats i stor skala, men inte den katalytiska syntesen baserad på syntesgas från biomassa. Syntesteknikerna är emellertid välkända då de sedan länge tillämpas i stor skala med syntesgas från fossil råvara. Exempelvis produceras metanol via ångreformering av naturgas och till viss del via förgasning av restolja och kol. Ett annat exempel är FT-bränslen som produceras via förgasning av kol, och på senare år även via ångreformering av naturgas. Även om reningen av syntesgasen måste anpassas till råvaran som förgasas borde kunskap och erfarenheter från förgasning och syntes baserad på fossil råvara, i synnerhet kol, vara av stort värde vid utvecklingen av drivmedelsproduktion via förgasning av biomassa.

Termisk förgasning av biomassa kräver hög temperatur och en kontrollerad syretillförsel. Vid den termiska förgasningen överförs den kemiska energin i biomasan genom reaktion med syret till en syntesgas, som huvudsakligen består av

vätgas (H_2) och kolmonoxid (CO), men även av en mindre mängd oönskade föreningar. För att ta bort de oönskade föreningarna måste syntesgasen genomgå en rad reningssteg. Därefter upparbetas syntesgasen via skiftreaktor och reformer. I skiftreaktorn justeras förhållandet mellan CO och H_2 i syntesgasen för att maximera drivmedelsutbytet i syntesen. I reformern bryts kolväten såsom metan ner till CO och H_2 . Syntesgasen omvandlas sedan via katalytisk syntes till exempelvis metanol, DME, FT-diesel eller biometan, beroende på bl.a. val av katalysator. Figur 18 visar en schematisk skiss över de viktigaste stegen vid produktion av biodrivmedel via förgasning.



Figur 18: Schematisk skiss över ett energikombinat som producerar biodrivmedel via förgasning och som i varierande omfattning exporterar el och värme.

Grovt sett kan drivmedelsanläggningarna utformas på två sätt. Den första, minst kapitalintensiva utformningen, den s.k. envägs-konfigurationen, innebär att syntesgasen passerar reaktorn en gång och att all oreagerad syntesgas (restgasen) används direkt för el- och värmeproduktion. Eftersom produktionen baseras på gasformigt bränsle är el- eller kraftvärmeproduktion via kombicykel oftast mest naturlig. I den andra utformningen, den s.k. recirkuleringskonfigurationen, recirkuleras merparten av den oreagerade syntesgasen, vilket ger ett högre drivmedelsutbyte men lägre elutbyte. För att maximera drivmedelsutbytet krävs ofta förutom recirkulering även att förgasningen sker under tryck med syrgas (i stället för luft) och att syntesgasen upparbetas via en skiftreaktor och/eller reformer före den katalytiska syntesen. I Tabell 5 sammanställs nettoutbytet av drivmedel, el och värme för några olika biodrivmedel som produceras i mer eller mindre utpräglade energikombinat som är utformade enligt antingen envägs- eller recirkuleringskonfigurationen. Uppgifterna för energikombinatet är hämtade från litteraturen. I litteraturen redovisas som regel endast nettoutbytena för el och drivmedel även om det ofta produceras, eller finns stora möjligheter att producera, värme av sådan kvalitet att den kan avsättas som fjärrvärme. I endast ett fåtal studier redovisas även värmeproduktionen som kan bestå av både spillvärme och mottrycksproducerad värme. Vår bedömning är att det kommer att vara svårt att helt undvika uppkomsten av spillvärme i stora drivmedelsanläggningar även om de har utformats med god värmeintegration. Utöver spillvärmerna finns i flera av de modellerade kombinatet potential att öka värmeproduktionen i kombicykeln genom ökad mottrycksdrift. Tabell 5 redovisar även de modellerade energikombinatens råvaru-

kapaciteter, vilka är betydande på grund av skalekonomiska fördelar. I det pågående projektet RENEW⁸, som studerar denna typ av biodrivmedel, har en anläggningsstorlek om 500 MW antagits för de tekniska och ekonomiska analyserna. Resultaten från detta projekt har emellertid inte publicerats än. Nedan beskrivs i korthet produktionen av metanol, DME, FT-bränslen och biometan. Andra biodrivmedel som kan produceras via förgasning av biomassa är etanol och alkoholblandningar.

Tabell 5: Produktionsutbyten (netto, på energibasis) för energikombinat som producerar biodrivmedel via termisk förgasning.

Drivmedel	Kapacitet biomassa (MW)	Processutformning	Biomass-Intag ⁹ (TWh)	Produktionsutbyten (%)		
				Drivmedel	El	Värme
Metanol	380 ¹	Recirk., skift, R, ÅT	3,0	57	-1-0 ⁷	>0-5 ⁸
	498 ²	Recirk., skift, R, ÅP+ÅT	4,0	46	-	21
	256 ³	Enväg, GT+ÅT	2,0	25	10	36
DME	893 ⁴	Recirk., GT+ÅT	7,1	52	9	
	893 ⁴	Enväg, GT+ÅT	7,1	24	25-30 ⁷	>0-21 ⁸
FT-bränslen	893 ⁴	Enväg, GT+ÅT	7,1	34	19-23 ⁷	>0-16 ⁸
	367 ⁵	Recirk., skift, R, GT+ÅT	2,9	44	3-4 ⁷	>0-3 ⁹
Biometan	100 ⁶	ÅT	0,8	66	-4-(-3) ⁷	>0-4 ⁸

GT= gasturbin, ÅT= ångturbin, ÅP= ångpanna, R= reformer

¹Hamelick och Faaij (2002)

²Ecotrafic R&D AB och Nykomb Synergetics AB, 1997

³Brandberg m.fl. (2000)

⁴Larson m.fl. (2005)

⁵Tijmensen m.fl. (2002)

⁶Mozaffarian och Zwart (2003)

⁷Det högre elutbytet i intervallet är det som anges i litteraturen och det baseras på kondensdrift av ångturbinen i kombi-cykel. Det lägre framräknade elutbytet utgår från att ångturbinen körs i mottrycksdrift, vilket möjliggör värmeexport.

⁸Det högre värdet är framräknat baserat på mottrycksdrift av ångturbinen. Utöver mottrycksvärmen finns sannolikt även en del spillvärme av sådan temperatur att det kan användas för fjärrvärmeproduktion.

⁹Intaget av biomassa är beräknat baserat på en årlig drifttid på 8 000 timmar.

Metanol kan ersätta bensin och/eller blandas in i bensin. På längre sikt kan metanol även fungera som bränsle i bränslecellsbilar. I ALTENER-projektet BioMeet beskrivs ett energikombinat med metanolproduktion och integrerad kraftvärme-produktion i kombi-cykel. Detta kombinat är inte optimerat primärt mot metanolproduktion då anläggningen utnyttjar envägskonfiguration och saknar skiftreaktor och metanreformer. Metanolutbytet i detta kombinat är endast 25%, medan el- och värmeutbytena uppgår till 10% respektive 32% (Brandberg m.fl., 2000). I ett annat metanolkombinat hämtat från ALTENER-projektet BAL, uppgår metanolutbytet till 49%, men bedöms kunna öka till 55% med vissa teknikförbättringar (Ecotrafic R&D AB och Nykomb Synergetics AB, 1997). Metanolkombinatet i BAL-projektet har en integrerad kraftvärmepanna och ångturbin, som är dimensionerade för att göra kombinatet självförsörjande på elenergi. Enligt Goldschmidt (2005) och Hamelick och Faaij (2005) är ett metanolutbyte om 55-60% realistiskt för ett självförsörjande energikombinat som är optimerat mot metanolproduktion.

⁸ Renewable Fuels for Advanced Powertrains (RENEW) är ett integrerat projekt (2004-2007) som koordineras av Volkswagen. <http://www.renew-fuel.com/home.php>

DME är en gas vid rumstemperatur och atmosfärisk tryck, men hanteras som regel under svagt tryck i vätskeform. För att använda *DME* som drivmedel krävs en modifierad dieselmotor och särskild infrastruktur för distribution (samma som för *LPG* (Liquified Petroleum Gas)). Inledningsvis är det därför lämpligt att använda *DME* i nischfordon, såsom stadsbussar. *DME* kan emellertid även blandas och förbrännas med *LPG* i stationära anläggningar, men detta användningsområde är mindre intressant i ett svenskt perspektiv. Produktionsprocessen för *DME* är snarlik den för metanol och kan ske med ungefär samma utbyte, d.v.s. upp mot 60% (Goldschmidt, 2005). Som regel produceras *DME* i en katalytisk tvåstegsprocess. I det första steget produceras metanol som därefter dehydreras till *DME*. *DME* kan även produceras i ett steg, där *DME* och metanol produceras i samma reaktor. Oberoende av processalternativ kan energikombinaten producera både *DME* och metanol. Produktion av *DME* via den katalytiska tvåstegsprocessen har modellerats av bland annat Larson m.fl. (2005). I deras studie uppgick utbytena för *DME* och el till 52% respektive 9% vid recirkuleringskonfiguration och till 24% respektive 30% vid envägskonfiguration. Envägskonfiguration medför således ett mycket lågt utbyte av *DME*, liksom av metanol.

FT-bränslen avser syntetiskt framställda kolväteblandningar, såsom diesel, bensin, nafta och fotogen, bland vilka dieselfraktionen oftast är i fokus. En fördel med *FT*-diesel jämfört med flera andra biodrivmedel är att den kan användas i befintliga dieselmotorer och distribueras via befintlig infrastruktur. *FT*-bränslen kan även användas i bränsleceller. I *FT*-syntesen omvandlas syntesgasen till ett spektrum av kolväten, allt från gasformiga kolväten till tyngre vaxer. Produktblandningen påminner om halv-raffinerad råolja, ur vilken olika *FT*-bränslen kan raffinerats fram. *FT*-bränslen kan produceras med ett utbyte på 30-45%, beroende på hur processen är utformad (Goldschmidt, 2005). I två modelleringsstudier uppgick utbyte av *FT*-bränslen 34% (Larson m.fl., 2005) och 44% (Tijmensen m.fl., 2002) vid envägskonfiguration respektive recirkuleringskonfiguration. För *FT*-bränslen är således skillnaden i utbyte mindre mellan de olika utformningarna än vad den är för metanol och *DME*. För att uppnå ett högt drivmedelsutbyte fordras, förutom uppärbetning av syntesgasen och recirkulation av oreagerad syntesgas, även omfattande uppärbetning av produktblandningen genom exempelvis krackning av vaxerna med vätgas. Uppärbetningsdelen medför mycket stora investeringskostnader med betydande skalekonomiska fördelar. I teorin skulle uppärbetning kunna ske i befintliga petroleumraffinaderier. Ett annat alternativ är att utnyttja all oreagerad syntesgas och vaxerna för el- och värmeproduktion. Mycket tyder på att envägskonfigurationen, i vilken drivmedelsproduktionen inte är optimerad, är mest kostnadseffektiv (Hamelinck och Faaij, 2005).

Biometan är en form av *SNG* (Synthetic Natural Gas) som produceras via termisk förgasning av biomassa med efterföljande metanisering. *Biometan*, *SNG*, naturgas och uppärbetade biogas är alla kemiskt sett metan fast av olika ursprung. De kan därigenom användas i samma typ av motor, en modifierad bensinmotor, och distribueras via naturgasnätet. Som nämnts tidigare sträcker sig det befintliga naturgasnätet i Sverige från Trelleborg till Göteborg med grenledningar längs vägen.

Biometan kan produceras med ett utbyte på upp till 60-70% (Mozaffarian och Zwart, 2003; Linné m.fl., 2005).

5.6 Drivmedelskombinat och fjärrvärmeunderlaget

Möjligheten att producera biodrivmedel i energikombinat som utnyttjar fjärrvärmesystemen som värmesänka, styrs bland annat av de fysiska förutsättningarna, d.v.s. fjärrvärmesystemens storlek i förhållande till energikombinatets värmeproduktion. Värmeproduktionen vid framställning av ett visst drivmedel beror på en rad faktorer, framför allt anläggningens (i) kapacitet, (ii) värmeintegration och (iii) konfiguration/utformning.

Framtida produktion av biodrivmedel med hjälp av andra generationens teknologi, i synnerhet via termisk förgasning, förväntas ske i mycket stora anläggningar på grund av skalekonomiska fördelar (Hamelinck och Faaij, 2006). Energikombinatet som diskuteras i avsnitt 5.4.1-5.5 är av storleken 100-900 MW i råvarukapacitet, vilket motsvarar ett årligt intag av 0,8-7,2 TWh biomassa. Som jämförelse motsvarar intaget av biomassa i de stora svenska massabruken 4-9 TWh/år. De modellerade anläggningar som beskrivs i litteraturen är i allmänhet av storleksordningen 200-2 000 MW. Vår bedömning är att de första kommersiella anläggningarna kommer att vara av en storlek i den undre delen av kapacitetsintervallet, och att allt större anläggningar kommer att byggas med tiden. Senare i detta avsnitt beskrivs två aktuella svenska projektförslag som båda avser energikombinat av storleken 100 MW. Med utgångspunkt i diskussionen i avsnitt 5.4.1-5.5 gör vi den grova bedömningen att råvarukapaciteten bör uppgå till minst 100 MW vid produktion av cellulosebaserad etanol, 200 MW vid produktion av metanol, DME och biometan, och 400 MW vid produktion av FT-bränslen. Tabell 6 visar våra uppskattningar av värmeproduktionen i energikombinat med ovanstående råvarukapaciteter.

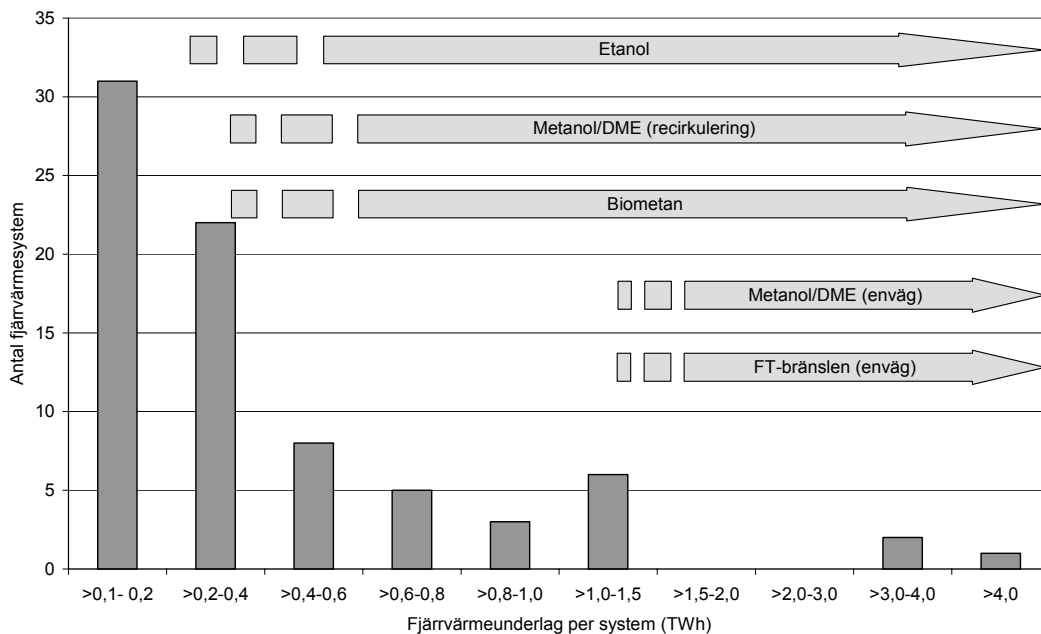
Tabell 6: Vår bedömning av den minsta storleken på energikombinat som producerar olika biodrivmedel, och vilka fjärrvärmeunderlag som fordras för att dessa ska kunna exportera all sin värmeproduktion.

Biodrivmedel	Kapacitet (MW)	Nettoutbyte värme (%)	Värmeexport (TWh)	Minsta fjärrvärmeunderlag (TWh)
Cellulosebaserad etanol	100	15-20	0,12-0,24	0,2-0,5
Metanol/DME (enväg)	200	35	0,56	1,1
Metanol/DME (recirk)	200	10-20	0,16-0,32	0,3-0,6
Biometan	200	10-20	0,16-0,32	0,3-0,6
FT-bränslen (enväg)	400	20	0,64	1,3

För en del energikombinat kan det finnas stor potential att producera kraftvärme för externt bruk, beroende på hur drivmedelsprocessen är utformad. Potentialen är störst vid produktion av biodrivmedel via förgasning och envägskonfiguration. Vid produktion av metanol och DME med envägskonfiguration kan nettoutbytet för värme uppgå till 35%. För två energikombinat, ett förhållandevis litet på 200 MW och ett större på 500 MW, innebär det en möjlighet att exportera 0,56 TWh respektive 1,2 TWh värme från kraftvärmeproduktionen. Saknas avsättnings-

möjligheter för värmen måste ångturbinen köras i kondensdrift, vilket ökar elproduktionen något men minskar totalverkningsgraden.

Utöver eventuellt värmeöverskott från kraftvärmeproduktionen uppkommer som regel spillvärme i stora processindustrier. I Sverige är det många industrier, framför allt massabruk, som levererar spillvärme till fjärrvärmenäten. Spillvärmen svarade för totalt 4,7 TWh av tillförseln i fjärrvärmeproduktionen 2004. En av de största spillvärmeleverantörerna är Shells raffinaderi som 2006 levererade 708 GWh spillvärme (och 19 GWh mottrycksvärme) till Göteborgs fjärrvärmenät (Shell raffinaderi AB, 2007). Spillvärmeleveransen från Shells raffinaderi kan ge en grov bild över spillvärmemängden i ett energikombinat som producerar FT-bränslen. Hur mycket av biomassråvaran som blir spillvärme vid produktion av ett visst biodrivmedel beror bland annat på anläggningens värmeintegration. God värmeintegration innebär effektivt utnyttjande av sekundärvärme för att minimera behovet av primärånga. I denna studie görs inga egna tekniska analyser över mängden spillvärme för olika produktionsprocesser. En grov tumregel borde emellertid vara att ju mer ånga produktionsprocessen kräver desto mer spillvärme genereras. För produktionsprocesser som inbegriper kemiska reaktioner, såsom de katalytiska synteserna som baseras på syntesgas, inverkar dessutom reaktionsenergin. Reaktionsprocesserna för syntes av metanol, DME, FT-bränslen och biometan är alla exoterma. I Goldschmidt (2005) presenteras ett energikombinat som producerar cellulosabaserad etanol, för vilket spillvärmeproduktionen beräknades till 2,4 MWh/m³ etanol. Baserat på denna spillvärmeproduktion uppgår därigenom mängden spillvärme 110 GWh för ett energikombinat med ett etanolutbyte på 35% och med en råvarukapacitet på 100 MW.



Figur 19: Fjärrvärmenätets storleksfördelning och vår uppskattning av vilket fjärrvärmeunderlag som krävs för att få avsättning av all värmeproduktion från olika energikombinat.

De fysiska förutsättningarna att uppföra energikombinat med stor värmeproduktion och hög totalverkningsgrad skiljer sig markant mellan olika kommuner och regioner i landet. Figur 19 visar storleksfördelningen för de svenska fjärrvärme-systemen som har en årlig fjärrvärmeleverans på minst 100 GWh. I Tabell 7 ges exempel på orter med fjärrvärmesystem inom de olika storleksintervallen. Vi uppskattar grovt att fjärrvärmeunderlaget bör vara minst dubbelt så stort som energikombinatets värmeproduktion för att denna ska kunna avsättas som baslast i fjärrvärmesystemet och därmed ha avsättning året om. För att ett energikombinat ska kunna exportera exempelvis 0,56 TWh värme krävs således ett fjärrvärmeunderlag på minst 1,1 TWh. För flera av energikombinaten är endast fjärrvärmesystemen i storstadsregionerna tillräckligt stora. Placering av ett energikombinat i någon av dessa regioner kommer enligt vår bedömning att förutsätta lokalisering i en hamn så att biomassråvaran kan levereras sjövägen. Sjötransporter ses som nödvändiga då tidigare analyser av Börjesson (2001) har visat att det finns ett underskott av biomassa i dessa regioner, framförallt i Stockholms län, och på grund av den redan höga trafikbelastningen av vägnäten i dessa regioner.

Även om värmeunderlaget i fjärrvärmesystemen ökar något i framtiden genom anslutning av fler bostadsområden eller sammankoppling av befintliga fjärrvärme-system, bedömer vi att möjligheterna att integrera energikombinat med stor värmeproduktion i dessa är relativt begränsade, inte minst om hänsyn tas till gjorda investeringar i befintlig fjärrvärmeproduktion. Vid utformning av energikombinat kommer det därför i de flesta fall vara av stor betydelse att begränsa värmeproduktionen. Detta kan göras genom god värmeintegration, att recirkulera restgaserna vid produktion av framför allt metanol och DME och att utnyttja kombicykelteknik i stället för ångcykelteknik vid kraftvärmeproduktionen.

Tabell 7: Fjärrvärmenätens storleksfördelning baserat på fjärrvärmeleveranserna 2004 (Svensk Fjärrvärme, 2006).

Fjärrvärmeleverans (TWh/år)	Antal nät	Ort
>0,1- 0,2	31	Bollnäs, Hässleholm, Karlshamn, Köping, Piteå, Vänersborg, Ängelholm m.fl.
>0,2-0,4	22	Falun, Kiruna, Kristianstad, Uddevalla, Örnsköldsvik m.fl.
>0,4-0,6	8	Borås, Halmstad, Haninge, Jönköping, Karlstad, Sundsvall, Växjö, Östersund
>0,6-0,8	5	Eskilstuna-Torshälla, Gävle, Luleå, Södertälje, Umeå
>0,8-1,0	3	Helsingborg, Lund, Solna/Sundbyberg/Danderyd
>1,0- 1,5	6	Norrköping, Linköping, Örebro, Västerås, Uppsala, Huddinge/Salem/Botkyrka
>3,0-4,0	2	Göteborg, Malmö
>4,0	1	Stockholm

Två aktuella svenska projektförslag avser energikombinat med produktion av metanol respektive biometan. Inga investeringsbeslut har emellertid fattats än för dessa anläggningar. Projektförslaget som rör metanol lades fram under våren 2007 av Värmlandsmetanol som har ambitionen att uppföra ett metanolkombinat på 100 MW i Hagfors. Storleksvalet grundar sig enligt Gillberg (2007) på en avvägning mellan å ena sidan skalekonomi och å andra sidan transportkostnader i samband med råvarutillförseln. Lokaliseringen i Hagfors innebär att möjligheten att avsätta värmeproduktionen som fjärrvärme är förhållandevis begränsad då fjärrvärmeunderlaget i Hagfors uppgår till cirka 55 GWh/år (Svensk Fjärrvärme, 2006). För

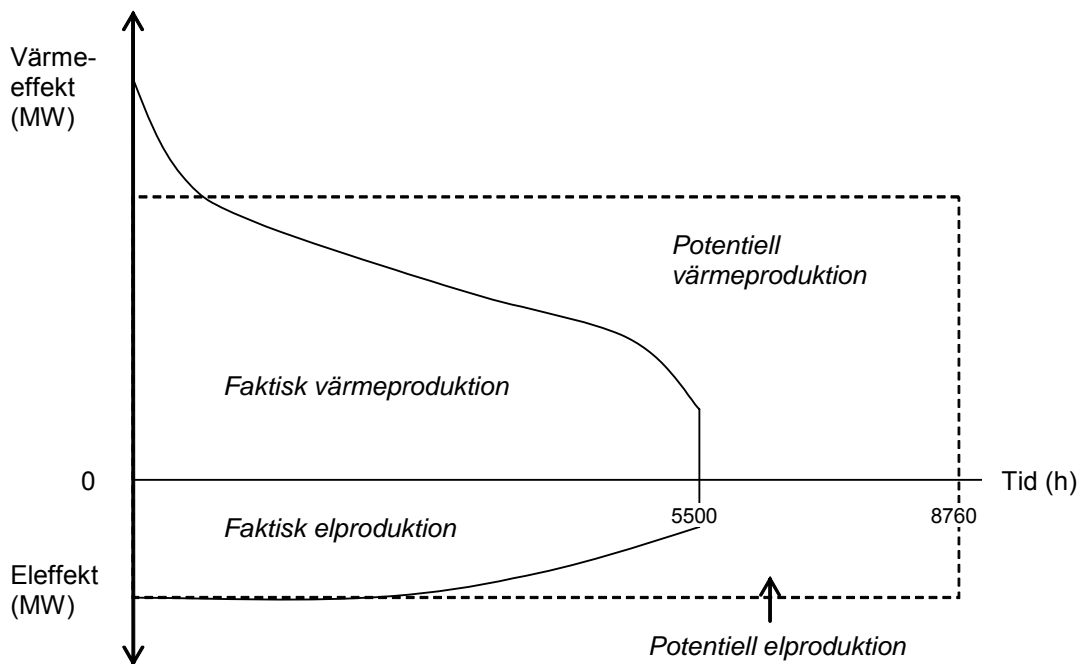
att begränsa värmeproduktionen ska energikombinatet optimeras mot drivmedelsproduktion, d.v.s. utformas med recirkulering, med ett förväntat metanolutbytet på 55% (Gillberg, 2007). Dessutom ska kraftvärmeproduktionen ske med kombicykelteknologi.

Det andra projektförslaget har lagts fram av Göteborg Energi och avser en biometananläggning i Göteborg. Förslaget omfattar ett energikombinat med en råvarukapacitet på 100 MW biomassa och som är optimerat mot drivmedelsproduktion. Målsättningen är ett utbyte på 70% (560 GWh) biometan och 20% (160 GWh) fjärrvärme. Anläggningens utformning är emellertid inte helt fastlagd. Troligtvis kommer drivmedelsproduktionen att integreras med Rykraftvärmeverket som utnyttjar kombicykelteknik (Gunnarsson, 2007).

Utanför Sverige finns flera aktuella projektförslag som avser större anläggningar. I exempelvis Tyskland planeras en anläggning för produktion av FT-bränslen med en kapacitet på 600 MW biomassa. Den årliga produktionen förväntas uppgå till 240 000 m³ FT-diesel. Bakom projektet står företaget Choren som för närvarande bygger en demonstrationsanläggning för FT-bränslen i Freiburg, Tyskland. Demonstrationsanläggningen är av storleken 45 MW och förväntas att tas i drift under 2007 (Rudloff, 2005; Rudloff, 2007).

6 Utveckling av befintliga kraftvärmeverk till energikombinat

I de flesta av dagens kraftvärmeverk utnyttjas inte elproduktionskapaciteten fullt ut på grund av det lägre fjärrvärmebehovet under sommarhalvåret. Figur 20 visar en schematisk bild över dels den faktiska el- och värmeproduktionen för ett kraftvärmeverk som är i drift 5 500 timmar per år och dels den potentiella el- och värmeproduktionen för kraftvärmeverket då dess elkapacitet utnyttjas fullt ut. Vi uppskattar grovt att endast omkring hälften av elproduktionskapaciteten utnyttjas i många kraftvärmeverk. Avsättningen av bibränslen för elproduktion i fjärrvärmesystemen uppgick 2005 till 5,1 TWh. För att utnyttja den bibränslebaserade elproduktionskapaciteten fullt ut skulle avsättningen av bibränslen behöva öka med ca 16 TWh, givet att kraftvärmeproduktionen sker med alfa-värdet 0,45. Då elproduktionen fördubblas ökar samtidigt värmeproduktionen med 11,5 TWh, givet en totalverkningsgrad på 0,9. Tabell 8 visar det beräknade värmeöverskottet och avsättningen av bibränsle vid normalt respektive fullt kapacitetsutnyttjande baserat på den bibränslebaserade kraftvärmeproduktionen 2004 och de beräknade bibränslebaserade kraftvärmepotentialerna B1, B2, U1 och U2.



Figur 20: Schematisk bild över dels den faktiska el- och värmeproduktionen i ett kraftvärmeverk som är i drift 5 500 h/år och dels den potentiella el- och värmeproduktionen då kraftvärmeverkets elproduktionskapacitet utnyttjas fullt ut.

För att kunna öka kapacitetsutnyttjandet i de befintliga kraftvärmeverken med fortsatt hög energieffektivitet krävs nya avsättningsområden för värmen. Vilka verksamheter med värmebehov som är ekonomiskt realistiska begränsas emellertid av att avsättningsbehovet varierar under året och framför allt existerar under sommarhalvåret. Verksamheten måste därför vara förenad med förhållandevis låga fasta kostnader. Möjliga verksamheter inkluderar olika slags förädling av biomassa, exempelvis produktion av pellets, vilket diskussionen i detta avsnitt fokuserar på.

Den svenska pelletsproduktionen 2005 uppgick till 1 268 000 ton (SOU Promemoria, 2006-09-20a). Användningen av pellets uppgick samma år till 1 453 000 ton (7,0 TWh), varav 185 000 ton importerades. Merparten av pelletsanvändningen, 5,2 TWh, stod fjärrvärme- och kraftvärmeverken för. På senare år har emellertid pelletsanvändningen även ökat kraftigt inom småskalig uppvärmning. I avsnitt 4.1 uppskattades pelletsavsättningen i småskalig uppvärmning kunna öka från 1,8 TWh till 8,8 TWh genom konvertering från olje- och eluppvärmning.

Vid produktion av pellets från färsk vedbiomassa uppgår energibehovet till omkring 15-20% av vedens energiinnehåll (Gustavsson och Karlsson, 2002). Ena Energi i Enköping har gjort översiktliga beräkningar över hur utnyttjandet av elproduktionskapaciteten i deras biobränsleeldade kraftvärmeverk skulle kunna öka genom integrerad pelletsproduktion. I dessa beräkningar bedömdes pelletsproduktionen kunna uppgå till 25 000 ton (120 GWh), vars värmeförbrukning skulle möjliggöra att utnyttjandet av elproduktionskapaciteten ökade med 10% (Eklund, 2007). Om utnyttjandet av den totala biobränslebaserade elproduktionskapaciteten i landet ökade med 10% skulle det ge upphov till ett värmeöverskott på ca 1 TWh, vilket skulle kunna användas för produktion av 5 TWh pellets. Om den biobränslebaserade elproduktionskapaciteten utnyttjas fullt ut ger det möjlighet att producera 50 TWh pellets. En så omfattande utbyggnad av pelletsproduktionen är emellertid inte realistisk, inte minst med tanke på att en stor del av kraftvärmeproduktionen finns i storstadslänen (se 4.3), där tillgången på bioråvara är begränsad.

Många av de befintliga pelletsfabrikerna är lokaliserade i anslutning till sågverk, vilket visar på vikten av närhet till bioråvaran. Närhet till bioråvaran är av större betydelse än avståndet till avsättningsmarknaden då pellets har en förhållandevis hög energitäthet och låg i fukthalt. Transportkostnaden för pellets påverkas därför i mindre grad av avståndet än vad den gör för flis och sågspån. Kopplingen mellan regional produktion och regional avsättning är därför betydligt svagare för pellets än för bark och flis.

Förutsättningarna att integrera pelletsproduktion i de befintliga kraftvärmeverken borde i allmänhet vara bättre i de små och mellanstora fjärrvärmesystemen. Ett exempel på sådan integrering är Skellefteå Krafts energikombinat i Hedensbyn. I kombinatet produceras årligen ca 125 000 ton pellets, 270 GWh fjärrvärme och 170 GWh el (Haaker, 2007). Den termiska verkningsgraden för kombinatet har

under de senaste åren uppgått till drygt 90%. Som ett nästa steg i utvecklingen har Skellefteå Kraft inlett bygget av ett energikombinat som från grunden är utformat för produktion av kraftvärme och pellets. Kombinatet byggs i Storuman som valdes tack vare den goda råvarutillgången i trakten. Då fjärrvärmeunderlaget i Storuman är förhållandevis litet ska en stor del av värmeproduktionen användas i pelletsproduktionen som förväntas uppgå till 500 GWh/år. Därutöver ska kombinatet producera el (ca 48 GWh/år) och fjärrvärme (ca 40 GWh/år) (ibid). Den termiska verkningsgraden i detta kombinat förväntas bli mycket hög, omkring 98%, som ett resultat av goda värmeintegrering mellan pelletsfabrikens torkprocess och kraftvärmeverkets produktion.

Tabell 8: Det beräknade värmeöverskottet och avsättningen av biobränsle vid normalt respektive fullt kapacitetsutnyttjande baserat på den biobränslebaserade kraftvärmeproduktionen 2004 och de beräknade biobränslebaserade kraftvärmepotentialerna B1, B2, U1 och U2.

Fjärrvärmesystem	Avsättning av biobränsle i kraftvärmeproduktion (TWh)				Värmeöverskott (TWh)
	Normalt kapacitetsutnyttjande		Fullt kapacitetsutnyttjande		
	Fjärrvärme	El	Fjärrvärme	El	
Befintliga					
2004	11,3	5,1	22,6	10,2	10,2
B1	18,3	8,2	36,6	16,5	16,5
B2	20,1	9,0	40,2	18,1	18,1
Utbyggda					
U1	26,2	11,8	52,5	23,6	23,6
U2	28,7	12,9	57,4	25,8	25,8

7 Slutsatser

Bioenergianvändningen i Sverige har ökat stadigt under de senaste 10-20 åren. I denna studie analyseras hur avsättningen av biomassa kan öka inom de närmaste 10-20 åren i produktion av värme, el och drivmedel under förutsättning att omvandlingen till dessa energibärare sker på ett resurs- och kostnadseffektivt sätt. De ekonomiska förutsättningarna har inte analyserats närmare i denna studie. Våra uppskattningar i denna rapport visar att det finns potential att öka användningen av biobränslen inom flera områden. För värme- och elproduktion, som analyserades systematiskt på regional nivå, uppskattar vi att den årliga avsättningen av biobränslen kan öka i produktion av:

- småskalig värme med pellets från 1,8 TWh till ca 8 TWh,
- fjärrvärme från 20 TWh till 31-46 TWh, där den framtida avsättningen varierar beroende på våra antaganden om fjärrvärmesystemens utbyggnad och avfallsförbränningens utveckling,
- processvärme i skogsindustrin från 54,0 TWh till knappt 58 TWh, varav 5,0 TWh motsvarar dagens avsättning i sågverksindustrin där ökningspotentialen antogs vara obetydlig,
- kraftvärmebaserad el i fjärrvärmesystemen från 5,1 TWh till 8-13 TWh, där den framtida avsättningen varierar beroende på våra antaganden om fjärrvärmesystemens utbyggnad och avfallsförbränningens utveckling, och
- kraftvärmebaserad el i skogsindustrin från 5,3 TWh till ca 9 TWh, varav massa- pappersindustrin svarar för 3,0 av TWh ökningen och sågverksindustrin för ca 0,6 TWh.

Avsättningen av biobränslen för värme- och elproduktion kan således öka från 87 TWh (avsättningen 2004/2005 exklusive vedeldning) till mellan 113 TWh och 134 TWh, beroende på fjärrvärmesystemen framtida utbyggnad. Den största absoluta och procentuella ökningspotentialen finns i produktion av fjärrvärme respektive småskalig värme. Geografiskt sett finns en stor del av ökningspotentialen i Stockholms län tack vare de stora möjligheterna att öka avsättningen av biobränslen för produktion av fjärrvärme och kraftvärme i länet. Ökningspotentialen för produktion av fjärrvärme och kraftvärme är också betydande i Skåne och Västra Götalands län. Potentialen att öka avsättningen av pellets för småskalig värmeproduktion är störst i Västra Götalands län.

Utifrån uppskattningarna av avsättningspotentialen för biobränslen bedömer vi att den biobränslebaserade elproduktionen i fjärrvärmesystemen skulle kunna öka från 3,2 TWh (2005) till ca 8 TWh och 12 TWh i de befintliga respektive utbyggda fjärrvärmesystemen. I skogsindustrin skulle den biobränslebaserade elproduktionen kunna öka från 4,7 TWh (2005) till drygt 8 TWh per år.

I denna rapport görs ingen uppskattning av potentialen att avsätta biodrivmedel då den bedöms vara "obegränsad" inom de närmaste 10-20 åren. Faktorer som begränsar produktionen av dagens biodrivmedel är i stället tillgången på råvara och de lokala förutsättningarna för effektiva produktionssystem, vilket bl.a. inkluderar möjligheten att avsätta biprodukter. Bland biodrivmedel som produceras med hjälp av första generationens teknologi är fokus på RME och spannmålsbaserad etanol. RME-produktionen begränsas i första hand av den maximala odlingsarealen för raps, utifrån vilken produktionen skulle kunna uppgå till 1,4 TWh RME per år, vilket motsvarar 3,1% av den svenska dieselförbrukningen 2005. Produktionen av spannmålsbaserad etanol begränsas i första hand av möjligheten att avsätta dranken. Vid avsättning som foder konkurrerar dranken med rapsmjöl, som är ett proteinfoder av högre kvalitet. Med hänsyn till avsättningen av rapsmjöl vid maximal RME-produktion uppskattas etanolproduktionen kunna uppgå till 0,7 TWh (1,5% av bensinförbrukningen 2005) i dagsläget och upp mot 3,8 TWh (8,0%) i framtiden förutsatt att drakens kvalitet förbättras. Produktionen av spannmålsbaserad etanol uppgick 2005 till 0,3 TWh och kommer att öka till 1,2 TWh 2008. RME-produktionen uppgick 2005 till 1,1 TWh, varav 0,6 TWh producerades av importerad rapsolja och därför ligger utanför analyserna denna rapport.

Andra generationens teknologi inkluderar produktionen av cellulosebaserad etanol och produktion av en rad drivmedel via termisk förgasning av biomassa. För dessa biodrivmedel är fokus på utformningen av energikombinat och de fysiska förutsättningarna att avsätta värmeproduktionen från dessa i fjärrvärmesystemen. Då dessa produktionsanläggningar förväntas bli mycket stora av skalekonomiska skäl medför det att även värmeproduktionen kan bli mycket stor, beroende på hur energikombinaten utformas. Vi bedömer att möjligheterna att uppföra energikombinat med stor värmeproduktion som avsätts som fjärrvärme är ganska begränsade. Energikombinaten måste därför utformas så att värmeproduktionen begränsas, vilket kan åstadkommas genom god värmeintegration och optimering av drivmedelsproduktionen. I energikombinat som producerar drivmedel via förgasning av biomassa optimeras drivmedelsproduktionen i första hand genom att produktionsprocessen utformas med recirkulering av restgaserna. Detta är särskilt viktigt vid produktion av metanol och DME, vars utbyten annars blir låga.

Utifrån de senaste årens utveckling och nuvarande styrmedel bedömer vi det som realistiskt att avsättningen av biomassa för värme- och elproduktion ökar med ca 30-50%, d.v.s. i enlighet med våra uppskattningar av ökningspotentialen. Hur avsättningen av biomassa kommer att utvecklas för produktion av drivmedel är däremot mer osäkert enligt vår bedömning. Några faktorer som kommer att styra den framtida produktionen av biodrivmedel är utvecklingen av andra generationens teknologi och framtida styrmedel, inklusive satsningar inom forskning, utveckling och demonstration. Det bör också noteras att en ökad efterfrågan på biodrivmedel i Sverige inte nödvändigtvis innebär en ökad inhemsk produktion av dessa i ett kortare perspektiv. Merparten av nuvarande konsumtion av biodrivmedel i Sverige importeras. I ett längre perspektiv bedömer vi emellertid att driv-

krafter som minskat oljeberoende kommer att medföra att allt mer av produktionen i nuvarande exportländer, att konsumeras på hemmamarknaden.

8 Referenser

- Agroetanol (2006) Hemsida: www.Agroetanol.se
- BAFF [BioAlcohol Fuel Foundation] (2006) Hemsida: www.baff.info
- Berglund M. och Börjesson P. (2003) Energianalys av biogassystem. Rapport nr 44, Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.
- Bernesson S., Nilsson D., Hansson P-A. (2006) A limited LCA comparing large- and small-scale production of ethanol for heavy engines under Swedish conditions. *Biomass and Bioenergy*, 30, pp. 46-57.
- Biärsjö, J. (2006) Svensk Raps. Personlig kommunikation.
- Blinge M., Arnäs P-O., Bäckström S., Furnander Å. och Hovelius K. (1997) Livscykelanalys (LCA) av drivmedel. KFB-Meddelande 1997:5, Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.
- Boding, H., Ahlvik, P., Brandberg, Å. och Ekbom, T. (2003) Stakeholders for biomass-based methanol/DME/power/heat energy combine. BioMeet II, final report, Ecotrafic ERD & Nykomb Synergetics.
- Brandberg, Å., Hjortsberg, H., Sävbark, B., Ekbom, T., Hjerpe, C.-J. och Landälv, I. (2000) Planning of Biomass-based methanol combine-Trollhättan region. BioMeeT, final report, ALTENER, Ecotrafic R&D AB & Nykomb Synergetics AB.
- Bärring, M., Gustafsson, J.-O., Nilsson, P.-A., Ohlsson, H. och Olsson, F. (2000) El från nya anläggningar. Elforsk rapport nr 00:01, Stockholm.
- Börjesson, P. (2001) Framtida tillförsel och avsättning för biobränsle i Sverige - regionala analyser. Rapport nr. 34, Miljö- och energisystem, LTH, Lunds universitet.
- Börjesson, P. (2007) Bioenergi från jordbruket - en växande resurs. Bilagedel till SOU 2007:36 Stockholm.
- Börjesson, P. (2004) Energianalys av drivmedel från spannmål och vall. Rapport nr 54, Miljö- och energisystem, Lunds universitet.
- Concawe, EUCAR & EC Joint Research Centre (2006) Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.
- Ecotrafic R&D AB och Nykomb Synergetics AB (1997) Feasibility phase project for biomass-derived alcohols for automotive and industrial uses. ALTENER BAL-Fuels Project, Final report, Stockholm.
- Eklund, U. (2007) Ena Energi, Enköping. Personlig kommunikation.
- Emanuelsson M, Cederberg C, Bertilsson J & Rietz H. (2006) Närodlat foder till mjölkkor – en kunskapsuppdatering. Svensk Mjölk, Forskning, Rapport 7059-P, Stockholm.

- Energimyndigheten (2003) Småskaliga vedeldning - Energimyndighetens analys och förslag till åtgärder. ER 23:2003, Eskilstuna.
- Energimyndigheten (2006a) Energiläget i siffror 2006. ET2006:44, Eskilstuna.
- Energimyndigheten (2006b) Uppvärmning i Sverige 2006 - En analys av priser, konkurrens och miljö. ER 2006:31, Eskilstuna.
- Energimyndigheten (2006c) Anläggning - Förnybar elproduktion perioden 2003 till 2005. Enheten för operativa styrmedel, Eskilstuna.
- Energimyndigheten (2007) Elcertifikatsystemet 2007. ET2007:26 Eskilstuna.
- Frisk J. (2007) Svensk Energi. Personlig kommunikation.
- Gillberg B. (2007) Värmlandsmetanol. Personlig kommunikation.
- Goldschmidt, B. (2005) Biobränslebaserade energikombinat med tillverkning av drivmedel. A4- 406 Stockholm, Värmeforsk.
- Granstedt, J (2007) Lantmännen energi. Personlig kommunikation.
- Gunnarsson, I (2007) Göteborg energi. Personlig kommunikation.
- Gustavsson, L. och Karlsson, A. (2002) A system perspective on the heating of detached houses. *Energy Policy* 30 (7) 553-574.
- Haaker, A. (2007) Effektivt pelletskombinat på gång i Storuman. *Bioenergi*. Nr 1 s. 35.
- Hamelinck, C. N. and Faaij, A. P. C. (2002) Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass. *Journal of Power Sources* 111 (1) 1-22.
- Hamelinck, C. N., Hooijdonk, G. v. and Faaij, A. P. C. (2005) Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term. *Biomass and Bioenergy* 28 (4) 384-410.
- Hamelinck, C. N. och Faaij, A. P. C. (2006) Outlook for advanced biofuels. *Energy Policy* 34 (17) 3268-3268.
- Hayes, D. J. (manuskript) State of Play in the Biorefining Industry. Limerick, Ireland, Chemical & Environmental Sciences Dept., University of Limerick, Ireland.
- Hellberg, S. (2006) Lantmännen. Personlig kommunikation.
- Herland, E. (2007) Lantmännen. Personlig kommunikation.
- Hirsmark, J. (2005) Elcertifikatsystemets effekter på biokraft inom massaindustrin. SVEBIO rapport.
- Hirsmark, J. och Larsson, E. (2005) Rapport om kraftvärme och dess koppling till elcertifikatsystemet. SVEBIO och Svensk Fjärrvärme, Stockholm.
- Johansson, P., Nylander, A. och Johnsson, F. (2007) Primary energy use for heating in the Swedish building sector - Current trends and proposed target. *Energy Policy* 35 (2) 1386-1386.

- Larson, E. D., Haiming, J. och Celik, F. E. (2005) Gasification-Based Fuels and Electricity Production from Biomass, without and with Carbon Capture and Storage. Princeton Environmental Institute, Princeton University, Princeton, NJ, USA; and Thayer School of Engineering, Dartmouth College, Hanover, NH, USA.
- Lindstedt, J (2007) BioAlcohol Fuel Foundation (BAFF). Personlig kommunikation.
- Linné M., Jönsson O. & Reitz J. (2005) Sammanställning och analys av potentialen för production av förnyelsebar metan (biogas och SNG) i Sverige – Litteraturstudie. Rapport - Biomil AB och SGC, Malmö.
- Mozaffarian, M. och Zwart, R. W. R. (2003) Feasibility of Biomass/Waste Related SNG Production Technologies. WCN-C--03_066, Energy Research Centre of the Netherlands.
- Naturvårdsverket (1997) Konkurrens om biomassa - regionala obalanser. Rapport 4716 Stockholm.
- Nässén, J. och Holmberg, J. (2005) Energy efficiency - A forgotten goal in the Swedish building sector? *Energy Policy* 33 (8) 1037-1051.
- PIR [Pelletsindustrins Riksförbund] (2007) (<http://www.pelletsindustrin.org/>)
- Profu (2006) Presentation vid RVF:s årsmöte 2006-06-01 av Johan Sundberg från Profu i Mölndal.
- Rudloff, M. (2005) Biomass-to-Liquid Fuels (BtL) Made by CHOREN - Process, Environmental Impact and Latest Developments. Automobile and environment, Belgrade EAEC Congress, publicerad av CHOREN Industries GmbH, Freiberg (<http://www.choren.com>).
- Rudloff, M. (2007) CHOREN Industries GmbH, Freiberg. Personlig kommunikation.
- RVF [Renhållningsverksföreningen] (2007) Svensk avfallshanteringen 2006/Förbränning med energiutvinning. Hemsida:<http://www.rvf.se>
- SBGF [Svenska biogasföreningen] (2007) Produktion och användning av biogas 2005. ER 2007:05 Eskilstuna, Uppdragsgivare och utgivare: Energimyndigheten.
- SCB (2006a) Energistatistik för småhus 2005. EN 16 SM 0601, Örebro.
- SCB (2006b) Energistatistik för lokaler 2005. EN 16 SM 0603, Örebro.
- SCB (2006c) Energistatistik för flerbostadshus 2005. EN 16 SM 0602, Örebro.
- SCB (2006d) Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2005. EN 16 SM 0604, Örebro.
- SCB (2006e) Jordbruksstatistisk årsbok 2006. Örebro.
- SCB (2007a) Industrins årliga energianvändning 2005. EN 23 SM 0701, Örebro.
- SCB (2007b) Månatlig bränsle-, gas- och lagerstatistik. EN 0107, Örebro.

- SFS 2005:1255 Förordning om stöd för konvertering från direktverkande elvärme i bostadshus
- SFS 2005:1256 Förordning om stöd för konvertering från oljeuppvärmningssystem i bostadshus.
- Shell raffinaderi AB (2006) Miljödovisning enligt EMAS.
- Sigfridsson, K. (2006) Svenskt Svincentrum, Svalöv. Personlig kommunikation.
- Skogsindustrierna (2006) Sammanställning 2005. Finns tillgänglig på hemsidan under rubriken Miljödatabas: <http://miljodatabas.skogsindustrierna.org>
- Skogsstyrelsen (2006) Skogsstatistisk årsbok 2006. Jönköping.
- SOU 2007:36 (2007) Bioenergi från jordbruket - en växande resurs. Stockholm, Statens offentliga utredningar, betänkande av Utredningen om jordbruket som bioenergiproducent.
- SOU Promemoria 2006-09-20a Anläggningar för biofjärrvärme (Bilaga 3). Jordbruket som bioenergiproducent - Nulägesbeskrivning. Utredningen om jordbruket som bioenergiproducent Jo 2005:05, Stockholm.
- SOU Promemoria 2006-09-20b Anläggningar för pellets (Bilaga 6). Jordbruket som bioenergiproducent - Nulägesbeskrivning. Utredningen om jordbruket som bioenergiproducent Jo 2005:05, Stockholm.
- STFI [Skogsindustriernas Tekniska Forskningsinstitut] (2000) Kretsloppsanpassad massafabrik, Slutrapport KAM 1 1996-1999. KAM-rapport A31, Stockholm.
- Svensk Fjärrvärme (2006) Statistik för 2004. Tillgänglig på deras hemsida som excelfil under rubriken Biblioteket. <http://www.svenskfjarrvarme.se>.
- Svensk Fjärrvärme (2004) Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden. Stockholm.
- Tijmensen, M. J. A., Faaij, A. P. C., Hamelinck, C. N. och van Hardeveld, M. R. M. (2002) Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. *Biomass and Bioenergy* 23 (2) 129-152.
- Vidlund, A. (2004) *Sustainable production of bioenergy products in the sawmill industry*. Licentiate thesis, Department of Chemical Engineering and Technology/Energy Processes, KTH, Stockholm.
- VMR [Virkesmätning och redovisning] (2006) Skogsindustrins virkesförbrukning samt produktion av skogsprodukter 2000-2004. Sundsvall.
- Zacchi, G. (2006) Kemiteknik, LTH, Lunds universitet, Personlig kommunikation.

BILAGA 1: Småskalig värmeproduktion

Den länsvisa avsättningen av pellets (GWh) för småskalig värmeproduktion i bostäder och lokaler 2005 (SCB, 2006a-c) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av pellets genom konvertering från olje- och eluppvärmning

Län	Pellets- avsättningen 2005	Ökningspotential		Avsättnings- potential
		Oljekonvertering	Elkonvertering	
Stockholms län	163	533	494	1190
Uppsala län	46,7	76	86	209
Södermanlands län	43,4	76	82	202
Östergötlands län	66,3	110	127	303
Jönköpings län	107	176	115	398
Kronobergs län	64,4	101	67	232
Kalmar län	83,8	131	85	301
Gotlands län	21,7	33	22	77
Blekinge län	26,1	74	58	157
Skåne län	173	495	374	1040
Hallands län	66,9	125	112	304
Västra Götalands län	302	600	488	1390
Värmlands län	88,1	149	104	342
Örebro län	48,4	78	90	217
Västmanlands län	42,2	69	80	191
Dalarnas län	91,1	148	121	360
Gävleborgs län	82,9	137	103	323
Västernorrlands län	59,5	89	112	261
Jämtlands län	32,2	50	65	147
Västerbottens län	73,1	55	146	275
Norrbottnens län	78,7	63	152	294
Sverige	1760	3370	3080	8210

BILAGA 2: Fjärrvärmeproduktion

Tabell 1: Den länsvisa avsättningen av bibränslen (GWh) i fjärrvärmeproduktionen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av bibränslen i fjärrvärmeproduktionen i de befintliga fjärrvärmesystemen. B1 innebär att avfallsförbränningen ökar med som mest 50% jämfört med 2004 och B2 att avfallsförbränningen är oförändrad.

Län	Bibränsle- avsättningen 2004	Ökningspotential		Avsättningspotential	
		Ökad avfalls- förbränning (B1)	Oförändrad avfalls- förbränning (B2)	B1	B2
Stockholms län	4850	4790	5120	9650	9980
Uppsala län	321	13	313	334	635
Södermanlands län	1240	71	71	1310	1310
Östergötlands län	1250	150	444	1400	1690
Jönköpings län	1340	312	312	1650	1650
Kronobergs län	1310	2	2	1310	1310
Kalmar län	781	126	126	908	908
Gotlands län	204	6	6	210	210
Blekinge län	258	27	27	285	285
Skåne län	1810	1399	1959	3210	3770
Hallands län	280	19	19	299	299
Västra Götalands län	1920	825	1545	2743	3460
Värmlands län	630	7	35	637	664
Örebro län	536	242	242	778	778
Västmanlands län	771	498	503	1270	1270
Dalarnas län	694	158	216	852	911
Gävleborgs län	927	80	89	1110	1020
Västernorrlands län	287	362	400	648	686
Jämtlands län	596	10	10	606	606
Västerbottens län	809	369	539	1180	1350
Norrbottnens län	241	36	53	276	293
Sverige	21100	9510	12000	30600	33100

Tabell 2: Den länsvisa avsättningen av bibränslen (GWh) i fjärrvärmeproduktionen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006)) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av bibränslen i fjärrvärmeproduktionen i de *utbyggda* fjärrvärmesystemen. U1 innebär att avfallsförbränningen ökar med som mest 50% jämfört med 2004 och U2 att avfallsförbränningen är oförändrad.

Län	Biobränsle- avsättningen 2004	Ökningspotential		Avsättningspotentia l	
		Ökad avfalls- förbränni ng (U1)	Oförändrad avfalls- förbränning (U2)	U1	U2
Stockholms län	4850	7650	8270	12500	13100
Uppsala län	321	425	790	746	1110
Södermanlands län	1240	461	461	1700	1700
Östergötlands län	1250	852	1220	2100	2470
Jönköpings län	1340	664	664	2010	2010
Kronobergs län	1310	239	239	1550	1550
Kalmar län	781	306	372	1090	1150
Gotlands län	204	69	69	273	273
Blekinge län	258	135	135	393	393
Skåne län	1810	3110	3720	4920	5540
Hallands län	280	196	196	476	476
Västra Götalands län	1920	2460	3287	4380	5200
Värmlands län	630	219	289	848	918
Örebro län	536	602	812	1140	1350
Västmanlands län	771	1084	1090	1850	1860
Dalarnas län	694	438	516	1130	1210
Gävleborgs län	927	434	482	1360	1410
Västernorrland s län	287	648	686	935	973
Jämtlands län	596	181	181	778	778
Västerbottens län	809	780	949	1589	1760
Norrbottnens län	241	369	489	610	729
Sverige	21100	21300	24900	42400	46000

BILAGA 3: Kraftvärmebaserad elproduktion i fjärrvärmesystemen

Tabell 1: Den länsvisa avsättningen av biobränslen (TWh) för elproduktion i fjärrvärmesystemen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme (2006)) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av biobränslen för elproduktion i de befintliga fjärrvärmesystemen. B1 innebär att avfallsförbränningen ökar med som mest 50% jämfört med 2004 och B2 att avfallsförbränningen är oförändrad.

Län	Biobränsle- avsättningen 2004	Ökningspotential		Avsättningspotential	
		Ökad avfalls- förbränning (B1)	Oförändrad avfalls- förbränning (B2)	B1	B2
Stockholms län	1410	1510	1610	2920	3030
Uppsala län	198	0	103	59	162
Södermanlands län	408	0	0	353	353
Östergötlands län	468	0	92	399	490
Jönköpings län	121	331	331	452	452
Kronobergs län	323	1	1	324	324
Kalmar län	0	219	219	219	219
Gotlands län	0	55	55	55	55
Blekinge län	0	67	67	67	67
Skåne län	426	466	640	892	1070
Hallands län	4	68	68	72	72
Västra Götalands län	4	664	888	668	892
Värmlands län	164	0	9	122	130
Örebro län	314	0	0	186	186
Västmanlands län	420	0	0	354	354
Dalarnas län	80	125	144	205	224
Gävleborgs län	36	244	244	280	280
Västernorrlands län	83	91	103	174	186
Jämtlands län	309	0	0	147	147
Västerbottens län	320	0	53	286	338
Norrbottnens län	3	0	17	0	17
Sverige	5090	3840	4650	8240	9040

Tabell 2: Den länsvisa avsättningen av bibränslen (GWh) för elproduktion i fjärrvärmesystemen 2004 (anpassning baserad på Svensk Fjärrvärme 2006) samt våra länsvisa uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av bibränslen för elproduktion i de *utbyggda* fjärrvärmesystemen. U1 innebär att avfallsförbränningen ökar med som mest 50% jämfört med 2004 och U2 att avfallsförbränningen är oförändrad.

Län	Biobränsle- avsättningen 2004	Ökningspotential		Avsättningspotential	
		Ökad avfalls- förbränning (U1)	Oförändrad avfalls- förbränning (U2)	U1	U2
Stockholms län	1410	2410	2610	3830	4020
Uppsala län	198	0	101	185	299
Södermanlands län	408	46	46	454	454
Östergötlands län	468	142	265	610	733
Jönköpings län	121	426	426	547	547
Kronobergs län	323	86	86	409	409
Kalmar län	0	262	283	262	283
Gotlands län	0	74	74	74	74
Blekinge län	0	83	83	83	83
Skåne län	426	988	1180	1410	1610
Hallands län	4	131	131	135	135
Västra Götalands län	4	1170	1430	1170	1430
Värmlands län	164	16	38	180	202
Örebro län	314	0	15	313	330
Västmanlands län	420	88	88	508	508
Dalarnas län	80	197	221	277	301
Gävleborgs län	36	350	376	386	412
Västernorrlands län	83	166	178	249	261
Jämtlands län	309	0	0	188	188
Västerbottens län	320	110	162	430	482
Norrbottnens län	3	98	149	101	152
Sverige	5090	6710	7820	11800	12900

BILAGA 4: Kraftvärmeproduktion i skogsindustrin

Tabell 1: Den länsvisa avsättningen av biomassa (GWh) för energiändamål i massa- och pappersbruken 2005 (Skogsindustrierna, 2006) samt vår uppskattning av potentialen att öka avsättningen av biomassa genom ersättning av fossila bränslen, och ökad elproduktion.

Län	Avsättning av biomassa 2005		Ökningspotential		Avsättnings- potential
	Processvärme	El	Processvärme	El	
Stockholms län	290	74	116	0	473
Uppsala län	0	0	20	0	20
Södermanlands län	0	0	20	0	20
Östergötlands län	2270	176	281	185	2910
Jönköpings län	46	0	63	0	109
Kronobergs län	354	118	178	0	638
Kalmar län	4940	677	91	226	5940
Gotlands län	0	0	0	0	0
Blekinge län	2880	333	83	184	3480
Skåne län	1620	270	103	39	2030
Hallands län	2150	286	30	102	2570
Västra Götalands län	510	41	309	3	863
Värmlands län	5340	615	652	363	6970
Örebro län	1010	69	44	113	1240
Västmanlands län	1490	214	78	60	1840
Dalarnas län	820	201	323	0	1340
Gävleborgs län	11400	753	383	664	13200
Västernorrlands län	8270	761	464	726	10200
Jämtlands län	0	0	0	0	0
Västerbottens län	921	70	119	80	1190
Norrbottnens län	4720	626	185	239	5770
Sverige	49000	5280	3540	2984	60800

Tabell 2: Den länsvisa avsättningen av bibränslen (TWh) 2005 i sågverksindustrin (baserat på Skogsstyrelsen (2006) med egenuppskattad länsvis fördelning) och våra uppskattningar av potentialen att öka avsättningen av bibränslen genom samproduktion av el.

Län	Avsättning av biomassa 2005	Ökningspotential (elproduktion)	Avsättningspotential
Stockholms län	2	0	2
Uppsala län	48	0	48
Södermanlands län	107	0	107
Östergötlands län	153	53	206
Jönköpings län	403	0	403
Kronobergs län	294	20	314
Kalmar län	393	30	424
Gotlands län	0	0	0
Blekinge län	46	0	46
Skåne län	113	0	113
Hallands län	188	20	208
Västra Götalands län	213	18	231
Värmlands län	326	61	386
Örebro län	228	23	251
Västmanlands län	204	63	267
Dalarnas län	416	0	416
Gävleborgs län	473	108	580
Västernorrlands län	320	75	395
Jämtlands län	206	0	206
Västerbottens län	487	55	542
Norrbottnens län	380	51	431
Sverige	5000	576	5580

BILAGA 5: Spannmålsbaserad etanol

Den länsvisa produktionen av vete och andra spannmålsgrödor 2005 (SCB, 2006e) och våra uppskattningar av den teoretiska och realistiska avsättningspotentialen för drank som foder.

Län	Råvaruproduktion (1000 ton)		Drankavsättning (1000 ton ts)	
	Vete	Spannmål exkl. vete	Realistisk	Teoretisk
Stockholms län	82	57,9	3,5	8,6
Uppsala län	169	186	8,1	19,3
Södermanlands län	142	112	8,6	22,7
Östergötlands län	307	197	19,9	49,9
Jönköpings län	0	54	22,9	50,2
Kronobergs län	0	33,3	10,8	24,5
Kalmar län	66,3	95,8	28,8	65,5
Gotlands län	43,6	88,2	11,8	28,6
Blekinge län	12,1	22,9	3,8	10,4
Skåne län	805	623	31,3	97,9
Hallands län	57,9	174	19,0	52,9
Västra Götalands län	356	570	47,4	119
Värmlands län	9,7	87,2	7,4	19,1
Örebro län	81,6	143	6,1	16,0
Västmanlands län	91,9	163	4,3	12,7
Dalarnas län	6,6	51	6,1	13,4
Gävleborgs län	0	37,9	7,2	16,0
Västernorrlands län	0	8	6,3	13,9
Jämtlands län	0	4,7	6,7	14,3
Västerbottens län	0	26,7	10,7	23,2
Norrbottnens län	0	9,1	5,5	11,9
Sverige	2230	2740	276	690

BILAGA 6: RME

Den länsvisa produktionen av rapsfrö 2005 (SCB, 2006e).

Län	Produktion av och rapsfrö (1000 ton)
Stockholms län	5,2
Uppsala län	11,3
Södermanlands län	7,3
Östergötlands län	23,7
Jönköpings län	0
Kronobergs län	0
Kalmar län	4,4
Gotlands län	5
Blekinge län	0
Skåne län	61,7
Hallands län	4,1
Västra Götalands län	38,9
Värmlands län	1,4
Örebro län	6,4
Västmanlands län	8,6
Dalarnas län	0
Gävleborgs län	0
Västernorrlands län	0
Jämtlands län	0
Västerbottens län	0
Norrbottnens län	0
Sverige	178