

Naturgasens möjligheter och konsekvenser för energiföretag och industrier i Östergötland

©Svenskt Gastekniskt Center – Februari 2006

Shahnaz Amiri, Louise Trygg,
Sven-Olof Söderberg & Bahram Moshfegh
ENERGISYSTEM, LINKÖPINGS UNIVERSITET

SGC:s FÖRORD

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

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

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

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

Följande parter har gjort det möjligt att genomföra detta utvecklingsprojekt:

Statens Energimyndighet
E.ON Gas Sverige AB
E.ON Värme Sverige AB
Nova Naturgas AB
Tekniska Verken i Linköping
Arla AB
Sapa AB
Outokumpu Copper AB
Amerplast AB
Siemens Industrial Turbomachinery AB
Fiskeby AB
Cloetta AB
Swedishtissue AB
Skärblacka AB
SKF AB

SVENSKT GASTEKNISKT CENTER AB



Jörgen Held

Förord

Projekt "Naturgasens möjligheter och konsekvenser för energiföretag och industrier i Östergötland" har genomförts i samarbete med energibolag och industrier i Östergötland samt med Svenskt Gastekniskt Centrum, Nova Naturgas och Sydkraft Gas. Tillsammans med Energimyndigheten har dessa företag finansierat projektet medan avdelningen för energisystem, IKP, Linköpings universitet, har utfört samtliga analyser och beräkningar inom projektet.

De energibolag som medverket i projektet är Sydkraft Östvärme i Norrköping, Tekniska Verken i Linköping samt Finspångs Tekniska Verk och de sexton industrier som deltagit är följande: Fiskeby Board, Holmen Braviken, Suominen Flexible Packaging, Swedish Tissue, Siemens, Outokumpu, SSAB, Arla, SAAB, Cloetta, Skärblacka Bruk, SKF, Sapa Industriservice, Sapa Profiler, Sapa Technology samt Sapa Heat Transfer.

Samtliga företag har aktivt deltagit i projektet vilket har resulterat i ett gott samarbete.

Ett särskilt tack riktas till tekn. dr Dag Henning och tekn. dr Alemayehu Gebremedhin, Energisystem, Linköpings universitet, för värdefullt stöd vid optimeringar i MODEST samt till professor Björn Karlsson, Energisystem, Linköpings universitet, för inspirerande diskussioner och betydelsefull vägledning.

Sammanfattning

Naturgas är idag bara tillgängligt i södra och sydvästra Sverige och används främst i industrier samt för el- och värmeproduktion. Det finns dock långgående planer att bygga ut det befintliga ledningsnätet vilket då skulle innebära en sträckning av naturgasnätet genom Östergötland. I ett gemensamt projekt med industrier och energiföretag i Östergötland samt med Svenskt Gastekniskt Centrum, Nova Naturgas och Sydkraft Gas har konsekvenser och möjligheter vid en introduktion av naturgas studerats för både energibolag och industrier i länet. Analyser och utredningsarbete inom projektet har utförts av Energisystem, Linköpings universitet i samråd med intressenter delaktiga i projektet. Syftet med projektet har varit att analysera potentialen för naturgas i Östergötland genom att studera och exemplifiera hur naturgas kan användas för el- och värmeproduktion samt för industriell tillämpning i Östergötlands län. Resultatet från beskrivna projekt presenteras i föreliggande rapport.

Inom projektet har lönsamheten att använda naturgas för kraftvärmeproduktion hos energibolagen i Linköping, Norrköping och Finspång undersökts genom att införa naturgaskombianläggningar och/eller konvertera befintliga oljepannor till naturgasanvändning. Potentialen att använda naturgas inom industriella processer har analyserats hos sexton industrier belägna i Östergötland där ekonomiska och miljömässiga konsekvenser av att konvertera processer från el, olja och gasol till naturgas har belysts. Även möjligheterna att konvertera till fjärrvärme har studerats och använts som underlag för beräkningar av energibolagens användning av naturgas som bränsle vid el- och värmeproduktion.

Studien har utförts i samråd med medverkande energibolag och industrier vilket innebär att indata som använts för beräkningar baseras på information och data från dessa intressenter. Samarbetet innebär också att samtliga åtgärdsförslag och scenarier är förankrade hos de energiföretag och industrier som deltagit i projektet.

För energibolagen i Linköping, Norrköping och Finspång har möjligheten att konvertera till naturgas samt att investera i ny kraftanläggning med gaskombi modellerats med optimeringsmodellen MODEST. Påverkan på systemkostnaden har beräknats vilken här beskrivs som kostnaden för drift, underhåll, bränsle, skatter och avgifter beräknat under 10 år och med en kalkylränta på 6%. Med resonemanget om kolkondens som marginell kraftkälla i ett europeiskt kraftsystem har förändrade globala utsläpp av koldioxid analyserats. Resultatet av optimeringarna visar att en introduktion av naturgas för Tekniska Verken i Linköping innebär att systemkostnaden minskar med 45 Mkr/år och de globala CO₂ emissionerna med 310 507 ton/år om Gärstad, Tornby, och P2 konverteras till naturgas och investering görs i ny gaskombikraftanläggning på 100 MW_{värme}. För Sydkraft Östvärme i Norrköping minskar systemkostnaden med 23 Mkr/år vid konvertering av Bråvalla Kraft till naturgas och investering i ny gaskombikraftanläggning på 50 MW_{värme}. Förändringarna medför också att de globala utsläppen av CO₂ minskar med 62 946 ton/år. För Finspångs Tekniska Verk minskar systemkostnaderna med 8 Mkr/år medan globala utsläpp av CO₂ minskar med 35 763 ton/år vid en konvertering av befintlig oljepanna i värmeverket till naturgas samt investering i ny gaskombikraftanläggning på 29 MW_{värme}.

Totalt visar studien att Tekniska Verken i Linköping med nuvarande fjärrvärmebehov kan konvertera till 934 GWh naturgas per år. Motsvarande siffror för Sydkraft Östvärme i Norrköping är 949 GWh/år och för Finspångs Tekniska Verk 148 GWh/år. Konvertering till naturgas medför också möjligheten att öka elproduktionen med cirka 800 GWh årligen i Östergötlands län.

Känslighetsanalyser är utförda avseende bland annat pris på utsläppsrätter, CO₂-skatt, elpris, fjärrvärmelast samt pris på naturgas för samtliga tre energibolag. Analyserna visar bland annat hur ökat elpris samt ökad fjärrvärmelast ökar lönsamheten att konvertera till naturgas för el- och värmeproduktion.

Konvertering av industriella processer från olja, el eller gasol till naturgas är indelade i tre prioriteringsnivåer, där åtgärder som tillhör nivå 1 kräver relativt låg investering och är enkla att implementera medan åtgärder i nivå 3 kräver en hög investering och stora förändringsåtgärder. Till prioriteringsnivå 3 hör även konvertering till naturgas i områden där naturgasutbyggnad ej är planerad, vilket i denna delstudien innebär åtgärder vid SKF i Katrineholm och vid Swedish Tissue i Kisa. Syftet med indelningen i olika prioriteringsnivåer är att visa på en relativ jämförelse mellan åtgärdsförslagen med hänsyn till den investering och åtgärden som krävs. Sammanlagt är det möjligt för industrierna i studien att konvertera sina industriella processer till 895 GWh naturgas per år. Analyserna av studien visar att cirka 80% av alla konverteringsåtgärder tillhör prioriteringsnivå 1, dvs det är åtgärder som kräver relativt låg investering och är enkla att implementera.

Konvertering till naturgas medför minskade el- och bränslekostnader med 14 miljoner kr/år för industrierna tillsammans och med 19 miljoner kr/år om elpriset är på en europeisk nivå. Konvertering till naturgas innebär dessutom att industrierna i studien minskar sina globala utsläpp av CO₂ med 137 000 ton/år. Som underlag till beräkningar av energibolagens möjlighet att utöka produktionen av fjärrvärme visar analyserna att de sexton industrierna kan öka sin fjärrvärmeanvändning med 516 GWh/år.

De energibolag och industrier i Östergötlands län som har studerats kan konvertera sin energianvändning till ungefär 3 TWh naturgas per år. Följderna av växthuseffekten är antagligen det största kommande miljöproblemet i vår tid. Projektet visar hur en utbyggnad av naturgas till Östergötland bidrar till att minska de globala emissioner av CO₂ med cirka 550 000 ton per år i Östergötland samt hur en konvertering till naturgas ger ekonomiska vinster för både producenter och användare.

Innehållsförteckning

1	Inledning	
1.1	Bakgrund	7
1.2	Naturgas	7
1.3	Europeisk elmarknad och marginell elproduktion	9
1.4	Gasdirektivet	10
1.5	Gaskombianläggningar	11
1.6	Syfte	12
1.7	Disposition	12
2	Analys av energiföretagens användning av naturgas och optimering av dess energisystem	
2.1	Inledning	13
2.1.1	Delsyfte	14
2.2	Avgränsningar	14
2.3	Omfattning	16
2.3.1	Linköpings energisystem	16
2.3.2	Norrköpings energisystem	18
2.3.3	Finspångs energisystem	20
2.4	Metod	21
2.4.1	Genomförande	21
2.4.2	MODEST	21
2.5	Optimeringar i MODEST	22
2.5.1	Förutsättningar	23
2.5.2	Indata	25
2.5.3	Olika optimeringsfall	30
2.5.4	Känslighetsanalys	30
2.6	Resultat och slutsatser Linköping	32
2.7	Resultat och slutsatser Norrköping	60
2.8	Resultat och slutsatser Finspång	87
3	Analys av industriernas användning av naturgas genom konvertering av industriella processer	
3.1	Inledning	108
3.1.1	Delsyfte	108
3.1.2	Omfattning	108
3.1.3	Metod	108
3.1.4	Avgränsningar	110
3.1.5	Antaganden	110

3.1.6	Indelning av åtgärder i prioriteringsnivåer	111
3.1.7	Disposition	111
3.2	Analys av industrierna	111
3.2.1	Arla Foods östgötamejeri	112
3.2.2	Billerud Skärblacka	114
3.2.3	CloettaFazer	116
3.2.4	Fiskeby Board	118
3.2.5	Holmen Paper Braviken	120
3.2.6	Outokumpu Copper Strip	122
3.2.7	SAAB	124
3.2.8	Sapa Industriområde	126
3.2.9	Siemens	129
3.2.10	SKF	131
3.2.11	Suominen Flexibel Packaging	133
3.2.12	Swedish Tissue	135
3.3	Gemensamma resultat för industristudien	137
3.3.1	Ökad naturgasanvändning per industri	137
3.3.2	Minskad el-, gasol- samt olje användning	138
3.3.3	Minskade rörliga el- och bränslekostnader	139
3.3.4	Minskade globala utsläpp av växthusgasen CO ₂	140
3.3.5	Ökade användning av fjärrvärme / fjärrånga	141
3.4	Slutsatser, industristudien	142
4	Avslutande diskussioner	143
5	Förslag till fortsatt arbete	143
6	Referenser	144
7	Figur-, tabell-, och diagramförteckning	146

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Det är viktigt att se energiförsörjningen ur ett systemperspektiv för att undvika att ekonomiska och miljömässiga vinster vid en del av en anläggning ersätts av förluster någon annanstans. Att beakta alla de tekniska förutsättningar, ekonomiska faktorer och andra förhållanden som påverkar energiförsörjningen utgör ett komplext problem som behöver behandlas med systemanalytiska metoder.

Den svenska elmarknaden har varit avreglerad i flera år och nu tas avgörande steg mot liberalisering av elmarknaden inom hela EU då alla företagskunder fritt får välja elleverantör. Liberaliseringen av elmarknaden på kontinenten kan pressa upp de svenska elpriserna. Svensk industri måste börja använda el mer effektivt. Möjligheterna till minskad elanvändning inom företagen behöver därför tas tillvara för att bibehålla den internationella konkurrenskraften. Erfarenheter från studier av industrier på flera platser visar att möjligheterna till minskad elanvändning och minskade kostnader är stora på de flesta industrier (t ex Trygg 2004, Trygg Karlsson 2004, Nord-Ågren 2002).

En brådskande uppgift är att ställa om energisystemet till långsiktig hållbarhet, bl a genom minskade utsläpp av växthusgaser. En viktig orsak till ökningen av växthusgaserna är förbränning av fossila bränslen då stora mängder bundet kol frigörs som CO₂. Genom att sätta in den lokala elproduktionen i ett större sammanhang kan man tillgodoräkna sig utsläpp som skulle orsakas av elproduktion som ersätts någon annanstans. På den europeiska elmarknaden är den el som används på marginalen producerad i kolkondenskraftverk (Karlsson m fl 2001). Med en verkningsgrad på cirka 30 % ger det stora mängder CO₂-utsläpp per MWh nyttiggjord energi jämfört med en kraftvärmeanläggning där både el och värme kommer till användning. Därför innebär användning av el för hetvatten- eller ångproduktion markant högre utsläpp av CO₂ än oljeeldning. Om bibränsle används till kraftvärmeproduktion där elen som produceras ersätter el producerad med kolkondens ger det ett minskat nettoutsläpp av CO₂. Ett naturgasdrivet gaskombikraftvärmeverk är ett ännu bättre alternativ eftersom det ger ett högre utbyte av el (högre α -värde) vilket innebär att mer el från kolkondens kan ersättas.

1.2 Naturgas

Den mest effektiva kraftvärmen är den som utnyttjar gasformiga bränslen som naturgas, biogas och vätgas. Gaskraftvärme ger mycket el för varje enhet fjärrvärme som produceras. Om el sedan ersätter el producerad med kolkondens finns det både starka miljöskäl och starka effektivitetsskäl som talar för gaskraftvärmen.

Naturgas är gas som finns i fickor och porösa bergarter i jordskorpan. Den bildades för 150 miljoner år sedan och utvinns ur gasbrunnar som borrar ner till de gasförande lagren. Gasfyndigheterna finns ofta på samma ställen där man finner olja. Naturgasen har olika sammansättning beroende på vilken fyndighet den härrör ifrån men består

till största delen av metan. Den naturgas som idag importeras till Sverige innehåller i övrigt en mindre mängd andra kolväten som i första hand etan, propan och butan samt cirka en procent koldioxid och mindre än en procent kväve. Naturgasen står för över 20% av världens energianvändning efter olja och kol. Jämfört med olja och kol har naturgasen mer fördelaktiga miljöegenskaper, förbränningen ger inga utsläpp av svavel, stoft eller tungmetaller. Man får heller inga restprodukter som till exempel aska. Naturgas, som distribuerats i det svenska naturgasnätet sedan 1985, har ersatt andra bränslen, främst olja och kol.

Södra Sverige har haft tillgång till naturgas sedan 1985. Arbetet med att bygga en stamledning från Malmö i syd till Göteborg i norr blev färdigt 1988. Den naturgas som för närvarande används i Sverige kommer från danska delen av Nordsjön, via Klagshamn söder om Malmö. På längre sikt kommer antagligen naturgasen att importeras även från Ryssland och från Holland via Tyskland. Figur 1.1 och 1.2 visar tillförseln av naturgas till Sverige respektive det svenska naturgasnätet.

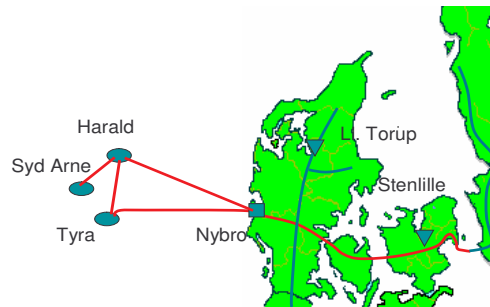


Fig 1.1 Tillförsel av naturgas till Sverige
Källa: Nova Naturgas



Fig 1.2 Det svenska naturgasnätet
Källa: Nova Naturgas

Större tillgång till naturgas förväntas leda till en ökad elproduktion med naturgas vilket minskar behovet av kolkondenskraft. Investering i ny infrastruktur för gas innebär också ökade möjligheter att ersätta bensen som fordonsbränsle (Energimyndigheten 2003).

Inom järn och stålindustrin säger man att ett stort behov av naturgas för direkt användning i de egna processerna föreligger. I exempelvis Höganäs och Kemira Kemi har naturgasen ersatt olja. Ett utbyggt naturgasnät skulle dessutom kunna ge bättre förutsättningar för vätegasproduktion och för att ersätta oljeprodukter enligt Nynäs Raffinaderi. I StoraEnso Hylte används naturgas som ett inslag i bränslemixen för att ersätta kol och olja och hos Holmen Paper säger man att det huvudsakliga intresset för naturgas är den ökade möjligheten till elproduktion med naturgas.

1.3 Europeisk elmarknad och marginell elproduktion

Den 1 januari 1996 avreglerades den svenska elmarknaden vilket innebar att elhandeln konkurrensutsattes och det blev fritt att köpa el från den elleverantör som kunde erbjuda de bästa villkoren. Den nordiska elbörsen Nordpool är den officiella handelsplatsen för el i Norden. Här köper och säljer elproducenter och elhandelsbolag el. Priserna på Nordpool styrs av tillgång och efterfrågan, precis som på den vanliga börsen.

Alla länder inom EU har idag helt eller delvis avreglerade elmarknader och från 2004 är handeln av el mellan gränserna öppnad (COM 2002 304). Det innebär att alla länder inom Europa gradvis kommer att delta i en gemensam öppen elmarknad där producenter och andra marknadsaktörer kan sälja el till kunder inom hela EU. En avreglerad elmarknad kommer med andra ord att innebära till en ökad handel av el över landsgränserna.

En gemensam europeisk elmarknad med ökad handel av el över landsgränserna kommer troligen att medföra en utjämning av elpriserna mellan länderna. När handeln mellan länderna blir öppen kommer det effektdimensionerade europeiska systemet med högre elpriser att kännas av även i Sverige. Det troligaste scenariot är då att svenska kunder möter både högre elpriser och elpriser med stora variationer mellan dag- och nattaxor.

Den elproduktion som har den högsta rörliga produktionskostnaden i ett kraftsystem arbetar som marginell produktionskälla. Det är med andra ord den produktionsenheten som minskar eller ökar när efterfrågan på el förändras. I ett europeiskt elsystem är det kolbaserad kondenskraft som har den högsta rörliga produktionskostnaden och därmed fungerar som marginell elproduktion (STEM 2002, Karlsson m fl 2002). Verkningsgraden i ett sådant kolkondens kraftverk är endast 30% mot en verkningsgrad på nära 100% i kraftvärmeverk där el produceras med 30% och fjärrvärme med 70% (fig 1.3). Med kolkondens som marginell elproduktion genererar varje använd kWh el ett utsläpp på 1 kg CO₂ (Sjödén 2002). Vid en helt avreglerad europeisk elmarknad påverkar varje förändring i svensk elanvändning produktionen i

ett europeiskt kolkondens kraftverk, och varje förändring påverkar därmed också det globala utsläppet av koldioxid.

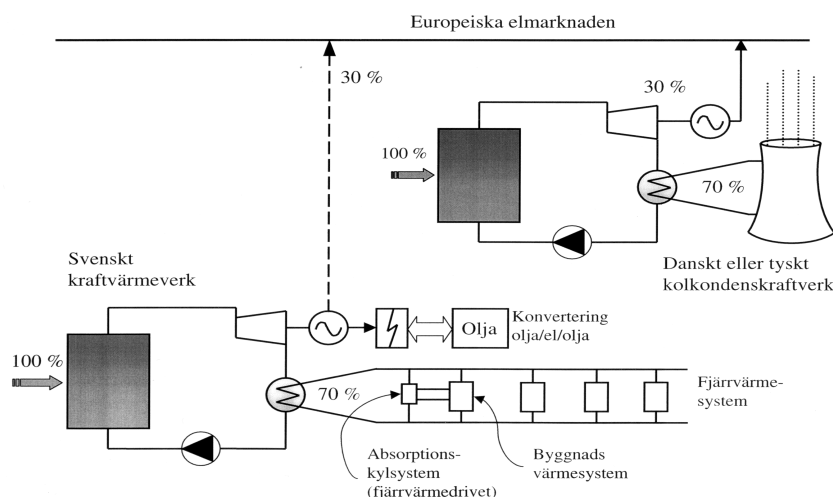


Fig 1.3 Svenskt kraftvärmeverk en del av den europeiska kraftmarknaden

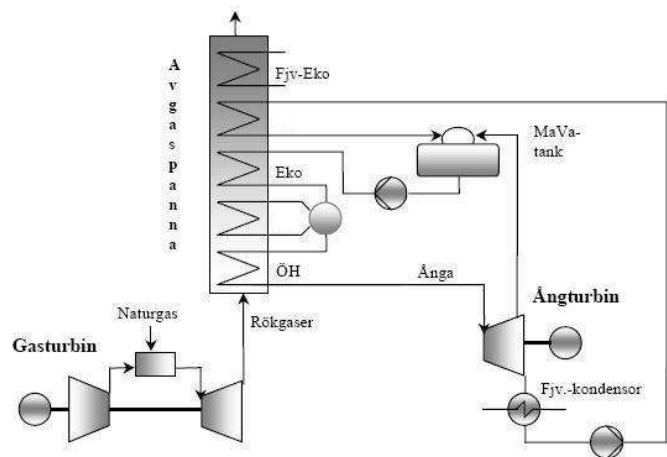
1.4 Gasdirektivet

Syftet med Gasdirektivet är att gradvis öppna de nationella marknaderna för naturgas för konkurrens. Det första gasmarknadsdirektivet, vilket antogs 1998, resulterade i en ny naturgaslag för Sverige (Naturgaslag 2000:599) den 1 augusti 2000. Tio dagar senare öppnades den svenska naturgasmarknaden i ett första steg. Den begränsade marknadsöppning omfattade gasanvändare med en förbrukning över 25 miljoner m³ per år, kraft- och kraftvärmeproducenter oberoende av förbrukning, liksom naturgasföretagen själva. I juni 2003 ersattes det ursprungliga gasmarknadsdirektivet (1998/30/EG) av ett vidareutvecklat direktiv med ökade krav, bl.a. på graden av marknadsöppning, transparens och harmonisering (2003/55/EG). Som en följd av det senare direktivet öppnas den svenska naturgasmarknaden under 2005 för samtliga icke-hushållskunder. Därmed kommer de berättigade kunderna att utgöras av alla som bedriver någon form av näringsverksamhet (såväl fysiska som juridiska personer). I praktiken innebär detta att alla kunder, förutom villakunder och s.k. spiskunder vilka uteslutande använder gasen för matlagning, blir berättigade.

Villakunderna omfattas av nästa steg i marknadsöppningen vilken väntas under år 2007, medan spiskunderna även fortsättningsvis kommer att definieras som ej berättigade. Anledningen till detta är att spiskundernas gasförbrukning i sammanhanget är så liten, att vinsten av att kunna byta gasleverantör skulle bli mindre än kostnaden för att möjliggöra bytet.

1.5 Gaskombianläggningar

En gaskombianläggning är en anläggning som består både av gas- och ångturbiner samt en avgaspanna. Bränslet är naturgas i det här fallet och förbränningen sker i en brännkammare och ångcykeln drivs med ånga som produceras med hjälp av gasturbinens varma rökgaser. För att ytterligare öka uteffekten i anläggningen kan tillsatseldning ske i avgaspannan. (Bahram Moshfegh, 2003)



Förklaringar till
förkortningar använda
i figuren.

ÖH: överhettare
Eko: ekonomiser
Fjv-: fjärrvärme
MaVa-tank:
matarvattentank

Figur 1.4 Schematisk bild av en gaskombianläggning. (Bahram Moshfegh, 2003)

Gaskombianläggningar når den högsta elverkningsgraden av alla kommersiella anläggningar i dagens läge. Genom att ta tillvara värmen kan en hög total verkningsgrad och ett högt α -värde uppnås. Om en avgaspanna och en ångturbin kopplas till gasturbinen kan en elverkningsgrad på 45–59% och ett α -värde mellan 1–1,3 uppnås.

1.6 Syfte

Projektets syftet är att undersöka och exemplifiera hur naturgas kan användas av industrier och energibolag i Östergötlands län. Analyser skall visa i vilken utsträckning naturgas kan nyttjas för värme- och elproduktion samt hur industriella processer kan konverteras till naturgasanvändning. Det skall även studeras hur ett införande av naturgas i dessa sektorer i Östergötland påverkar miljön ut ett lokalt och globalt perspektiv samt ekonomiska konsekvenser av den förändrade energianvändningen.

1.7 Disposition

I de inledande avsnitten beskrivs kort om naturgasens utbredning idag, gasdirektivet samt syfte med projektet. I kapitel 2 redovisas för hur naturgas kan nyttjas för el- och värmeproduktion av Sydkraft Östvärme i Norrköping, Tekniska Verken i Linköping och av Finspångs Tekniska Verk samt hur dessa energisystemen kan utformas optimalt. I kapitel 3 analyseras hur sexton industrier i Östergötland kan konvertera sina processer till användning av naturgas samt vilka ekonomiska och miljömässiga effekter åtgärdsförslagen innebär. Rapporten avslutas med kapitel 4 och 5 där diskussioner och förslag till fortsatt arbete redovisas kortfattat.

2 Analys av energiföretagens användning av naturgas och optimering av dess energisystem

2.1 Inledning

Potentialen för naturgas samt ekonomiska och miljömässiga konsekvenser att använda naturgas har analyserats hos energibolagen i Linköping (Tekniska Verken i Linköping AB), Norrköping (Sydkraft Östvärme AB) och Finspång (Finspångs Tekniska Verk AB) som är belägna i Östergötland.

Lönsamheten att använda naturgas för kraftvärmeproduktion hos energibolagen i Linköping, Norrköping och Finspång undersökts genom att införa naturgaskombianläggningar och/eller konvertera befintliga oljepannor till naturgas. I samband med detta har även kopplingen mellan energileverantören och närliggande industrier undersökts liksom effekterna på lönsamheten för energileverantören.

En gemensam avreglerad europeisk elmarknad och implementering av gasdirektivet kommer att ändra förutsättningarna för såväl energileverantören som industrin och ökar möjligheten för gasexpansion i Sverige. Syftet med gasdirektivet är att gradvis öppna de nationella marknaderna för naturgas för konkurrens och samtidigt stärka försörjningstryggheten och industrins konkurrenskraft.

Skattelagstiftningen på energiområdet kommer att vara gemensam inom EU och detta påverkar även förutsättningarna för användning av naturgas för kraftvärmeproduktion. Elpriset kommer genom den avreglerade marknaden att bli ungefär detsamma i hela EU vilket för Sverige innebär ett högre pris än medelpriset de senaste åren. Elförbrukningen i Norden fortsätter att öka, vilket innebär att tillgången på effekt är begränsad, särskilt under vintern. Elpriset och energibeskattningen har stor inverkan på gasens värde särskilt vid investering i ny gaskombi, eftersom ett högt elpris ökar lönsamheten vid gaseldad kraftvärmeproduktion.

Anpassningen till det europeiska systemet innebär bland annat handel med elcertifikat och utsläppsrätter. Sverige är ett av de få länder i Europa som både har ökat CO₂-skatten för bränslen och samtidigt har implementerat utsläppsrättshandeln i sitt energisystem. Detta gör bl.a. att produktionskostnaden för kraftvärmeproduktion med naturgas blir högre än vad den i själva verket borde vara. Nu föreslås dock en ändring, där CO₂-skatten för bränslen minskar med motsvarande kostnad för utsläppsrätten. Dessutom föreslås att CO₂ respektive energiskatt tas ut på avfallets innehåll av fossilt kol. Förslaget innebär att en schablon om 14 viktprocents innehåll av fossilt avfall tillämpas på blandat hushållsavfall.

Utsläppshandel höjer totalkostnaden för el. Sedan handeln startade har marknadspriset för rättigheterna fördubblats. Vid årsskiftet handlades de för ca 8 €, motsvarande drygt 70 kronor, per ton koldioxid. Den senaste noteringen hos Svensk kraftmäkling (www.skm.se) är närmare 17€, ca 160 kronor, per ton.

Hänsyn har tagits till alla ovanstående faktorer genom olika känslighetsanalyser för att bedöma lönsamheten av en ny naturgaskombianläggning för kraftvärmeproduktion plus konvertering av de befintliga oljepannorna i de tre kommunerna Linköping, Norrköping och Finspång

Om cirka sju år (år 2012) bedöms att kolpannan (P1, 51 MW) och träpannan (P3, 50 MW) på kraftvärmeverket i Linköping har tagits ur drift. Dessutom uppskattar man att värmebehovet kommer att öka i framtiden med 60 MW. Detta innebär tillsammans 161 MW. Nya Gärsdalen ger 68 MW. Detta innebär att det totala värmebehovet i framtiden motsvarar ca 93 MW effekt värme som måste tillgodoses eller ersättas. Den äldre biobränsleeldade pannan, panna 11, på Händelö i Norrköping kommer inom 5 - 10 år att nå slutet av sin tekniska livslängd, vilket innebär att den behöver ersättas. Även i Finspång kommer värmebehovet att öka i framtiden. Detta betyder att kommunerna måste komplettera sina befintliga energisystem med en ny energiproduktionsanläggning. Att ersätta den saknade värmeeffekten och tillgodose det framtida värmebehovet kan ske med naturgaskombi kompletterad med konverteringar av de befintliga oljepannorna till gas.

2.1.1 Delsyfte

Syftet med delstudien är att utreda och visa på möjligheterna och konsekvenserna av att använda naturgas inom energibolagen i Linköping, Norrköping och Finspång som är belägna i Östergötland.

2.2 Avgränsningar

De ursprungliga energioptimeringsmodellerna för Linköping, Norrköping och Finspång är förenklade och anpassade till den här undersökningen.

I Linköping gäller följande:

- Bränslena plast, kött- och benmjöl och animaliskt fett försummas.
- Eventuell återbetalning eller kostnad för NO_x tas inte med i bränslekostnaderna.
- Elbehovet som finns med bl.a. på grund av avtal som säger att en viss mängd el måste levereras i vissa tidsperioder till Linköpings kraftnät finns kvar.
- Den el som används internt kan produceras antingen internt eller köpas på marknaden och får då en kostnad i form av elskatt.
- All kraftvärmeproducerad el säljs på elbörsen till det verkliga spotpriset för 2004/2005 (Nordpool)
- Gärsdalsdelen i modellen är omgjord så att både gas och olja kan tillföras anläggningen.
- Tornbydelen i modellen har modifierats så att gas och olja kan tillföras anläggningen.
- KV1 i modellen är omgjord så att både gas och olja kan tillföras anläggningen.
- Begränsningar för mineffekter i pannor finns inte med i modellen.
- Fasta kostnader för anläggningar tas inte med i modellen.
- Kostnaderna för en bränslekonvertering i P2, Gärsdalen och Tornby samt investeringskostnaden för en ny naturgaskombianläggning är inte medräknad i modellen, men framför allt anses förändringar i den totala systemkostnaden vara av intresse, då de visar utrymmet för framtida investeringar.
- Modellen (kraftvärmeverket) är en förenkling av verkligheten då bland annat kondenssvansturbinen är försummad.
- Vattenkraft finns inte i modellen då den inte påverkar värmeproduktionen.

- Ånglasten på 12,8 GWh/år (Arla och Farmek industri) omfattar ångproduktion från dieselmotorer, oljepannor samt elpanna på Tornby.
- Valet av gaskombieffekt på 100 MWv för Linköping bestämdes i samråd med de medverkande energiföretagen och det är inte säkert att det är den optimerade gaskombieffekten. I ett eventuellt fortsättningen av denna studie borde detta val göras noggrannare i syfte att få den optimerade gaskombieffekten.

I Norrköping gäller följande:

- Bråvallakraft AB finns i modellen och är omgjord.
- Oplanerade driftstopp i anläggningarna tas ej med i modellen.
- Ångleveransen till etanolfabriken antas vara konstant över året.
- Eventuell återbetalning eller kostnad för NO_x tas inte med i bränslekostnaderna.
- Begränsningar för minimeffekter i pannor finns inte med i modellen.
- Fasta kostnader för anläggningar tas inte med i modellen.
- Kostnaderna för en bränslekonvertering i Bråvalla och investeringskostnaden för en ny naturgaskombianläggning är inte medräknad, utan framförallt förändringar i den totala systemkostnaden anses vara av intresse, då detta visar det utrymme som finns för framtida investeringar.
- Intäkter från fjärrvärmeleverans finns inte med i modellen, förutom i det fall där känslighetsanalys av fjärrvärmebehovet har gjorts.
- Intäkter från ångleverans finns inte med i modellen.
- Ackumulatören är ej medtagen i modellen.
- Modellen (BKAB) är en förenkling av verkligheten då bland annat kondenssvansturbinen är försummad.
- Valet av gaskombieffekt på 50 MWv för Norrköping bestämdes i samråd med de medverkande energiföretagen och det är inte säkert att det är den optimerade gaskombieffekten. I ett eventuellt fortsättningen av denna studie borde detta val göras noggrannare i syfte att få den optimerade gaskombieffekten.

I Finspång gäller följande:

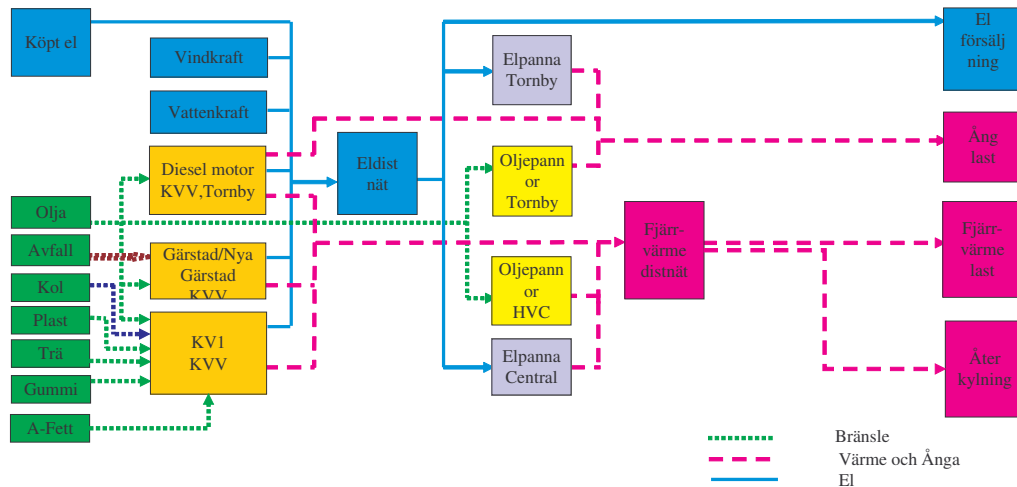
- Eventuell återbetalning eller kostnad för NO_x tas inte med i bränslekostnaderna.
- Begränsningar för mineffekter i pannor finns inte med i modellen.
- Fasta kostnader för anläggningar tas inte med i modellen.
- Kostnaderna för en bränslekonvertering i Värmeverket (oljepanna) och investeringskostnaden för en ny naturgaskombianläggning är inte medräknade, men framförallt förändringar i den totala systemkostnaden anses vara av intresse, då detta visar utrymmet för framtida investeringar.
- Intäkter från fjärrvärmeleverans finns inte med i modellen, förutom i det fall där känslighetsanalys av fjärrvärmebehovet har gjorts.
- Vattenkraften som endast ger 0,1 MW el och hjälpkraft 0,99 GWh/år tas ej med i modellen eftersom väldigt lite el produceras och främst används internt för hjälpkraft. Detta gör att dessa komponenter inte kommer att påverka resultatet.

2.3 Omfattning

Studien omfattar energisystemen i Linköping, Norrköping och Finspångs kommun i Östergötland.

2.3.1 Linköpings energisystem

Energisystemet består i stora drag av Gärdstad, KV1, Tornby och ett antal mindre anläggningar som hetvattencentraler, vattenkraftstationer, vindkraftverk och anläggningar för produktion av fjärrkyla. Nedan ses en schematisk bild över Linköpings energisystem.



Figur 2.3.1 Energisystem Linköping

2.3.1.1 Gärdstad och det nya Gärdstad

Anläggningen på Gärdstad består av tre avfallspannor med rökgaskondensering och fjärrvärmeekonomiser, samt en gasturbin och en ångturbin som är seriekopplade till en generator. Anläggningen drivs av avfall som kompletteras med olja för drift av gasturbinen när elpriset är tillräckligt högt. I slutet av år 2004 togs en ny avfallsförbränningsanläggning i drift och till den är en turbin kopplad för elproduktion. Denna nya anläggning benämns i fortsättningen Framtidens Gärdstad (FTG).

2.3.1.2 Kraftvärmeverket

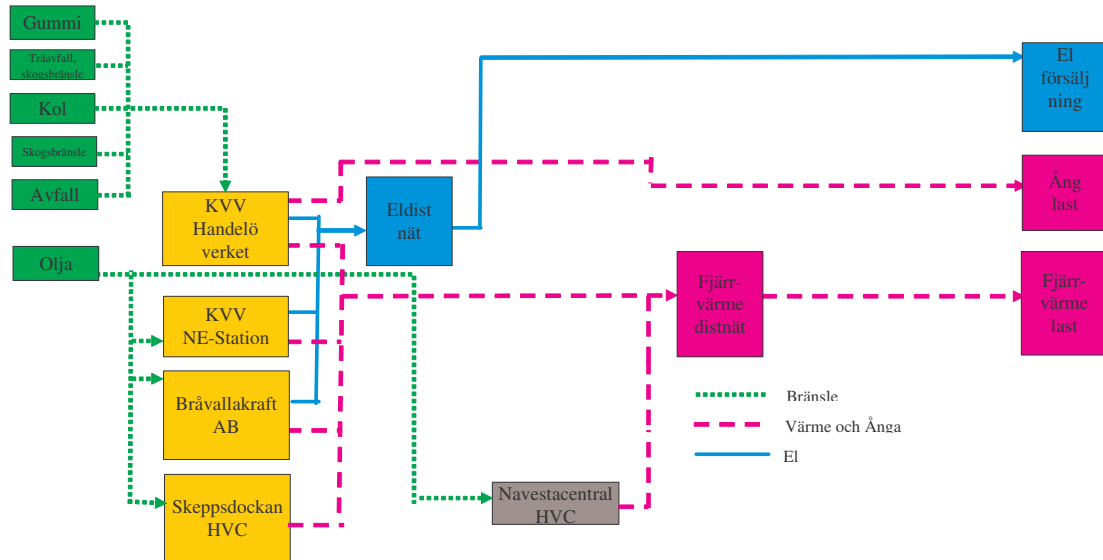
Kraftvärmeverket består av tre pannor, P1, P2 och P3. P1 eldas med en blandning av kol, gummi och trä. P2 eldas med olja eller animaliskt fett och i P3 förbränns framförallt trä, men även plast och kött- och benmjöl. I P1 och P3 utvinns en del värme direkt via rökgaskondensering och fjärrvärmeekonomiser. Ångan från de tre pannorna leds via en gemensam ångstam till tre turbiner som kan köras separat eller parallellt. Alla turbinerna kan drivas vid mottryck där värmeöverskottet går ut på fjärrvärmenätet. En av turbinerna kan dessutom köras i kondensdrift då värmen kyls bort. Möjligheten finns även att direktkondensera ångan, dvs. ingen el produceras och all ånga blir värme. Vid behov kan även en elpanna köras. För att klara av effekttopparna i värmesystemet och jämna ut lasten finns en stor ackumulator som laddas när lasten är lite mindre och lagrar värmen som sedan levereras när lasten är stor.

2.3.1.3 Tornby och HVC m.m.

Anläggningen på Tornby är framförallt till för att producera ånga till Arla och Farmek. Där finns två oljepannor, en elpanna som endast producerar ånga samt två dieselmotorer som förutom ånga även kan leverera fjärrvärme och el. Förutom dessa anläggningar finns ett flertal hetvattencentraler i och runt omkring Linköping som drivs med olja och producerar värme när övriga anläggningar inte räcker till. För ren elproduktion finns vattenkraftstationer och vindkraftverk.

2.3.2 Norrköpings Energisystem

Energisystemet består i stora drag av Händelöverket, NE-stationen, Navestacentralen, Skeppsdockan samt Bråvallakraft AB. Nedan ses en schematisk bild över Norrköpings energisystem.



Figur 2.3.2 Energisystem Norrköping

2.3.2.1 Händelöverket

Anläggningen på Händelö består av fyra pannor, P11, P12, P13 och P14. P11 och P13 eldas med en blandning av gummi och trä. P12 eldas med en blandning av gummi och kol och P14 med avfall. I P11 och P13 utvinns en del värme direkt via rökgaskondensering. Ångan från de tre första pannorna leds via en gemensam ångstam till en ångturbin, kallad G11. Ångan från P14 leds via en separat ångstam till en ångturbin, kallad G12. Alla turbiner kan drivas vid mottryck där värmeöverskottet går ut på fjärrvärmenätet. Möjligheten finns även att ångan direktkondenseras d.v.s. ingen el produceras och all ånga blir värme. För att klara av effektoppar och jämna ut lasten finns en stor ackumulator som laddas när lasten är lite mindre och lagrar värmen som sedan levereras när lasten är stor.

2.3.2.2 NE-stationen, Navestacentralen samt Skeppsdockan

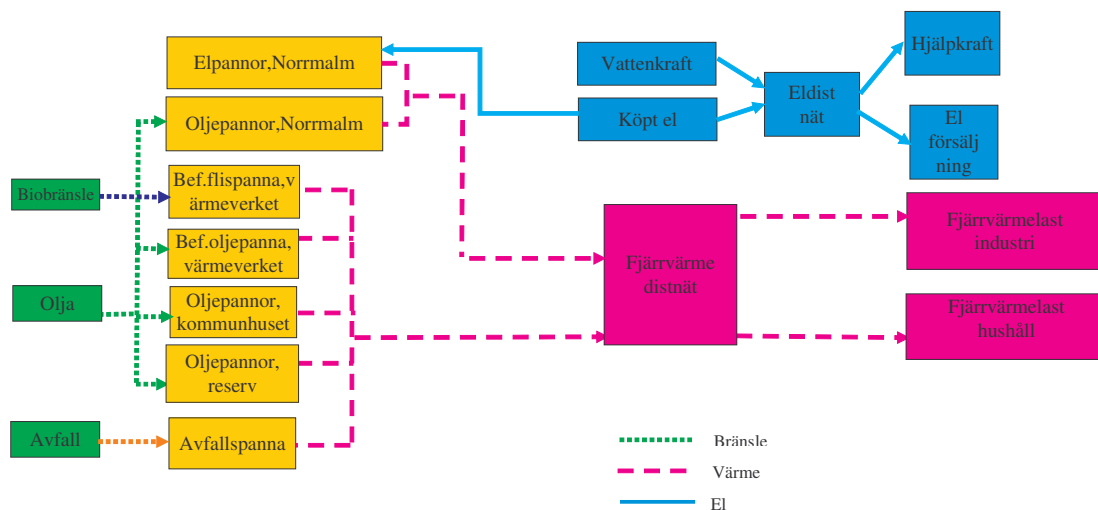
Anläggningen på NE-stationen består av två oljeeldade pannor samt två ångturbiner, kallade G4 och G5. Ångturbinerna drivs vid mottryck där värmeöverskottet går ut på fjärrvärmenätet. Navestacentralen är en hetvattencentral och består av en oljeeldad panna. Även Skeppsdockan är en hetvattencentral där det ingår tre oljeeldade pannor. Dessa hetvattencentraler producerar värme när övriga anläggningar inte räcker till i P11, P12, P13 och P14.

2.3.2.3 Bråvallakraft AB

Anläggningen är ett av Sydkraft AB delägda kraftvärmeverk. Anläggningen består av en oljepanna som är kopplad till en ångturbin. Ångturbinen kan drivas vid mottryck där värmeöverskottet går ut på fjärrvärmenätet. Ångturbinen kan dessutom köras i kondensdrift då värmen kyls bort.

2.3.3 Finspångs energisystem

Energisystemet består av el och oljepannor (Normalm), Flis- och oljepanna (Värmeverket), oljepannor (kommunhuset) samt reservoljepannor (Grosvad och Nyhem). Anläggningarna producerar enbart värme. Nedan ses en schematisk bild över Finspångs energisystem.



Figur 2.3.3 Energisystem Finspång

2.4 *Metod*

Genom att optimera Linköpings, Norrköpings och Finspångs energisystem i olika scenarier analyseras huruvida införandet av naturgas för produktion av kraftvärme/värme påverkar systemkostnaden samt lönsamheten för energiproducenten.

2.4.1 Genomförande

Optimeringar genomförs i MODEST (Henning 1999, Gebremedhin 2003) för att beräkna systemkostnaden för Linköpings, Norrköpings och Finspångs energisystem. Modeller över dessa kommuners energisystem finns sedan tidigare projekt tillgänglig för MODEST men har modifierats och uppdaterats för gasprojektet. Även bränslepriser och skattesatser har uppdaterats. Optimeringarna har gjorts för längre perioder på 10 år och därför införs olika alternativ med variationer i elpris, utsläppsrätter, elcertifikat, CO₂-skatt, naturgaspris, ökad fjärrvärme och ångbehov för att undersöka känsligheten i resultaten. Befintliga fall med dagens system optimeras. Konverteringsåtgärder införs som sedan kompletteras med ny gaskombianläggning för att undersöka systemkostnaden och lönsamheten för fjärrvärmeproduktion i ett framtida energisystem.

2.4.2 MODEST

MODEST används för optimeringar av tillförsel och produktion av fjärrvärme och el. MODEST-modellen över Linköpings, Norrköpings samt Finspångs energisystem optimeras för att beräkna systemkostnaden för fjärrvärmeproduktionen.

MODEST-modellen används för att optimera drift av anläggningar till lägsta möjliga systemkostnad. MODEST, som står för "Modell för Optimering av Dynamiska EnergiSystem med Tidsberoende komponenter och randvillkor", är utvecklad vid avdelningen IKP Energisystem vid Linköpings Tekniska Högskola. Det modulerade energisystemet i MODEST består av dagens befintliga anläggningar och det finns möjlighet att införa alternativ till nya anläggningar. Energisystemet byggs upp med noder som sammankopplas med flöden. Noderna kan vara av olika typer, t.ex. start-, omvandlings- eller lastnoder. I noderna skapas, förändras eller förbrukas energi. MODEST beräknar det billigaste sättet att tillgodose el- och/eller fjärrvärmebehov med optimeringsmetoden linjärprogrammering. Alla befintliga och möjliga nya anläggningar för tillförsel och hushållning beaktas. Storleken på en ny anläggning är antingen förutbestämd eller bestäms vid optimeringen. Systemkostnaden som minimeras består av nuvärdet av kostnader för bränsle, råkraft samt drift- och underhåll under analysperioden. Själva optimeringen av modellen utförs av ett matematiskt program som heter CPLEX.

2.5 Optimeringar i MODEST

Optimeringarna sker över 10 år. Räntan antas vara 6%. I befintliga anläggningar tas inga fasta drifts- och underhållskostnader med eftersom dessa kan ses som årliga kostnader som inte påverkar resultatet av optimeringarna annat än med nuvärdet av kostnaderna. Kostnader för hantering, deponiskatt och svavelskatt är inräknade i bränslepriserna. Elpris, gaspris, CO₂-skatt, utsläppsrätt, fjärrvärmebehov och elcertifikat varierar för att analysera känsligheten i resultaten.

2.5.1 Förutsättningar

Följande förutsättningar gäller som grunddata i alla optimeringsfall utom de fall där känslighetsanalyser har gjorts om inget annat anges:

- Utsläppsrätt: 100 kr/ton CO₂
- Elcertifikat: 200 kr/MWh
- Inga investeringar
- Värmevärde naturgas: 11,1 MWh/1000 m³
- Gaskombi:
 - α -värde = 1,2; η = 0,9
 - Sammanvägt pris = 140 kr/MWh
 - 100 MW_v (Linköping)
 - 50 MW_v (Norrköping)
 - Ej förutbestämd effekt (Finspång)
- Konvertering/Ny GK
 - Inga kostnader för konvertering av BKAB
 - Inga investeringskostnad för en ny GK
- Ränta
 - 6% diskonteringsränta
- Fjärrvärme / ångbehov
 - Linköping: 1640/12,8 GWh (år 2005)
 - Norrköping 1053,3/166,8 GWh (år 2005)
 - Finspång 110 GWh/år (år 2005) varav 35 GWh/år industri
- Skatter
 - skatter för 2004 (se tabell 2.5.4 och 2.5.5)
- Elpris
 - Spotpris Nordpool, 2004/2005 (se tabell 2.5.9, 2.5.10 och 2.5.11)
- Kostnader för hantering, deponiskatt och svavelskatt är inräknade i bränslepriserna
- Bränslepriset på naturgas antas vara 105 kr/MWh som består av 90 kr/MWh som är bränslepriset utan skatter + 15 kr/MWh transportkostnader inom Sverige.
- Gaspriset är kopplat till olja och är baserat på prisnivån i Dragör i Danmark.

Bränsle	Energiinnehåll
Biobränsle KV1, P3	2,5 [MWh/ton]
Avfall	3,3 [MWh/ton]
Kol	7,1 [MWh/ton]
EO5	10,6 [MWh/m ³]
EO1	10,0 [MWh/m ³]
Gummi	8,0 [MWh/m ³]
Plast	4,4 [MWh/m ³]

Tabell 2.5.1 Värmevärde för olika bränslen i Linköping energisystem

Bränsle	Energiinnehåll
Biobränsle P13	2,5 [MWh/ton]
Biobränsle P11	3,0 [MWh/ton]
Avfall	3,3 [MWh/ton]
Kol	7,1 [MWh/ton]
EO5	10,6 [MWh/m ³]
Gummi	8,0 [MWh/m ³]

Tabell 2.5.2 Värmevärde för olika bränslen i Norrköping energisystem

Bränsle	Energiinnehåll
Biobränsle	2,5 [MWh/ton]
Avfall	2,7 [MWh/ton]
EO1	10 [MWh/m ³]

Tabell 2.5.3 Värmevärde för olika bränslen i Finspångs energisystem

Bränsle	Skatt	
	<i>CO₂</i>	<i>Energi</i>
olja	2598	732
gasol	2732	143
naturgas	1946	237
kol	2260	312

Tabell 2. 5.4 Koldioxid- och energiskatter för år 2004

Produktion	Skatt			
	<i>Energi</i>	<i>CO₂</i>	<i>Svavel</i>	<i>NO_x</i>
värme, ej industri, ej kraftvärme	100%	100%	100%	100%
kraftvärme-värme	0%	21%	100%	100%
industri-värme	0%	21%	100%	100%
el	0%	0%	100%	100%

Tabell 2.5.5 Produktionskatt för år 2004

2.5.2 Indata

Resultatet som erhålls från optimeringar beror mycket på vilka indata som väljs. De som spelar störst roll vid optimering av Linköpings energisystem är elpris, bränslepriser och anläggningsdata. I detta kapitel redovisas en del av de indata som valts, dock inte alla.

2.5.2.1 Indata I MODEST (Linköpings, Norrköpings och Finspångs energisystem)

Bränslepriserna är ej dagens utan långsiktiga bränslepriser och uppskattade värden (gäller bara Linköping). Värmebehov är också uppskattade värden. Alla värden är erhållna från Tekniska Verken, Sydkraft Östvärme och Finspångs Tekniska verk AB. Värmebehovet är Tekniska Verkens uppskattade behov för Linköpings centralort, Ljungsbro, Mjölby, fjärrvärme för drift av kylanläggningar och distributionsförluster för år 2005 som används i analysen. Biobränsleanläggningarna i Mjölby och Ljungsbro är inlagda i modellen som befintliga anläggningar. Den begränsning i överföringskapacitet som finns mellan Linköping, Mjölby och Ljungbro tas inte med i modellen, men för att minska modellens avvikelse från normal årsproduktion i Mjölby och Ljungsbro väljs dessa anläggningar att producera en konstant effekt (maxeffekt) värme från oktober till och med april för att sedan vara avställda resten av året.

Sammanställning av produktionsanläggningar med effekt som använts i beräkningarna visas i tabell 2.5.6, 2.5.7 och 2.5.8. I bilaga 1,2 och 3 visas nodschema över hur modellerna är uppbyggda i MODEST för respektive kommun. Anläggningarnas effekt är normal maxeffekt inklusive produktionsstörningar.

	<i>Storlek [MW]</i>	<i>Övriga kommentarer</i>
Kraftvärmeverket		
P1, kolpannan	51	Avställd för service maj-juli
RGK + Fjv eko, P1	3,6	RGK = Rökgaskondensering, Fjv eko = fjärrvärmeekonomiser
P2, oljepannan	137	Avställd för service i juli,
P3, träpannan	50	Avställd för service juni-juli
RGK + Fjv eko, P3	17,5	
Turbiner	63	α -värde 0,33 november-mars α -värde 0,29 april och oktober α -värde 0,25 maj-september
Direktkondensor	180	
Elpanna	20	
Återkylare	27	
Gärstad		Avfall:1 085 GWh/år
Avfallspannor	70	Uppskattad framtida kapacitet + 10 MW rökgaskondensering, avställda i augusti
Gas- och ångturbin	24-37	α -värde 0,42 upp till 24 MW el α -värde 1,07 på tillförd effekt över 24 MW el.
Framtidens Gärstad, avfallspanna	68	50 MW mottrycksvärme eller 68 MW direktvärme, 14 MW rökgaskondensering, avställd i juli
Framtidens Gärstad, turbin	18	α -värde 0,36
HVC	240	Ev. konvertering till naturgas undersöks från 2012
Mjölby	23,5	Avställd från maj till september
Ljungsbro	4,2	Avställd från maj till september

Tabell 2.5.6 Produktionsanläggningar Linköping

<i>Bränsle</i>	<i>Anläggningsnamn</i>	<i>Anläggning</i>	<i>MW_v</i>	<i>MW_{el}</i>	<i>α-värde</i>
EO5	NE-station (KVV)	Ångoljepanna 6	46		
EO5		Ångoljepanna 7	54		
		<i>Summa</i>	100		
		Turbin 4, mottryck	31	7,4	
		Turbin 5, mottryck	28,5	7,4	
		<i>Summa</i>		14,8	0,25
	Skeppsdockan (HVC)	Oljepanna 1	40,7		
		Oljepanna 2	40,7		
		Oljepanna 3	93		
		<i>Summa</i>	170		
	Navestacentralen (HVC)	Oljepanna	50		
		RGK (P11+P13)	36		
Bio samt Gummi kol	Handelöverket (KVV)	P11	90		
		P12	110		
Bio samt Gummi		P13	117		
Avfall		P14	75		
		Ångturbin 11, mottryck	200	89	0,25-0,41
		Ångturbin 12, mottryck	34	11	0,28-0,31
EO5	BKAB, Bråvalakraft AB (KVV)	Ångoljepanna 1	600		
		Turbin 1, mottryck	340	203	0,597
		Turbin 1, kondens		251,4	

Tabell 2.5.7 Produktionsanläggningar Norrköping

Bränsle	Anläggning	MW_v	MW_{el}	Anmärkning
Avfall	Värmeverk	10		Avfall 50 423 MWh/år
EO1	Oljepanna	10		Värmeverket
Biobränsle	Flispanna	15		Värmeverket
EO1	Oljepannor	2		Alstom Powers Verkstad, Norrmalm
El	Elpannor	0,75		Alstom Powers Verkstad, Norrmalm
EO1	Oljepannor	7,4		Kommunhuset
EO1	Oljepanna	2,5		Grosvad
EO1	Oljepanna	3		Nyhem
Vatten	Vattenkraft		0,1	

Tabell 2.5.8 Produktionsanläggningar Finspång

2.5.2.2 Nya villkor i Linköpings-, Finspångs- och Norrköpings-modellen i MODEST

Gas som bränsle införs i modellen utan att den befintliga oljan som bränsle försvinner. I Linköpings, Norrköpings och Finspångs fall, betyder detta nya villkor plus ändringar i de gamla villkoren. Detta berör Gärstad, Tornby och P2 i KV1 i Linköping, BKAB i Norrköping, och oljepannan i värmeverket i Finspång. KV1-delen i Linköpingsmodellen och BKAB-delen i Norrköpingsmodellen görs om och nya summeringsekvationer införs för att rätt skatt på olika bränslen (gas och olja) ska betalas. Proportionell fördelning mellan bränslen som hänförs till el och värme uppnås genom en summeringsekvation för varje bränsle.

I Finspångsmodellen införs dessutom nya villkor som berör det bränsle som används för värmeproduktion till industrin. Varje villkor som måste uppfyllas i linjäroptimeringarna i MODEST beskrivs med summeringsekvationer. Summeringsekvationerna beskrivs i bilaga 1,2 och 3.

2.5.2.3 Elpriset

Följande tabeller visar elpriser som har använts som indata i modellen för resp. kommun. Elpriserna är spotpriser för 2004/2005 (Nordpool).

<i>Tidsindelning</i>	<i>Nov-mars</i>
Mån -fre 06-07	262
Mån -fre 07-08	282
Mån -fre 08-16	285
Mån -fre 16-22	275
Mån -fre 22-06	246
Lör, sön, helg 06-22	252
Lör, sön, helg 22-06	244
Toppdyn mån - fre 06-07	264
Toppdyn mån - fre 07-08	377
Toppdyn mån - fre 08-16	432
Toppdyn mån - fre 16-22	399
Toppdyn mån - fre 22-06	269

Tabell 2.5.9 Elprisvariation [kr/MWh] Linköping/Norrköping/Finspång 2004/2005

<i>Tidsindelning</i>	<i>Apr</i>	<i>Maj</i>	<i>Juni</i>	<i>Juli</i>	<i>Aug</i>	<i>Sep</i>	<i>Okt</i>
Mån - fre 06-22	274	272	305	272	308	267	267
Mån - fre 22-06	213	246	274	193	292	219	219
Lör, sön, helg 06-22	222	238	284	226	290	250	250
Lör, sön, helg 22-06	197	211	253	173	285	211	211

Tabell 2.5.10 Elprisvariation [kr/MWh] Linköping/Norrköping 2004/2005

<i>Tidsindelning</i>	<i>Apr - Okt</i>
Mån - fre 06-22	262
Mån - fre 22-06	282
Lör, sön, helg 06-22	252
Lör, sön, helg 22-06	244

Tabell 2.5.11 Elprisvariation [kr/MWh] Finspång 2004/ 2005

2.5.3 Olika optimeringsfall

Optimeringar sker först i många olika scenarier, därefter har de mest intressanta valts ut. Övriga optimeringar redovisas inte helt i rapporten utan utförs endast för känslighetsanalyser och för att ge ökad förståelse av vad som påverkar resultaten. Följande optimeringar görs för resp. kommun:

<i>Fall</i>	<i>Optimering</i>
1	Referensfall med nuvarande anläggningar
2	Gasturbin i Gärsd stad konverterad till gas
3	Gasrurbin i Gärsd stad samt dieselmoterer i Tornby konverterade till gas
4	Gasturbin i Gärsd stad, dieselmoterer i Tornby samt P2 konverterade till gas
5	Gasturbin i Gärsd stad, dieselmoterer i Tornby och P2 konverterade till gas samt en ny gaskombi på 100 MW _v

Tabell 2.5.12 Olika optimeringsfall, Linköping

<i>Fall</i>	<i>Optimering</i>
1	Referensfall med nuvarande anläggningar
2	BKAB konverterad till gas
3	BKAB konverterade till gas samt en ny gaskombi på 50 MW _v

Tabell 2.5.13 Olika optimeringsfall, Norrköping

<i>Fall</i>	<i>Optimering</i>
1	Referensfall med nuvarande anläggningar
2	Konvertering av befintlig oljepanna (värmeverket) till gas
3	En ny gaskombi

Tabell 2.5.14 Olika optimeringsfall, Finspång

2.5.4 Känslighetsanalys

Känslighetsanalyser har genomförts för elpris, CO₂-skatter, gaspris, utsläppsrätter, elcertifikat och värmelaster. Fall 5 i Linköping och fall 3 i Norrköping resp. Finspång används här som grundmodell och följande känslighetsanalyser har gjorts:

- Elpriset ökar med 10%, 20% och 37% (Europisk elprinsnivå) av utgångspriset.
- Höjning av priset på naturgas: 105 kr/MWh, 135 kr/MWh, 170 kr/MWh
- Sänkning av CO₂-skatt med 25%, 50% och 75%
- Värdeökning av elcertifikat: 200 kr/MWh, 265 kr/MWh, 330 kr/MWh
- Höjd fjärrvärmelast och ånglast med 10%, 20%, 30% (fjv-intäkt ingår)
- Minskning och höjning av utsläppsrätter:
60 kr/MWh, 80 kr/MWh, 100 kr/MWh, 120 kr/MWh, 140 kr/MWh
(Norrköping och Finspång).
60 kr/MWh, 100 kr/MWh, 140 kr/MWh (Linköping)

2.5.4.1 Fjärrvärme-/Ånglast

Möjligheter finns för energiproducenter i de tre kommunerna att förse industrier med ytterligare fjärrvärme/fjärrånga. Detta betyder ett ökat värmeunderlag för energiproducenterna som i sin tur ökar möjligheten till en ökad satsning på naturgasanvändning via konvertering av befintliga produktionsanläggningar och/eller nyinvestering i gaskombianläggning. Vid känslighetsanalys av fjärrvärmelast/fjärrånga har hänsyn tagits till detta, dvs. kopplingen mellan energiproducent och industrier är implementerad i optimeringen.

Konverterbart till Fjärrvärme/Fjärrånga

<i>Linköping</i>	<i>MWh</i>	<i>Energislag tempkrav</i>	<i>Prioritet</i>
Arla	3 888	ånga 130	1
SAAB	3 282	fjv	1
CloettaFazer	ansluten till ånga och fjv		
<i>Norrköping</i>			
Billerud Skärblacka	85 220		
Fiskeby Board	215 755	ånga 160	1
Holmen Braviken	304 107/26 667	ånga 160/130	1/2
<i>Finspång</i>			
Siemens	15000	fjv, ansluten till fjv	
Outokumpu	4 829	fjv, ansluten till fjv	1
Sapa	18 175	fjv, ansluten till fjv	1
<i>Övriga</i>			
SKF	ansluten till fjv		
Swedish Tissue	38 400	ånga 130	3

Tabell 2.5.15 Konverterbar till Fjärrvärme/Fjärrånga år 2005

2.6 Resultat och slutsatser Linköping

Nedan redovisas resultat av de mest intressanta optimeringsfallen i form av tabeller och diagram. Kommentarer ges i slutet av de redovisade resultaten för Linköping. Tabell 2.6.1 och 2.6.2 visar sammanfattning av bränsle, el och värmeproduktion samt systemkostnad för de olika optimeringsfall. Minustecken framför systemkostnad betyder att det är intäkt, annars är det kostnad.

Bränsle	Sammanfattning bränsleanvändning [GWh/år]				
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>	<i>Fall 4</i>	<i>Fall 5</i>
Avfall	1085	1085	1085	1085	1085
Eol	5,8	0	0	0	0
kol	196	174	166	166	11
Eo5	113	93	81	3	1
Trä	592	586	576	576	552
Mjölby + Ljungsbro	141	141	141	141	141
Gas	0	355	433	518	934

Tabell 2.6.1 Bränsleanvändning, Linköping

	Sammanfattning Produktion [GWh/år] och emissioner [ton/år]				
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>	<i>Fall 4</i>	<i>Fall 5</i>
Värmeprod.	1 640	1 640	1 640	1 640	1 640
Elproduktion	268	482	508	515	722
Nettoutsläpp av CO ₂	-2879	-137588	-152049	-162276	-313386
Systemkostnad (Mkr/år)	-68,83	-82,79	-85,37	-92,75	-113,33

Tabell 2.6.2 El- och värmeproduktion samt systemkostnad, Linköping

Fall 1

Fjärrvärmeproduktionen i Linköping sker enligt diagram 2.6.1. Avfallspannan på Gärstad och den nya avfallspannan, FTG, används som baslastpanna. Avfall tillsammans med biobränsle står därför för stora delar av energin. Därefter används kol och oljepanna (P1 resp P2) under de kalla månaderna nov-mars. Gas och ångturbin på Gärstad, HVC-oljepannor används väldigt lite och som spetslast på vintern. Dieselmotorer på Tornby används väldigt lite endast för att producera ånga. Elpanna och oljepanna i Tornby används för att producera ånga. Biobränslepannor i Mjölby och Ljungsbro ingår i modellen men för att förenkla analysen, syns de inte här i diagrammet. Systemkostnaden blir ca -69 Mkr/år.

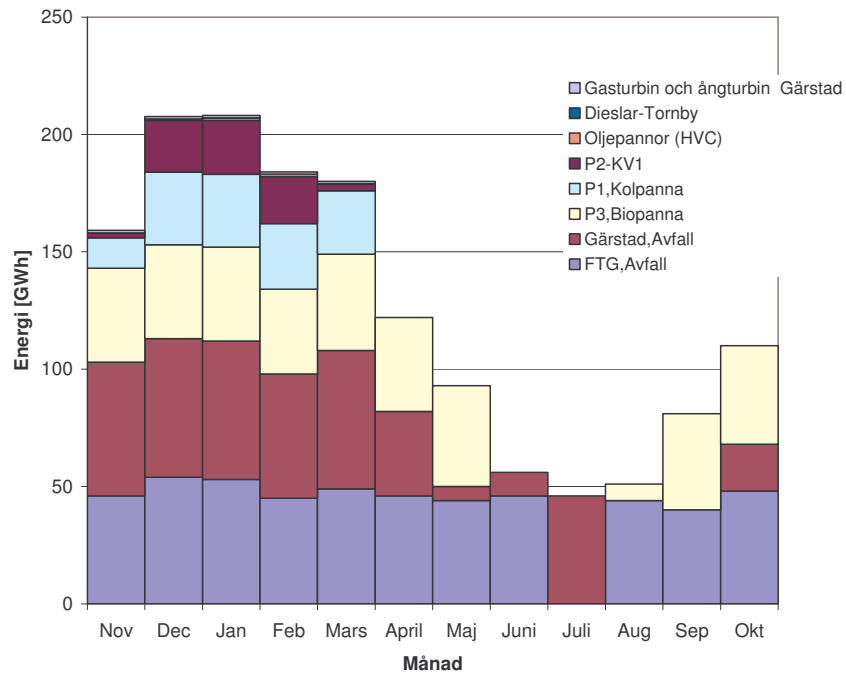


Diagram 2.6.1 Värmeproduktion, fall 1, Linköping.

Fall 2

Fjärrvärmeproduktionen i fall 2 sker enligt diagram 2.6.2. I fall 2 går Gärstads gasturbin med gas. Avfall tillsammans med biobränsle står för stora delar av energin. Gas och ångturbin på Gärstad kommer in i systemet. Den totala mängden avfall ändras inte, men istället används en större mängd av den avfall som förbrukas i Gärstad, till att producera el och värme i gas och ångturbin i Gärstad. Dessutom tillförs gas i Gärstads gasturbin för att producera mer el. HVC-oljepannor används väldigt lite och som spetslast på vintern. Produktionen på P1, P2 och P3 minskar något. Om Gärstads gasturbin går med gas istället för olja, betyder det en vinst på ca 14 Mkr/år.

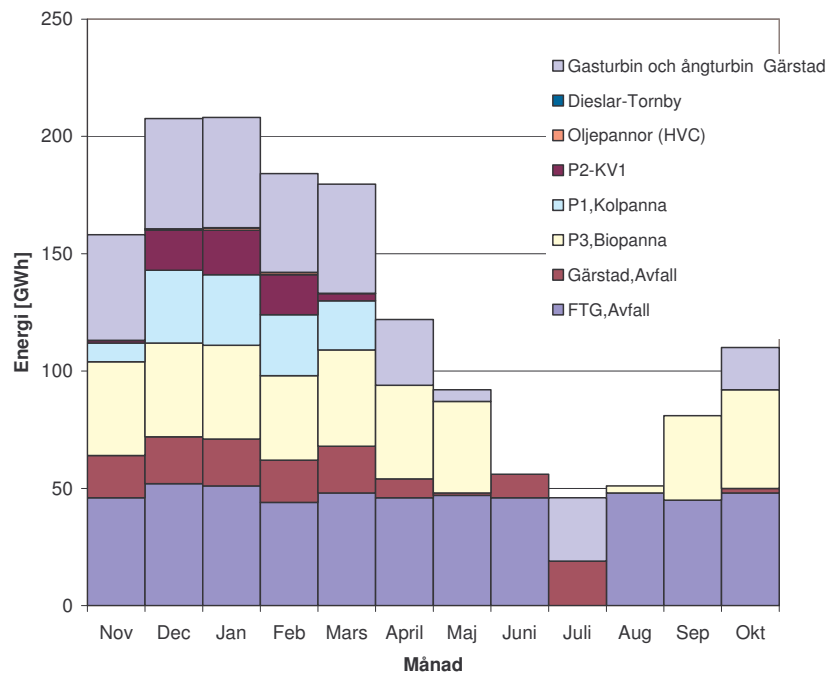


Diagram 2.6.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 2, Linköping

Fall 4

Fjärrvärmeproduktion i fall 4 sker enligt diagram 2.6.3. Förutom Gärstads gasturbin och Tornby:s dieselmotorer som går med gas, konverteras även oljepanna P2 på KV1 till gas. Avfall tillsammans med biobränsle står för stora delar av energin. Mängden olja (EO5) ändras från 113 GWh/år till bara 3 GWh/år. Oljan används enbart i HVC. P1 och P3 går mindre. Den ånga som produceras i Tornby kommer bara från dieselmotorer som går med gas samt från elpanna. Dieselmotorer producerar även el och värme. Dieselmotorernas värmeproduktion ökar från 0,5 GWh/år till 24 GWh/år. Produktionen på P1 och P3 minskar. Om alla åtgärder införs blir vinsten ca 24 Mkr/år.

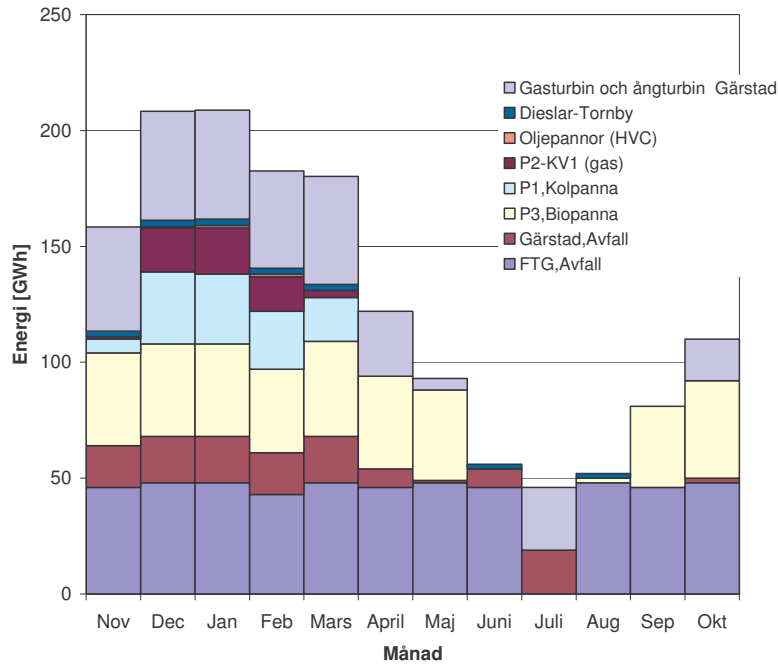


Diagram 2.6.3 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 4, Linköping

Fall 5

Fjärrvärmeproduktion i fall 5 sker enligt diagram 2.6.4. Förutom Gärstads gasturbin, Tornbys dieselmotorer och P2 som går med gas, införs en ny gaskombianläggning i systemet. Avfall tillsammans med biobränsle och gas står för stora delar av energin. HVC kommer inte in i systemet. Den konverterade oljepannan P2 på KV1 och kolpannan P1 används bara som topplastanläggningar. Mängden kol minskar från 196 GWh till 11 GWh. Även P3 går mindre. Mängden gas motsvarar 934 GWh/år. Gasen används för el och värmeproduktion i KV1 (P2, 6 GWh/år jfr med 70 GWh/år i fall 1), Tornby (dieselmotorer 7 GWh/år jfr med 0,4 GWh/år i fall 1), Gärstad (gasturbin, 287 GWh/år jfr med 5 GWh/år i fall 1) och gaskombi (263 GWh/år). Återkylning går med 33 GWh/år. Elproduktionen ökar från 268 GWh/år till 722 GWh/år. Om alla åtgärder införs blir systemkostnaden ca -113 Mkr/år. Vinsten blir då ca 45 Mkr/år.

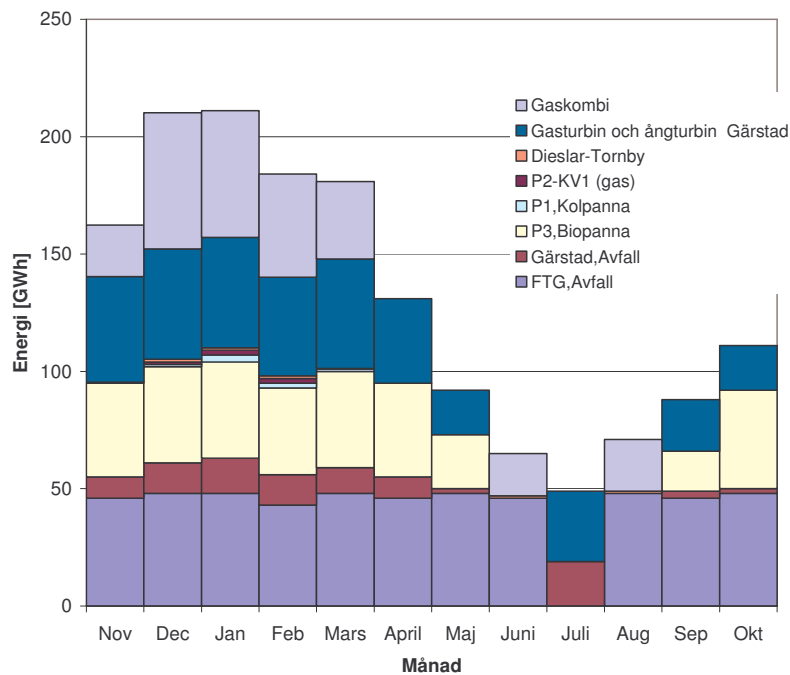


Diagram 2.6.4 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 5, Linköping

Känslighetsanalys

Känslighetsanalys görs för fall 5 med avseende på faktorerna: elpris, gaspris, CO₂-skatt, utsläppsrätt, el-certifikat och värmelast. Alla värden på energi här gäller producerad värme och jämförelser görs med fall 5 om inget annat anges.

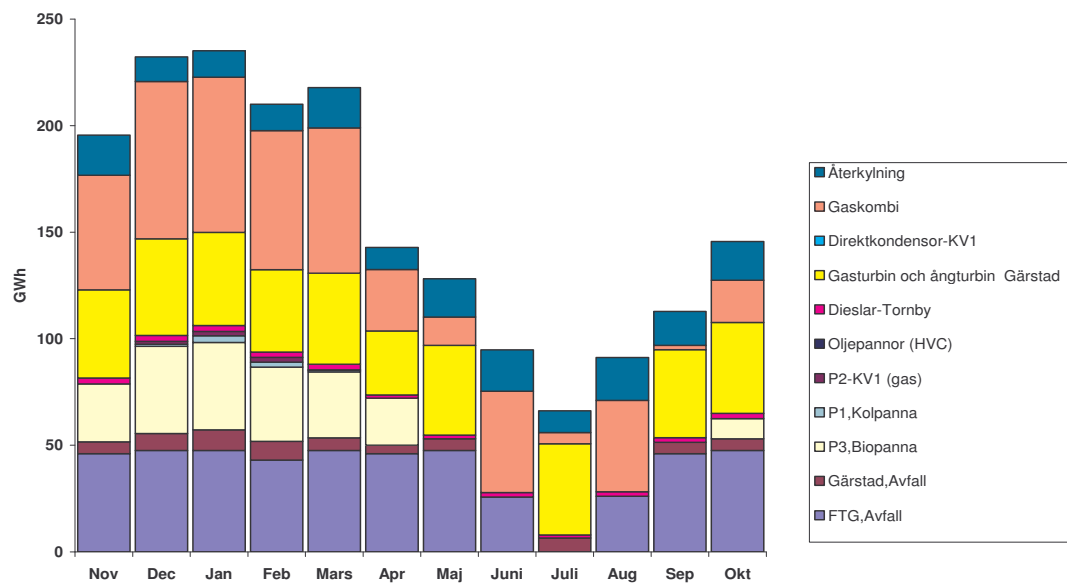
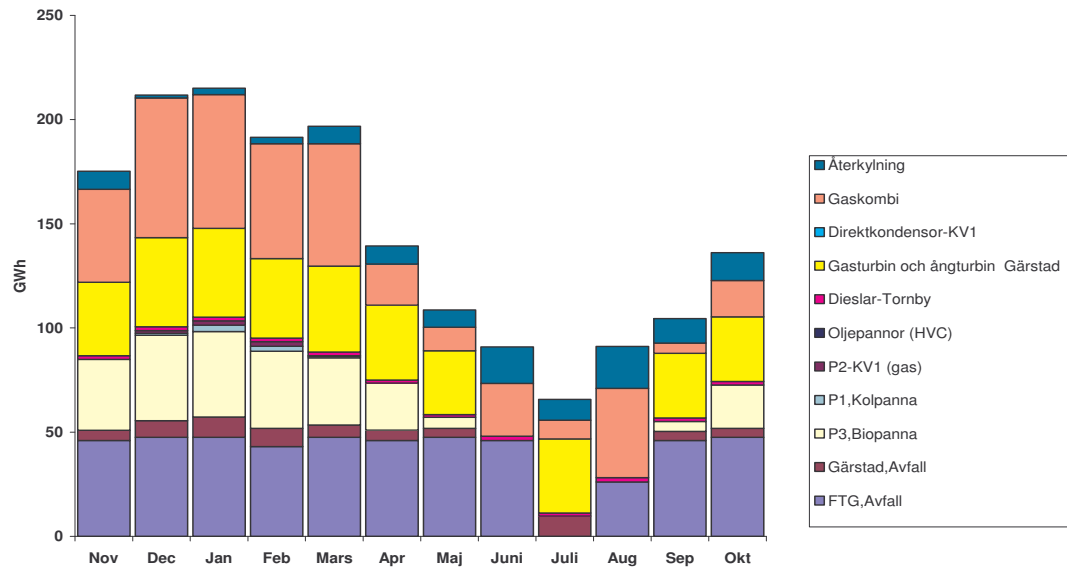
Elpris, fall 5

Elpriset ökar med 10%, 20% och 37% av utgångspriset, med grundpriset på gas (105 kr/MWh) kommer vinsten att bli: 67,14 Mkr/år, 94,63 Mkr/år och 146,64 Mkr/år jmf med fall 1. Energisystemets struktur blir som fall 5, Dieselmotorerna ökar sin produktion och P3:s produktion minskar. Det blir ännu mer lönsamt att ha gaskombi och Gärstad gasturbin kvar i systemet eftersom de kommer att producera ännu mer el. Återkylningen ökar med ökad elprisökning. Se diagram 2.6.5, 2.6.6 och 2.6.7.

Elproduktionen vid 10% elprisökning blir 955 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 229 GWh/år, Gaskombi 504 GWh/år och dieselmotorerna 27,6 GWh/år. 1449 GWh/år gas används.

Elproduktionen vid 20% elprisökning blir 1090 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 279 GWh/år, Gaskombi 592 GWh/år och dieselmotorerna 36,4 GWh/år. 1746 GWh/år gas används.

Elproduktionen vid 37% elprisökning blir 1194 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 314 GWh/år, Gaskombi 679 GWh/år och dieselmotorerna 38,9 GWh/år. 2004 GWh/år gas används.



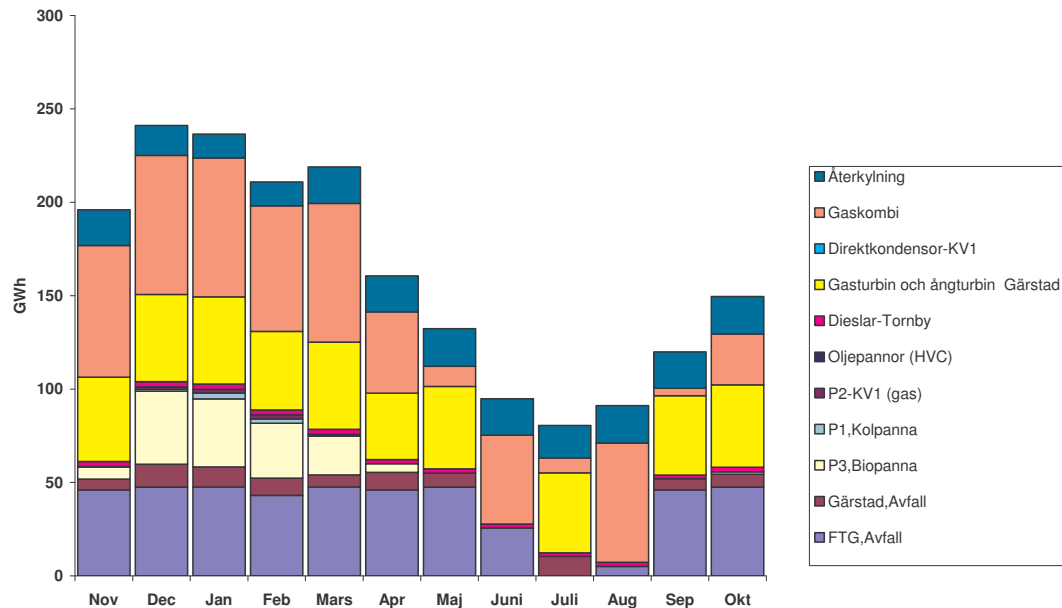


Diagram 2.6.7 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Gaspris, fall 5

- a- Vid grundpris på gas 135 kr/MWh med dagens elpris, producerar gaskombi 142 GWh/år, Gärsd gasturbin 179 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. Totalt används 509 GWh gas/år. Dieselmotorer går som fall 1 och producerar endast 0,5 GWh/år. (Se diagram 2.6.8)

Elproduktionen blir 522 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 107 GWh/år, Gaskombi 171 GWh/år och dieselmotorerna 0,6 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -90 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca 21 Mkr/år.

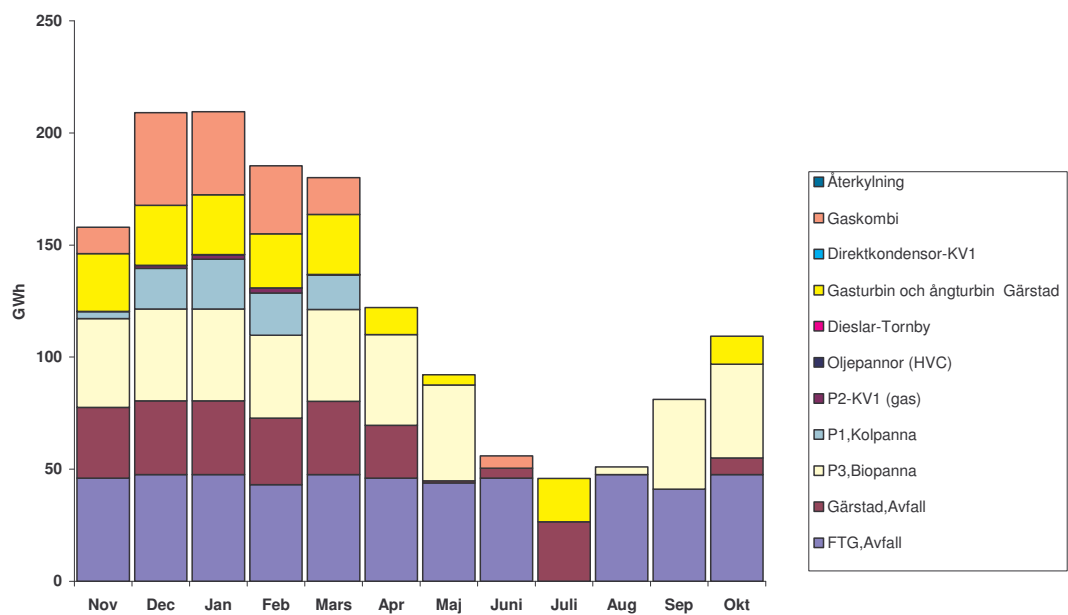


Diagram 2.6.8 Värmeproduktion vid gaspris 135 kr/MWh, fall 5, Linköping

Med 10% elprisökning producerar gaskombi 216 GWh/år, Gärstad gasturbin 245 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 20 GWh återkyls. Totalt används 761 GWh gas/år. (Se diagram 2.6.9). Systemkostnaden blir ca -106 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca 38 Mkr/år.

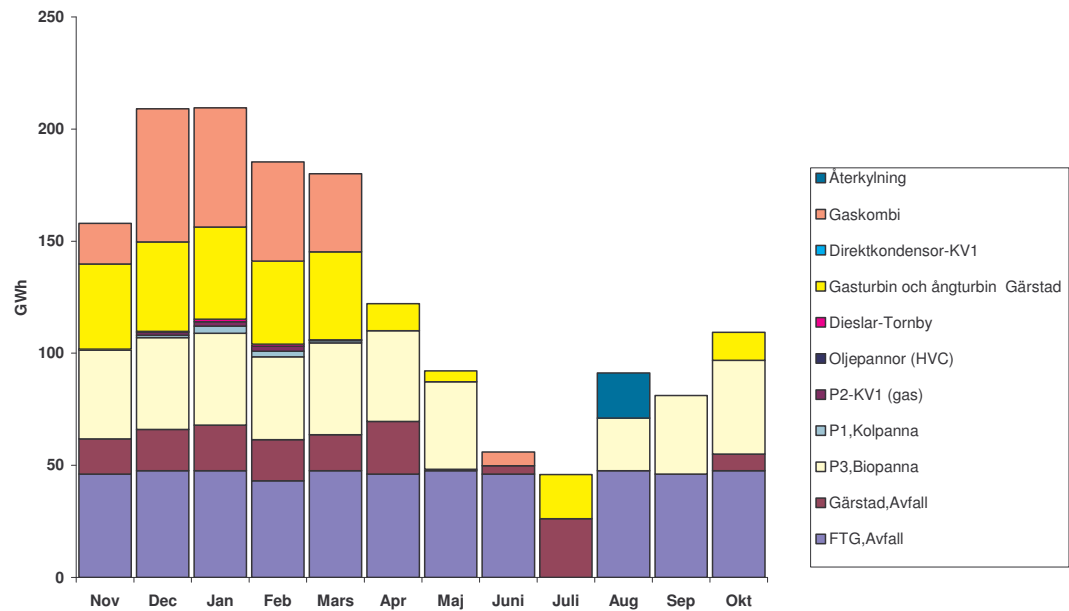


Diagram 2.6.9 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping

Elproduktionen vid 10% elprisökning blir 639 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 150 GWh/år, gaskombi 259 GWh/år och dieselmotorerna 3,4 GWh/år. 761 GWh/år gas används.

Med 20% elprisökning producerar gaskombi 249 GWh/år, Gärstad gasturbin 286 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 45 GWh återkyls. Totalt används 884 GWh gas/år. Elproduktionen vid 20% elprisökning blir 704 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 176 GWh/år, gaskombi 298 GWh/år och dieselmotorerna 4,8 GWh/år. (Se diagram 2.6.10)

Systemkostnaden blir ca -124 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca 56 Mkr/år. Se diagram 2.6.10

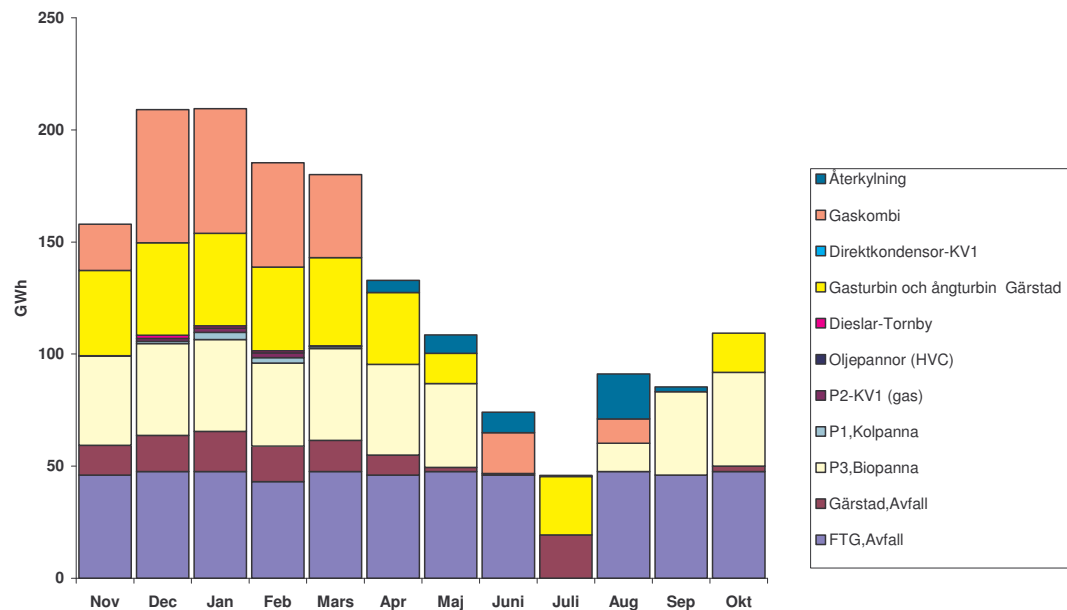


Diagram 2.6.10 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping

Med 37% elprisökning producerar gaskombi 430 GWh/år, Gärstad gasturbin 367 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 6 GWh/år (varav 2,6 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 127 GWh återkyls. Totalt används 1422 GWh gas/år. (Se diagram 2.6.11)

Elproduktionen vid 37% elprisökning blir 952 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 231 GWh/år, gaskombi 515 GWh/år och dieselmotorerna 8 GWh/år. (Se diagram 2.6.11)

Systemkostnaden blir ca -162 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca 93 Mkr/år.

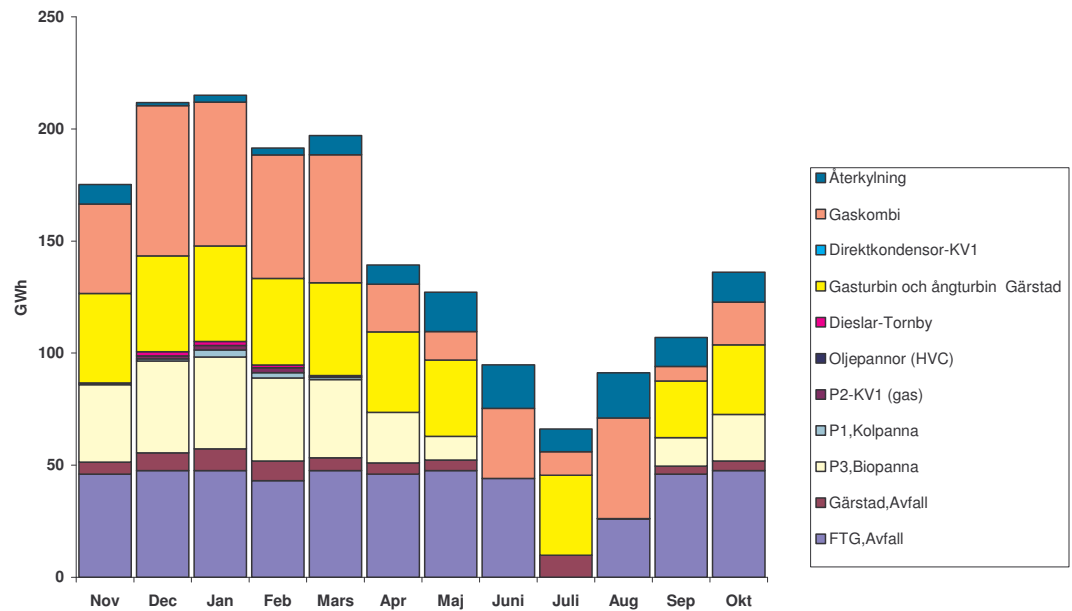


Diagram 2.6.11 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping

- b- Vid grundpris på gas 170 kr/MWh med dagens elpris, producerar gaskombi 85 GWh/år, Gärstad gasturbin 5 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. Dieselmotorer på Tornby producerar endast 0,3 GWh/år. Totalt används 225 GWh gas/år. (Se diagram 2.6.12)

Elproduktionen blir 366 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 0,5 GWh/år, gaskombi 103 GWh/år och dieselmotorerna 8 GWh/år.

Systemkostnaden blir ca -79 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -10 Mkr/år.

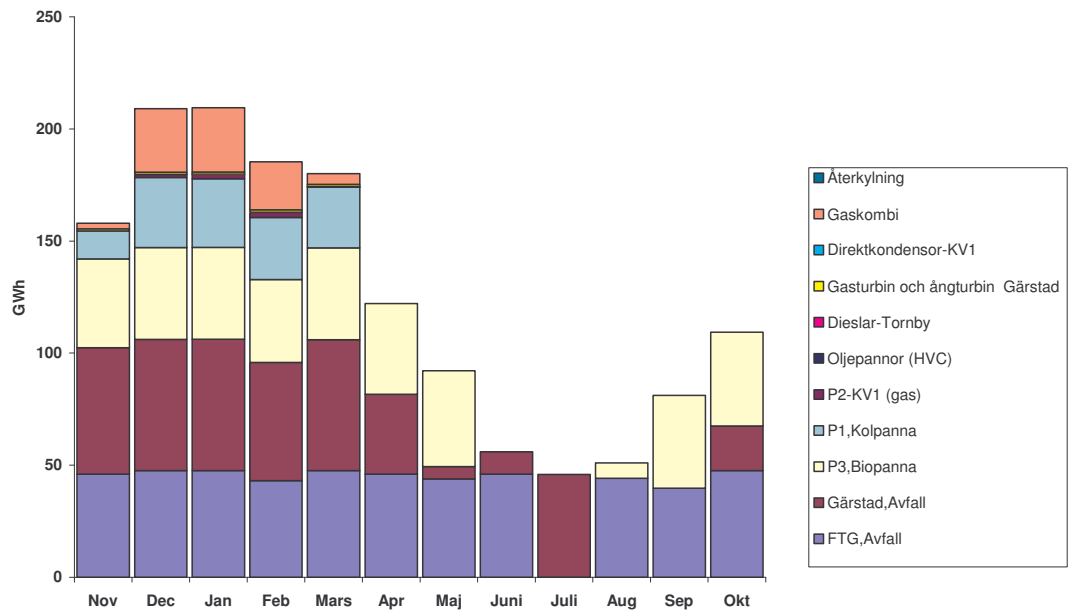


Diagram 2.6.12 Värmeproduktion vid 170 kr/MWh gaspris, fall 5, Linköping.

Med 10% elprisökning producerar gaskombi 85 GWh/år, Gärsd gasturbin 121 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. Dieselmotorer på Tornby producerar endast 0,4 GWh/år. 20 GWh återkyls. Totalt används 321 GWh gas/år, (se diagram 2.6.13). Elproduktionen blir 438 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 72 GWh/år, gaskombi 102 GWh/år och dieselmotorerna 0,5 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -89 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -21 Mkr/år.

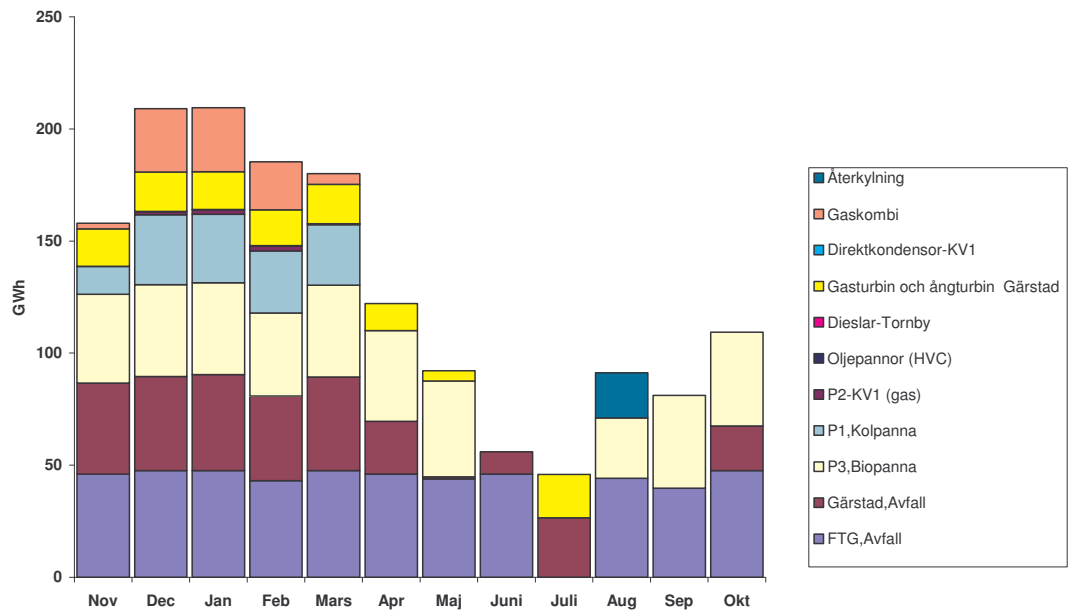


Diagram 2.6.13 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping

Med 20% elprisökning producerar gaskombi 91 GWh/år, Gärsd gasturbin 179 GWh/år, den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. Dieselmotorer på Tornby producerar endast 0,4 GWh/år. 21 GWh återkyls. Totalt används 384 GWh gas/år, (se diagram 2.6.14). Elproduktionen blir 479 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 107 GWh/år, gaskombi 109 GWh/år och dieslmotorerna 0,6 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -102 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -33 Mkr/år.

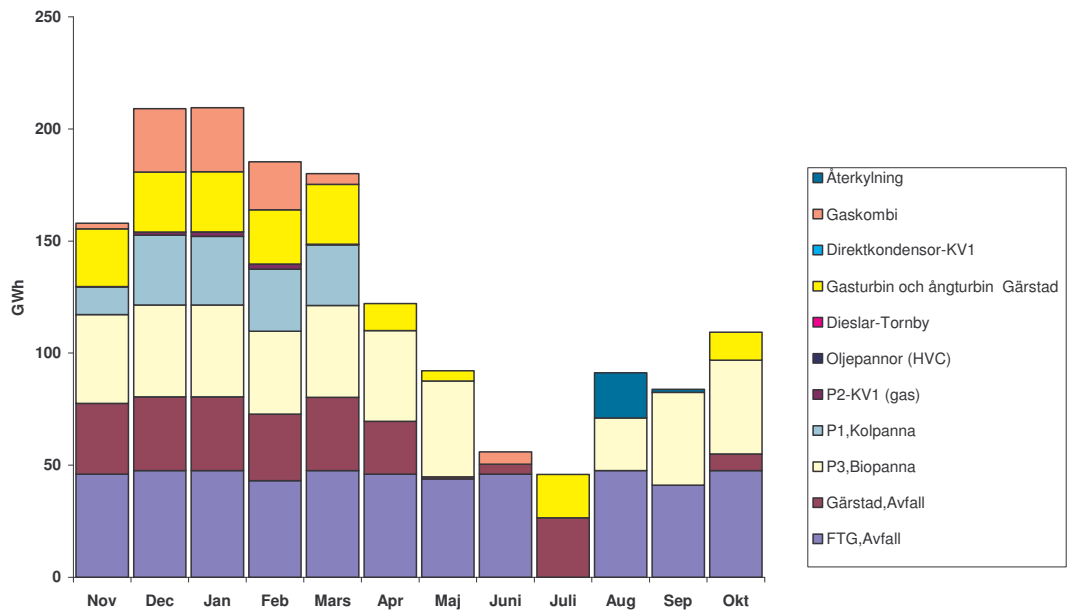


Diagram 2.6.14 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping

Med 37% elprisökning producerar gaskombi 152 GWh/år, Gärsd gasturbin 263 GWh/år, och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. Dieselmotorer på Tornby producerar endast 0,4 GWh/år. 28 GWh återkyls. Totalt används 614 GWh gas/år, (se diagram 2.6.15). Elproduktionen blir 592 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 160 GWh/år, gaskombi 183 GWh/år och dieselmotorerna 0,6 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -127 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -58 Mkr/år.

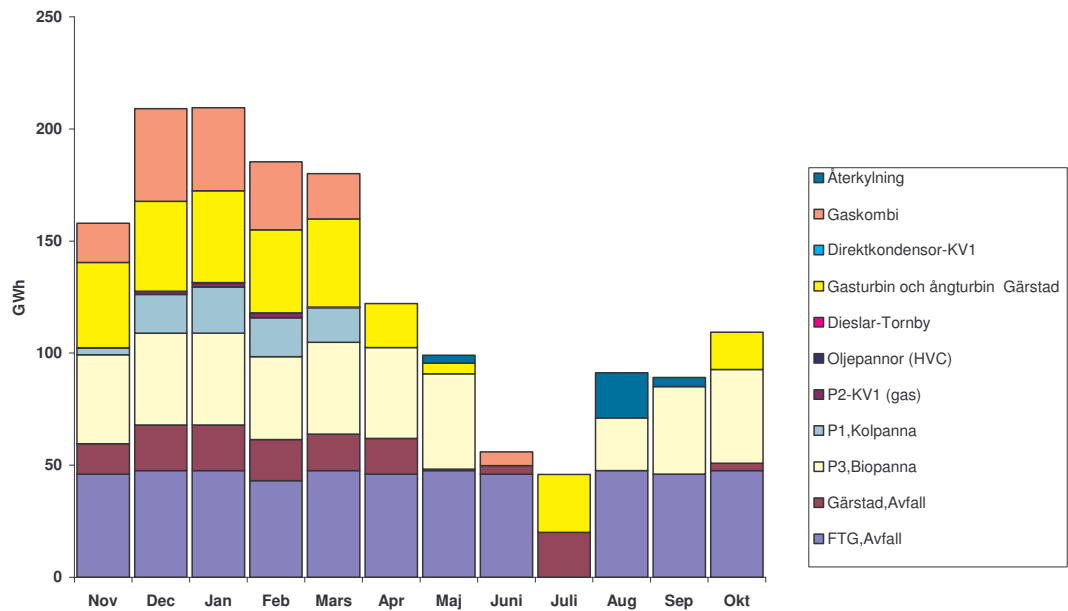


Diagram 2.6.15 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping

Sammanfattning, systemkostnad och lönsamhet, fall 5

Diagram 2.6.16 visar systemkostnader för fall 5 vid olika gas- resp elpriser. Diagram 2.6.17 visar lönsamhet för fall 5 jmf med fall 1 vid olika gas- resp. elpriser.

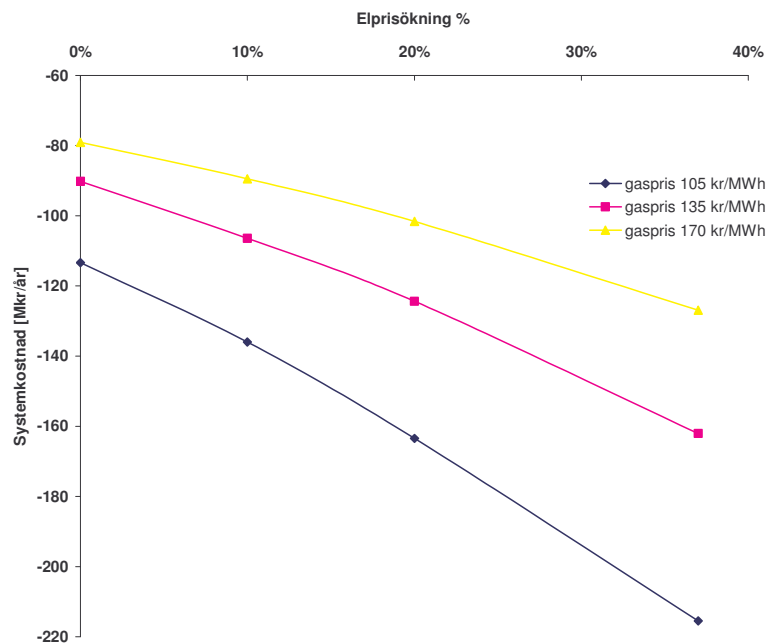


Diagram 2.6.16 Systemkostnad vid olika el- resp. gaspriser , fall 5, Linköping

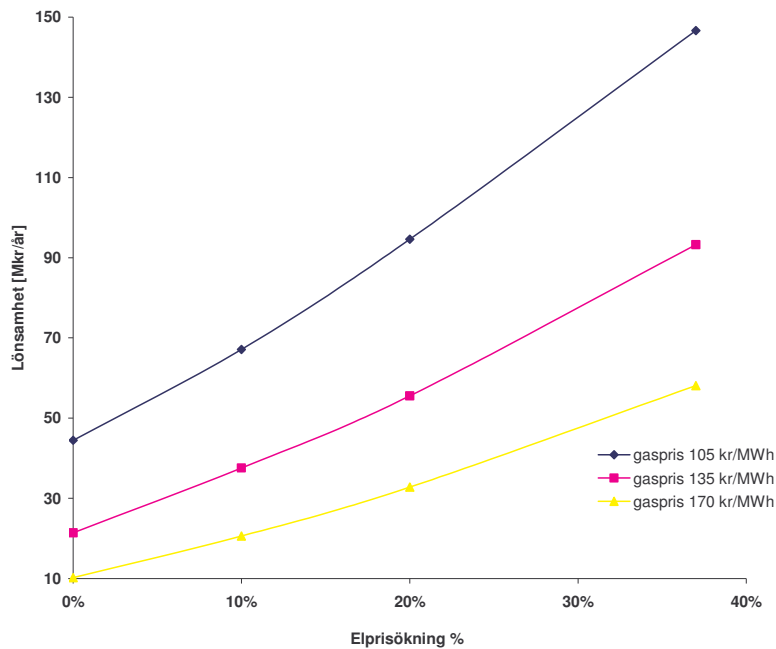


Diagram 2.6.17 Lönsamhet vid olika el- resp. gaspriser , fall 5, Linköping

CO₂-skatt, fall 5 , grundgaspris 105 kr/MWh

Vid 25% sänkning av CO₂-skatten, producerar gaskombi 302 GWh/år, Gärsstad gas och ångturbin 303 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 8 GWh/år (varav 3,4 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 48 GWh återkyls Totalt används 1045 GWh gas/år, (se diagram 2.6.18).

Elproduktionen blir 775 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsstad producerar 186 GWh/år, gaskombi 362 GWh/år och dieselmotorerna 10,5 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -118 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -49 Mkr/år.

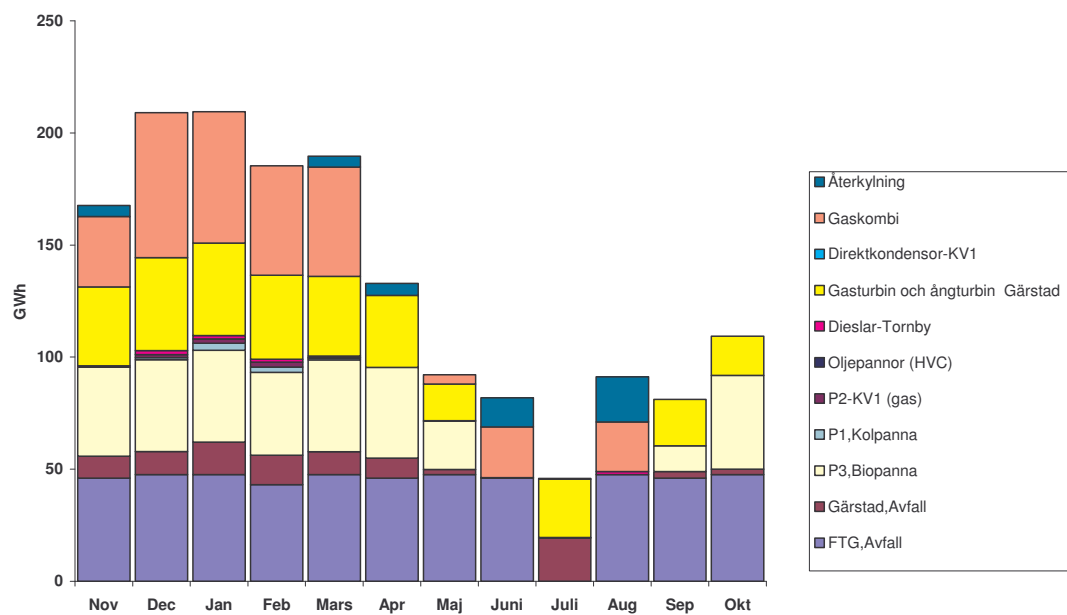


Diagram 2.6.18 Värmeproduktion vid 25% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Vid 50% sänkning av CO₂-skatten, producerar gaskombi 395 GWh/år, Gärstad gasturbin 355 GWh/år, dieselmotorer på Tornby ca 12 GWh/år (varav 5 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 101 GWh återkyls. Totalt används 1331 GWh gas/år, (se diagram 2.6.19).

Elproduktionen blir 907 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 216 GWh/år, gaskombi 474 GWh/år och dieselmotorerna 16,5 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -125 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -56 Mkr/år.

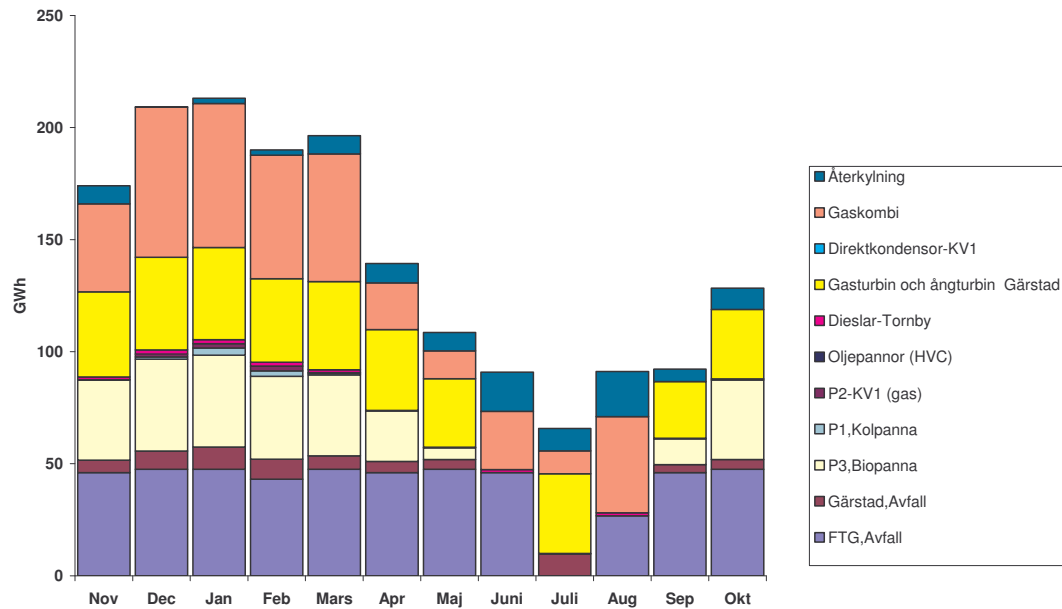


Diagram 2.6.19 Värmeproduktion vid 50% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Vid 75% sänkning av CO₂-skatt, producerar gaskombi 442 GWh/år, Gärstad gasturbin 382 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 15,7 GWh/år (varav 6,7 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 114 GWh återkyls. Totalt används 1499 GWh gas/år, (se diagram 2.6.20). Elproduktionen blir 977 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärstad producerar 239 GWh/år, gaskombi 531 GWh/år och dieselmotorerna 21 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -130 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -62 Mkr/år.

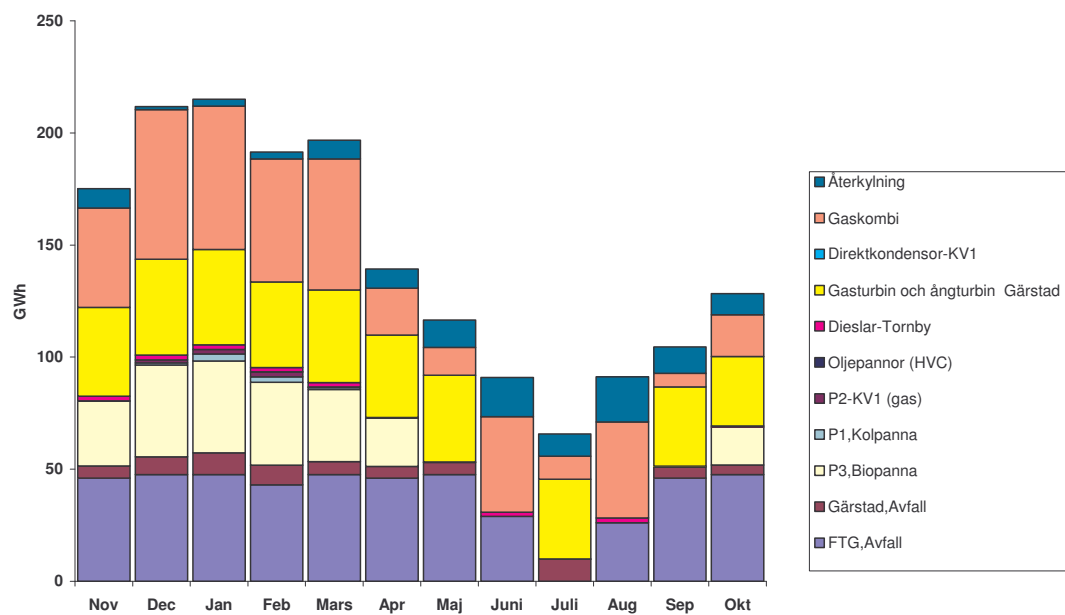


Diagram 2.6.20 Värmeproduktion vid 75% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Sammanfattning, systemkostnad, fall 5

Diagram 2.6.21 visar systemkostnad för fall 5 då CO₂-skatten sänks med 25, 50 resp 75% .

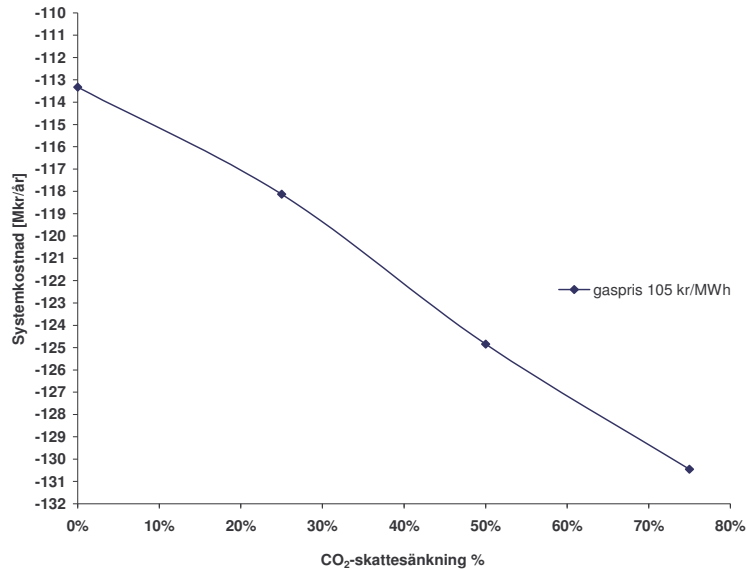


Diagram 2.6.21 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Utsläppsrätter, fall 5

Då värdet på utsläppsrätterna ändras från 100 kr/ton till 60 kr/ton , producerar gaskombi 353 GWh/år , Gärsdast gasturbin 326 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 13,6 GWh/år (varav 5,8 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 98 GWh återkyls. Totalt används 1214 GWh gas/år, (se diagram 2.6.22)

Elproduktionen blir 857 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsdast producerar 202 GWh/år, gaskombi 423 GWh/år och dieselmotorerna 18,4 GWh/år.

Systemkostnaden blir ca -121 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -52,5 Mkr/år.

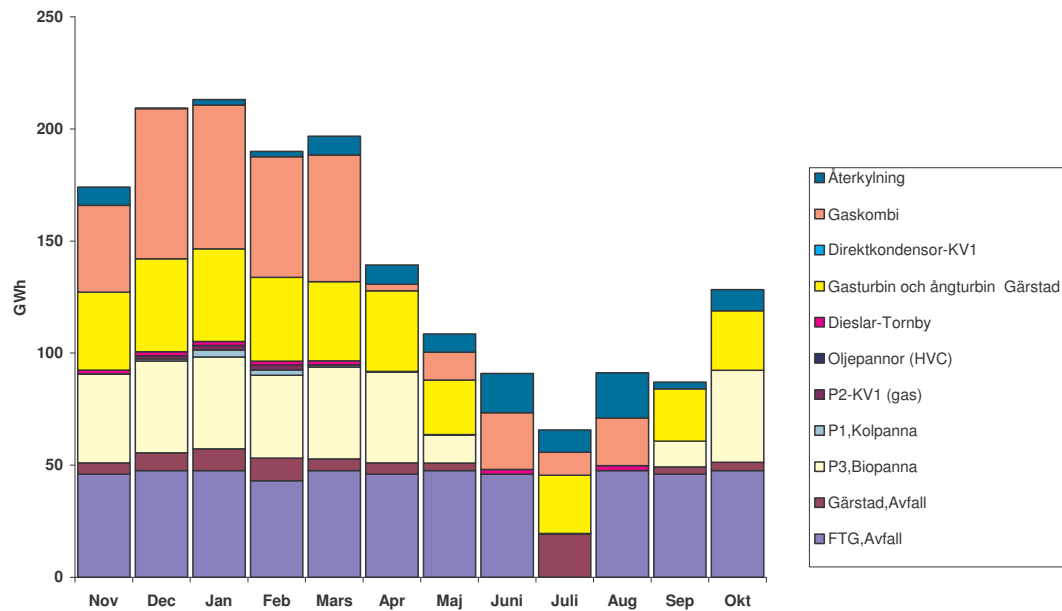


Diagram 2.6.22 Värmeproduktion vid 60 kr/ton CO₂ och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Då värdet på utsläppsrätterna ändras från 100 kr/ton till 140 kr/ton, producerar gaskombi 248 GWh/år, Gärsd gasturbin 273 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 3,8 GWh/år (varav 1,7 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 18 GWh återkyls. Totalt används 868 GWh gas/år, (se diagram 2.6.23)

Elproduktionen blir 690 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 165 GWh/år, gaskombi 298 GWh/år och dieselmotorerna 5,2 GWh/år.

Systemkostnaden blir ca -107 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -38 Mkr/år.

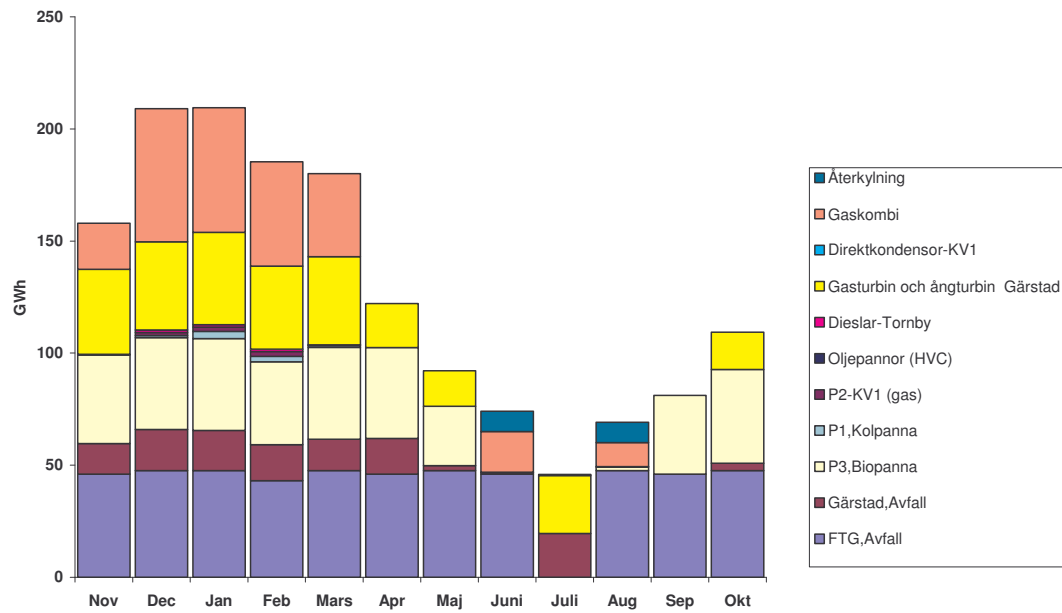


Diagram 2.6.23 Värmeproduktion vid 140 kr/ton CO₂ och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Sammanfattning, systemkostnad, fall 5

Diagram 2.6.24 visar systemkostnad för fall 5 vid olika värden på utsläppsrätter.

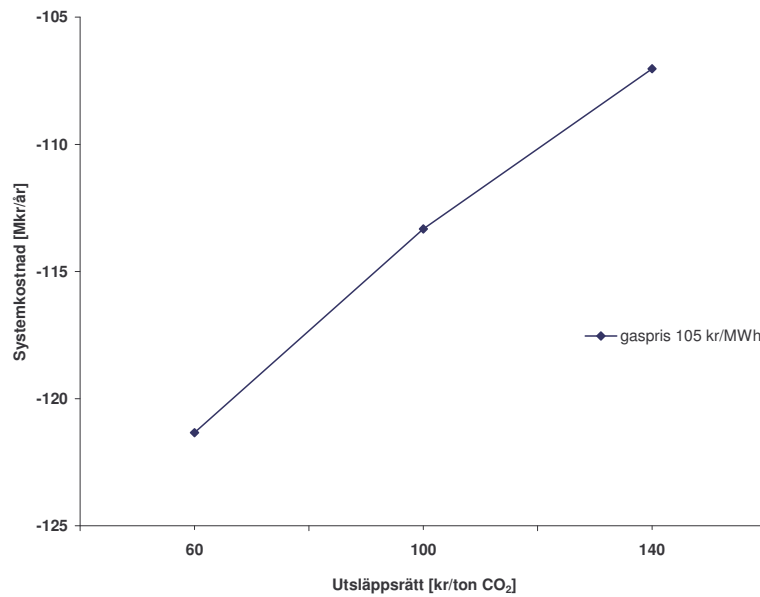


Diagram 2.6.24 Systemkostnad vid olika värden på utsläppsrätter och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Elcertifikat, fall 5

Vid värdeökning av elcertifikaten från 200 kr/MWh till 265 kr/MWh, producerar gaskombi 250 GWh/år, Gärsstad gasturbin 287 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 7,5 GWh/år (varav 3 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2 6 GWh/år som används som topplastanläggning. 54 GWh återkyls. Totalt används 903 GWh gas/år, (se diagram 2.6.25).

Elproduktionen blir 712 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsstad producerar 176 GWh/år, gaskombi 301 GWh/år och dieselmotorerna 10 GWh/år.

Systemkostnaden blir ca -118 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -49 Mkr/år.

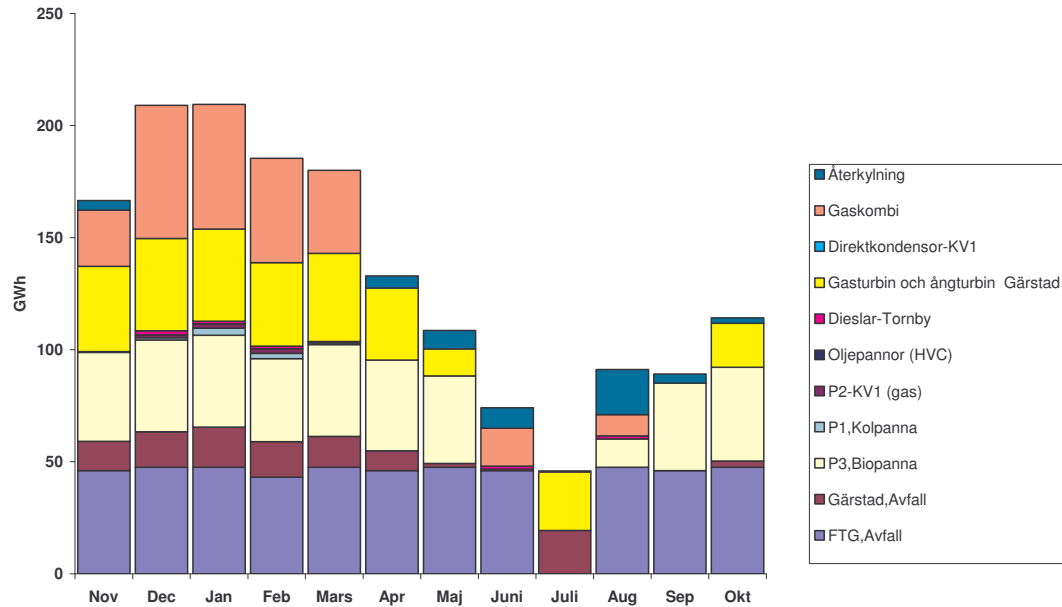


Diagram 2.6.25 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Värdeökning av elcertifikaten från 200 kr/MWh till 330 kr/MWh ger inga stora förändringar jämfört med då elcertifikatens värde är 265 kr. Mängden biobränsle ökar något. Värdeökning av elcertifikaten gör att kostnaden för att producera el med biobränsle minskar. Men detta räcker inte för att påverka produktionen på gaskombi och Gärsstads gas och ångturbin. Systemkostnaden minskar som följd av värdeökning av elcertifikaten Systemkostnaden blir ca -123 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 blir ca -54 Mkr/år.

Sammanfattning, systemkostnad, fall 5

Diagram 2.6.26 visar systemkostnad för fall 5 vid olika värden på elcertifikat .

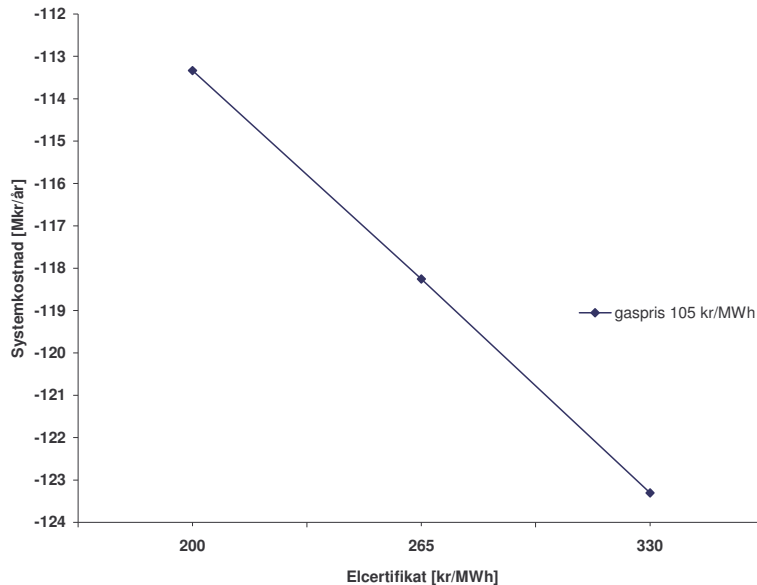


Diagram 2.6.26 Systemkostnad vid olika värden på elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Höjd värmelast, fall 5

Vid höjning av fjärrvärmelasten med 10%, 20% och 30% ökar gaskombi och Gärstads gas och ångturbin sin produktion för att tillgodose värmebehovet. Den konverterade P2 går från 6 GWh/år (fall 5, 0% lastökning) till 58 GWh/år vid 30% värmelastökning. Systemkostnaden vid 10%, 20% och 30% lastökning blir -438 Mkr/år, -459 Mkr/år och -476 Mkr/år inklusive fjärrvärmeintäkt, (se diagram 2.6.30). Vinsten blir 68, 88 och 105 Mkr/år (jfr med fall 1 inklusive fjärrvärmeintäkter).

Vid 10% ökning av last från 1640 GWh/år till 1804 GWh/år, producerar gaskombi 369 GWh/år, Gärsstad gasturbin 295 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 10,3 GWh/år (varav 4,4 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2, 10 GWh/år som används som topplastanläggning. 29 GWh återkyls. Totalt används 1227 GWh gas/år, (se diagram 2.6.27). Elproduktionen blir 872 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsstad producerar 185 GWh/år, gaskombi 443 GWh/år och dieselmotorerna 13,9 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -438 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 (-370 Mkr/år med fjv-intäkt) blir ca -68 Mkr/år.

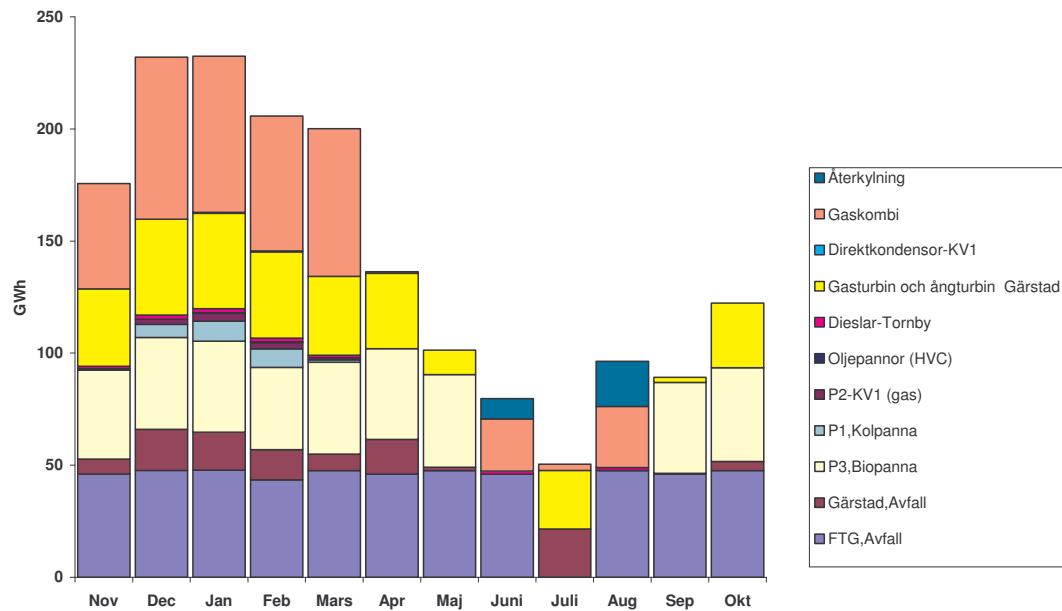


Diagram 2.6.27 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Vid 20% ökning av last från 1640 GWh/år till 1968 GWh/år, producerar gaskombi 481 GWh/år, Gärsd gasturbin 288 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 13 GWh/år (varav 5,6 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2, 26 GWh/år som används som topplastanläggning. 29 GWh återkyls. Totalt används 1552 GWh gas/år, (se diagram 2.6.28). Elproduktionen blir 1025 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 190 GWh/år, gaskombi 577 GWh/år och dieselmotorerna 17,6 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -459 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 (-370 Mkr/år med fjv-intäkt) blir ca -88 Mkr/år.

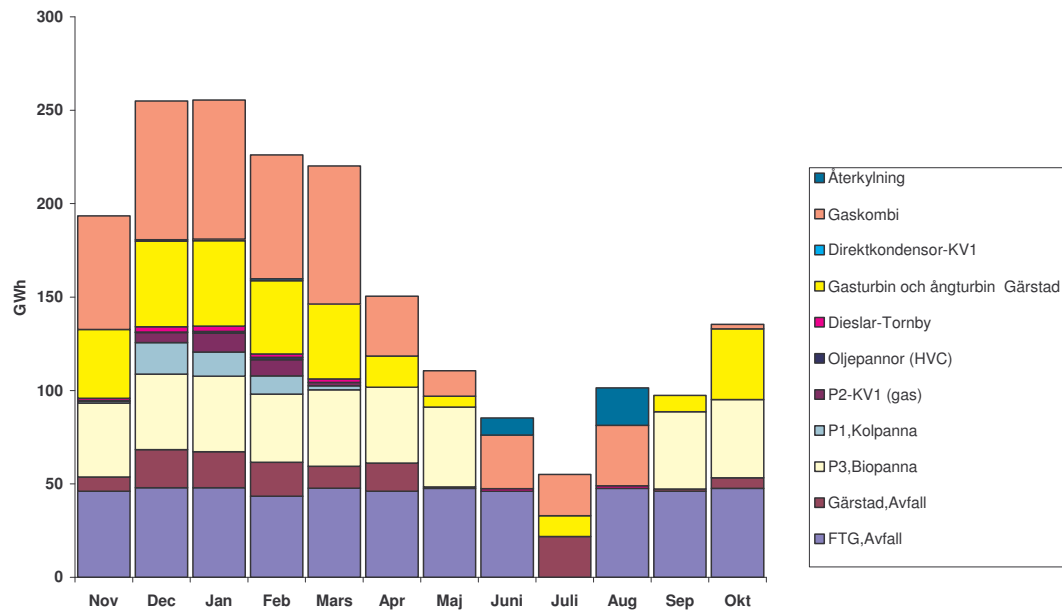


Diagram 2.6.28 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Vid 30% ökning av last från 1640 GWh/år till 2132 GWh/år, producerar gaskombi 562 GWh/år, Gärsd gasturbin 303 GWh/år, dieselmotorer på Tornby 15,4 GWh/år (varav 6,6 GWh/år ånga) och den konverterade oljepannan P2, 52 GWh/år som används som topplastanläggning. 29 GWh återkyls. Totalt används 1837 GWh gas/år, (se diagram 2.6.29). Elproduktionen blir 1160 GWh/år. Gas och ångturbin i Gärsd producerar 209 GWh/år, gaskombi 647 GWh/år och dieselmotorerna 20,8 GWh/år. Systemkostnaden blir ca -476 Mkr/år. Vinsten jmf fall 1 (-370 Mkr/år med fjv-intäkt) blir ca -105 Mkr/år.

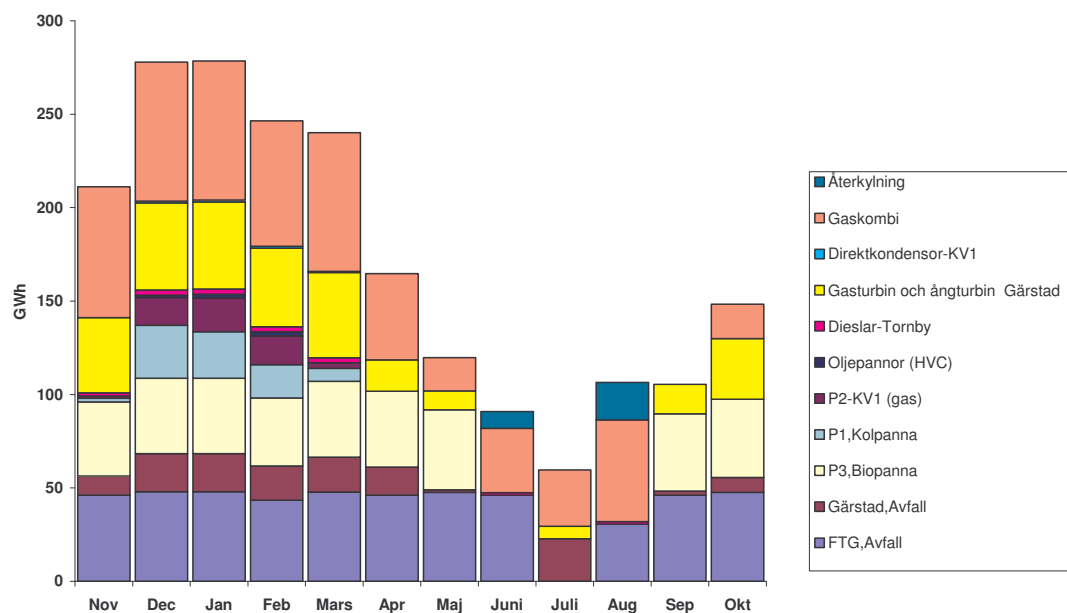


Diagram 2.6.29 Värmeproduktion vid 30% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping.

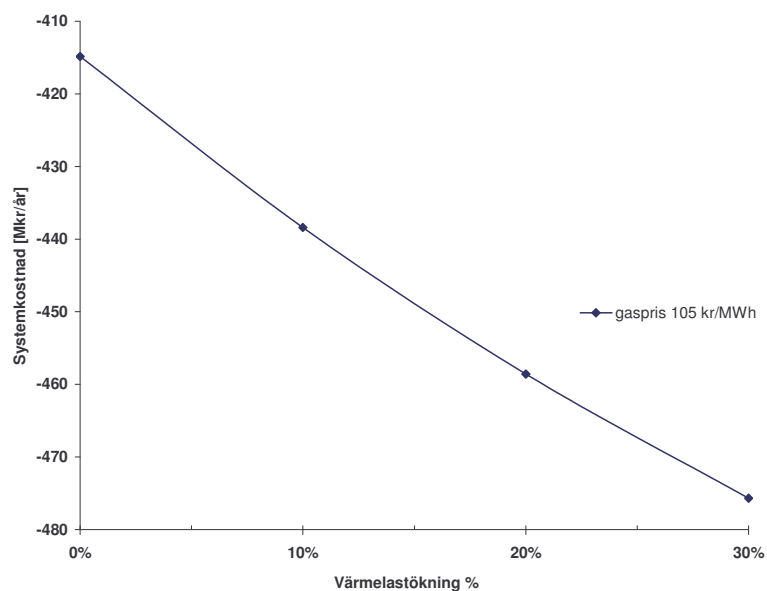


Diagram 2.6.30 Systemkostnad vid lastökning, fall 5, 105 kr/MWh gaspris, Linköping

Slutsatser:

Om cirka 7 år (år 2012) bedöms att kolpannan (P1, 51 MW) och träpannan (P3, 50 MW) på kraftvärmeverket i Linköping tagits ur drift vilket innebär att investeringar i framtiden i alla fall blir nödvändiga. Investering av ny gaskombianläggning tas därför inte med i optimeringarna då detta påverkar dimensioneringen av den nya anläggningen. På detta sätt stämmer resultatet av optimeringarna bättre överens med verkligheten. Grundpriset på gas utan skatter med transportkostnaden antas vara 105 kr/MWh. Med dagens (Nordpool-år 2004) elpris och ett sammanvägt gaspris på 140 kr/MWh (gaskombi), blir vinsten i att införa alla åtgärder enligt fall 5 ca 45 Mkr/år jmf med fall 1.

Resultaten av känslighetsanalysen för fall 5 visar att investering i en ny gaskombianläggning är lönsam i alla studerade fall. Även i det värsta fallet då elpriset inte ökar medan gaspriset ökar kraftigt till 170 kr/MWh, kommer gaskombi in i systemet. Konvertering av Gärsnäs gasturbin är lönsam i samtliga fall utom i extremfallet då gaspriset ökar till 170 kr/MWh medan elpriset är konstant.

Konvertering av P2 till gas påverkar i mycket liten grad energisystemets struktur och systemkostnad så länge gaskombi och Gärsnäs gasturbin som finns i modellen, går med gas. Bara då lasten ökar med 30% kommer P2:s produktion att nå sitt högsta värde, 52 GWh/år (jfr med fall 5, 6GWh/år). Konvertering av P2 är därför inte nödvändig om man planerar att konvertera gasturbinen i Gärsnäs och investera i en ny gaskombi. Observera att i denna studie ingår både P1 och P3 i systemet. Om P1 Och P3 kopplas ur systemet och en ny gaskombi med 100 MW värme införs, kommer förutom gaskombi och Gärsnäs gasturbin även P2:s konvertering till gas att vara lönsam.

Dieselmotorerna i Tornby minskar sin produktion vid ökat gaspris och en ökning av elpriset påverkar inte produktionen speciellt. Minskning av CO₂-skatter och värdeminskning av utsläppsrätter gör att Tornbys produktion ökar. Även gaskombi och gasturbinen på Gärsnäs ökar produktionen.

Gaskombianläggning och Gärsnäs gasturbin minskar sin produktion vid värdeökning av elcertifikat från 200 kr/MW till 265 kr/MW. Dieselmotorer på Tornby och den konverterade P2:s produktion ändras inte. Vid ytterligare värdeökning till 330 kr/MWh, ändrar verken gaskombi, gasturbinen på Gärsnäs, dieselmotorerna på Tornby eller P2 sin produktion.

Vid höjning av fjärrvärmelasten med 10%, 20% och 30% ökar gaskombi och Gärsnäs gas och ångturbin, den konverterade P2 sin produktion för att tillgodose värmebehovet.

2.7 Resultat och slutsatser Norrköping

Nedan redovisas resultaten av de mest intressanta optimeringsfallen i form av tabeller och diagram. Kommentarer kommer att göras i slutet av de redovisade resultaten för Norrköping. Tabell 2.7.1 och 2.7.2 visar sammanfattning av bränsle, el och värmeproduktion samt systemkostnad för de olika optimeringsfallen. Minustecken framför systemkostnad betyder att det är intäkt, annars är det kostnad.

	Sammanfattning Bränsleanvändning [GWh/år]		
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>
Avfall	711	711	711
Bio	849 656(P3) 193(P1)	442 (P3)	317
Kol	28	0	0
EO5	0	0	0
Gas	0	585	949 267(BKAB) 682(GK)

Tabell 2.7.1 Bränsleanvändning, Norrköping

	Sammanfattning Produktion [GWh/år] och emissioner [ton/år]		
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>
Värmeproduktion	1 053,3	1 053,3	1 053,3
Elproduktion	323	404 197(BKAB)	596 335(GK) 90(BKAB)
Nettoutsläpp av CO ₂	-209661	-173609	-272607
Systemkostnad(Mkr/år)	19,98	15,94	-3,02

Tabell 2.7.2 El och värmeproduktion samt systemkostnad, Norrköping

Fall 1

Fjärrvärmeproduktionen i Norrköping sker enligt diagram 2.7.1. Diagram 2.7.1 visar att avfallspannan, panna 14, används som baslastpanna hela året. Avfallspannan producerar mottrycksel och mottrycksvärme. En del av värmen från avfallspannan går även till direktkondensorn, eftersom avfallet är skattebefriat och därmed är billig. Därefter nyttjas den biobränslebaserade panna 13 under alla månader utom sommarmånaderna på grund av låg värmelast. Panna 11 (biopanna) används endast under vintermånaderna och. P13 använder både billigare bränsle och har dessutom en högre verkningsgrad än P11. P12 (kolpanna) fungerar som topplastanläggning. Eftersom både panna P11 och P13 är kopplade till RGK, kommer en del av värmen från RGK och detta, under de perioder som P11 Och P13 går, dvs. alla månader utom sommarmånaderna. Systemkostnaden blir ca 20 Mkr/år (eller -401 Mkr/år med fjv-intäkt).

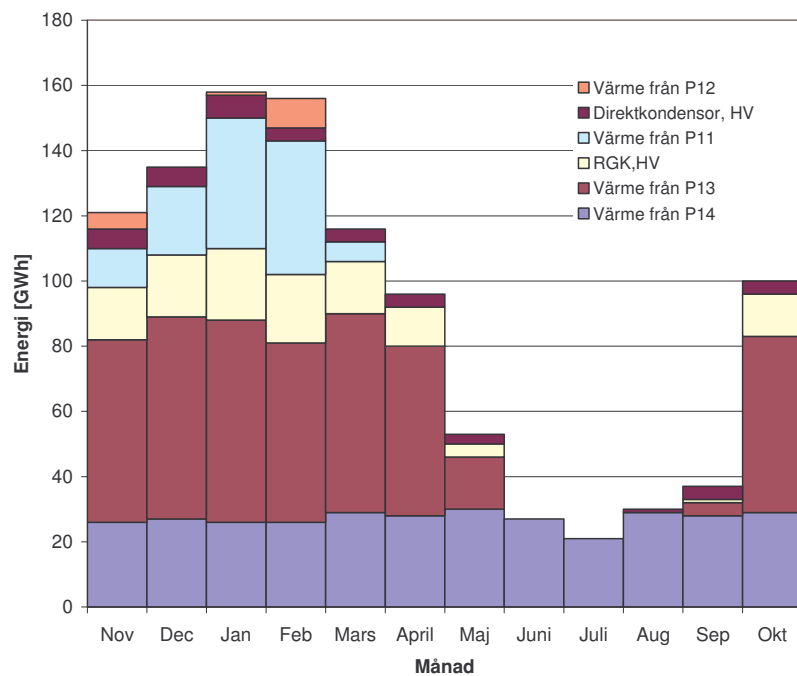


Diagram 2.7.1 Värmeproduktion, fall 1, Norrköping

Fall 2

Fjärrvärmeproduktionen i fall 2 sker enligt diagram 2.7.2. Vid konvertering av BKAB-oljepanna till gas är det kolpanna P12 och biopanna P11 som går ut och avfallspanna P14 och biopanna P13 utgör tillsammans med den konverterade oljepannan på BKAB basen i systemet. Priset för att producera el och mottrycksvärme med gas är billigare än motsvarande pris på bio (P11) men lite dyrare än biopriset på panna 13. Dessutom har BKAB en högre alfavärde än båda biopannorna. P11 har en lägre verkningsgrad än både oljepannan på BKAB och P13. RGK som är kopplat till båda biopannorna ger också gratis värme. Detta tillsammans med variationer i elpriset gör att P11 går ur systemet och P13 finns kvar, men utnyttjas mindre jämfört med fall 1. Systemkostnaden blir ca 16 Mkr/år

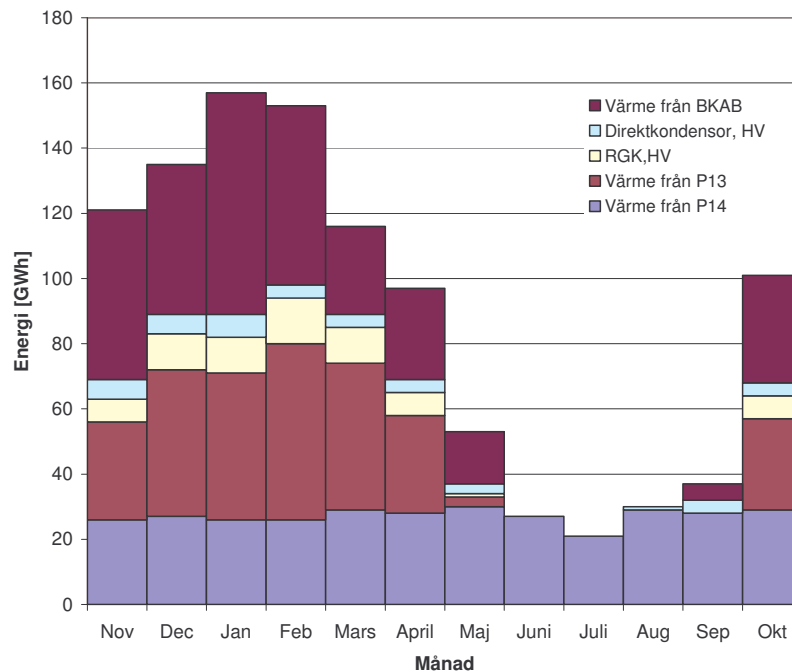


Diagram 2.7.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 2, Norrköping

Fall 3

Fjärrvärmeproduktionen i fall 3 sker enligt diagram 2.7.3. Kolpanna P12 och biopanna P11 går ut och avfallspanna P14, gaskombi och P13 utgör tillsammans med den konverterade oljepannan på BKAB basen i systemet. Gaskombi har ett högt alfavärde och priset för att producera el och mottrycksvärme blir lägre än både motsvarande produktion på BKAB och P13, men den har en förutbestämd värmeeffekt vilket gör att BKAB också kommer in i systemet. Detta tillsammans med variation i elpriset gör att BKAB och P13 finns kvar men utnyttjas mindre jämfört med fall 1 och 2. Elproduktionen blir 596 GWh/år. BKAB producerar 90 GWh/år el resp 150 GWh/år värme. Gaskombi producerar 335 GWh/år el resp 279 GWh/år värme. 949 GWh/år gas används. Systemkostnaden blir ca -3 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 23 Mkr/år.

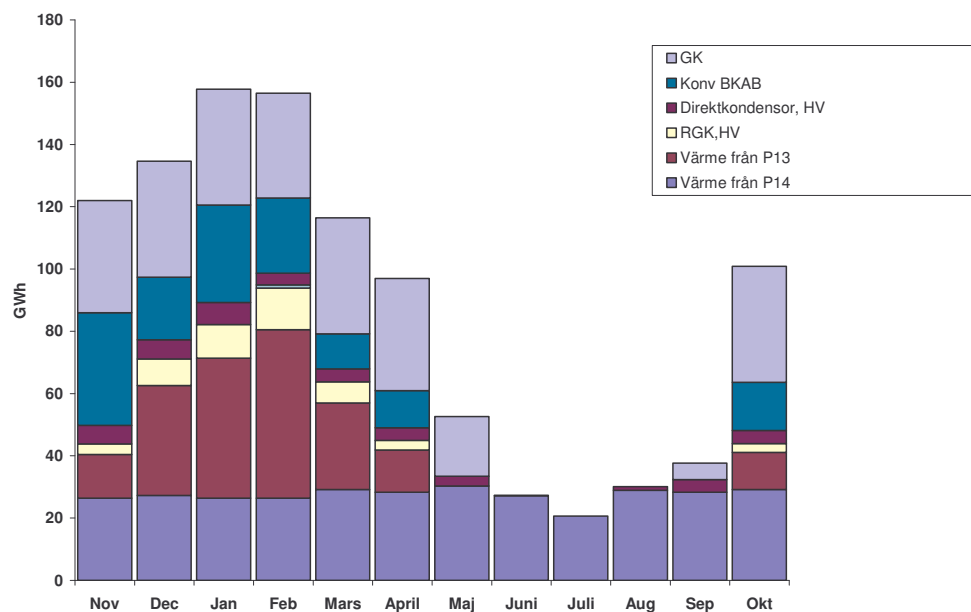


Diagram 2.7.3 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 3, Norrköping

Känslighetsanalys

Känslighetsanalys görs för fall 3. Alla värden på energi här är producerad värme om inget annat anges. Jämförelser görs med fall 3 om inget annat anges.

Elpris, fall 3

Om priset på el ökar (från dagens nivå) med 10%, 20% och 37% (ca 390 kr/MWh), med grundpriset på gas (105 kr/MWh) kommer vinsten att bli: 39 Mkr/år, 56 Mkr/år och 86 Mkr/år jmf med fall 1. Energisystemets struktur blir som fall 3, fast det blir ännu mer lönsamt att ha gaskombianläggningen och BKAB kvar i systemet eftersom de kommer att producera ännu mer el. P13 går ännu mindre, se diagram 2.7.4, 2.7.5, 2.7.6.

Elproduktionen vid 10% elprisökning blir 622 GWh/år. BKAB producerar 144 GWh/år el resp 242 GWh/år värme. Gaskombi producerar 336 GWh/år el resp 280 GWh/år värme. 1113 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.4). Systemkostnaden blir

ca -19 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 39 Mkr/år. Vid 10% elprisökning ändras inte gaskombins produktion däremot ökar BKAB:s produktion.

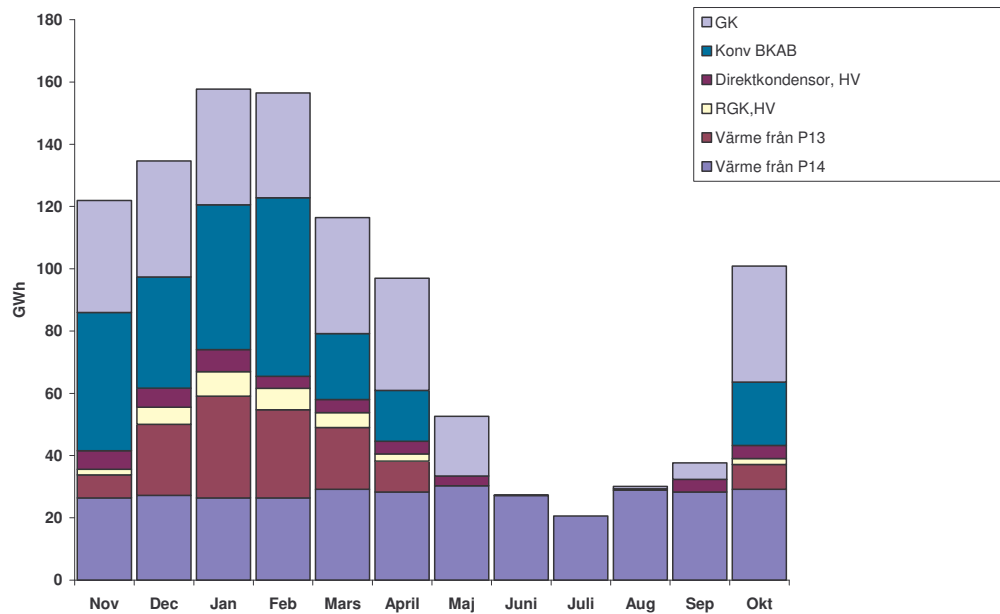


Diagram 2.7.4 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elproduktionen vid 20% elprisökning blir 666 GWh/år. BKAB producerar 232 GWh/år el resp. 388 GWh/år värme. Gaskombi producerar 340 GWh/år el resp. 283 GWh/år värme. 1382 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.5). Vid 20% elprisökning ökas däremot gaskombins produktion något så ökar BKAB:s produktion (jmf med fall 3 då elpriset ökar med 10%). Systemkostnaden blir ca -36 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 56 Mkr/år.

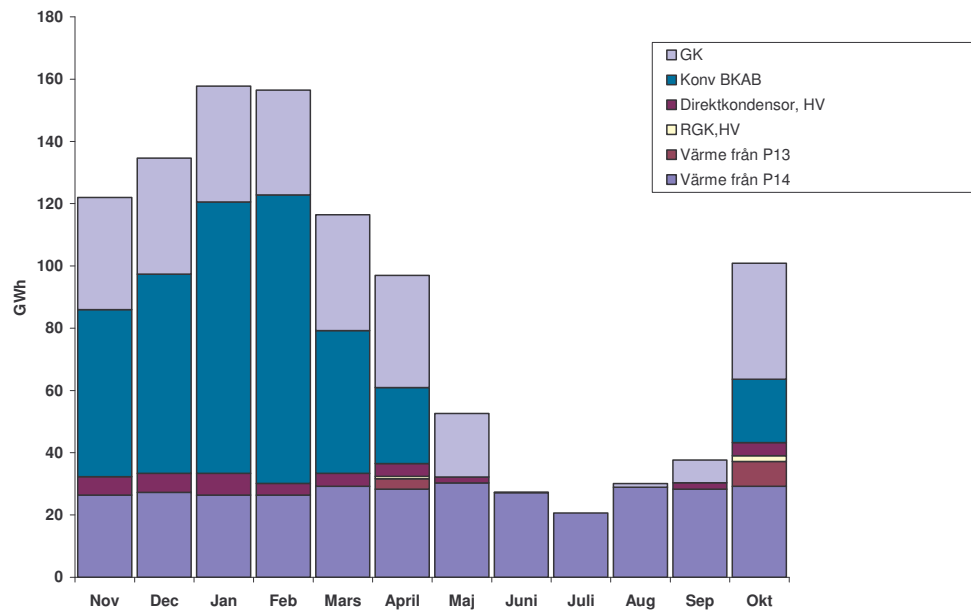


Diagram 2.7.5 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elproduktionen vid 37% elprisökning blir 676 GWh/år. BKAB producerar 240 GWh/år el resp. 402 GWh/år värme. Gaskombi producerar 343 GWh/år el resp. 286 GWh/år värme. 1412 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.6). Vid 37% elprisökning ökas gaskombins och BKAB:s produktion något. Energisystemets struktur här liknar fall 3 då elpriset ökades med 20%, således påverkar elprisökningen från 20% till 37% produktionen väldigt lite. Systemkostnaden blir ca -66 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 86 Mkr/år.

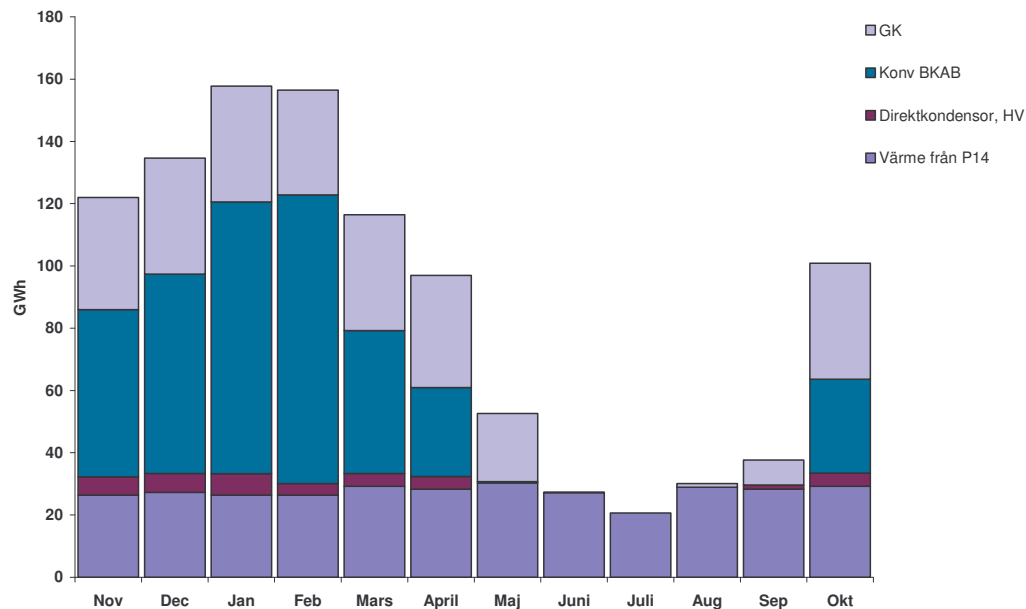


Diagram 2.7.6 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Gaspris, fall 3

- a- Vid ett grundpris på gas på 135 kr/MWh med dagens elpris, består energisystemet av alla befintliga pannor plus gaskombi, utan P12 och utan BKAB. P11 kommer in i systemet, (se diagram 2.7.7). Med dagens elpris och ett grundgaspris på 135 kr/MWh blir vinsten 4 Mkr/år jämför med fall 1. Med 10% elprisökning utgör P14 tillsammans med gaskombianläggningen basen i systemet. P11 finns med men går mindre. BKAB producerar endast 5 GWh. P12 kommer inte in i systemet, (se diagram 2.7.8). Om elpriset ökar med 20% kommer gaskombi att gå ännu mer, BKAB och P12 kommer inte in i systemet, P11 och P13 går mindre, (se diagram 2.7.9). Om elpriset ökar med 37% kommer strukturen att ändras så att BKAB kommer in med 10GWh/år. Gaskombi går ännu mer medan P11 och P13 går mindre. P12 kommer inte in i systemet, (se diagram 2.7.10)
- Vid elprisökningar på 10%, 20% och 37% blir vinsten 17 Mkr/år, 31 Mkr/år respektive 56 Mkr/år jmf med fall 1.

Elproduktionen vid dagens elpris blir 417 GWh/år. BKAB kommer inte in i systemet. Gaskombi producerar 160 GWh/år el resp. 134 GWh/år värme. 327 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.7). Systemkostnaden blir ca -15,8 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 4 Mkr/år.

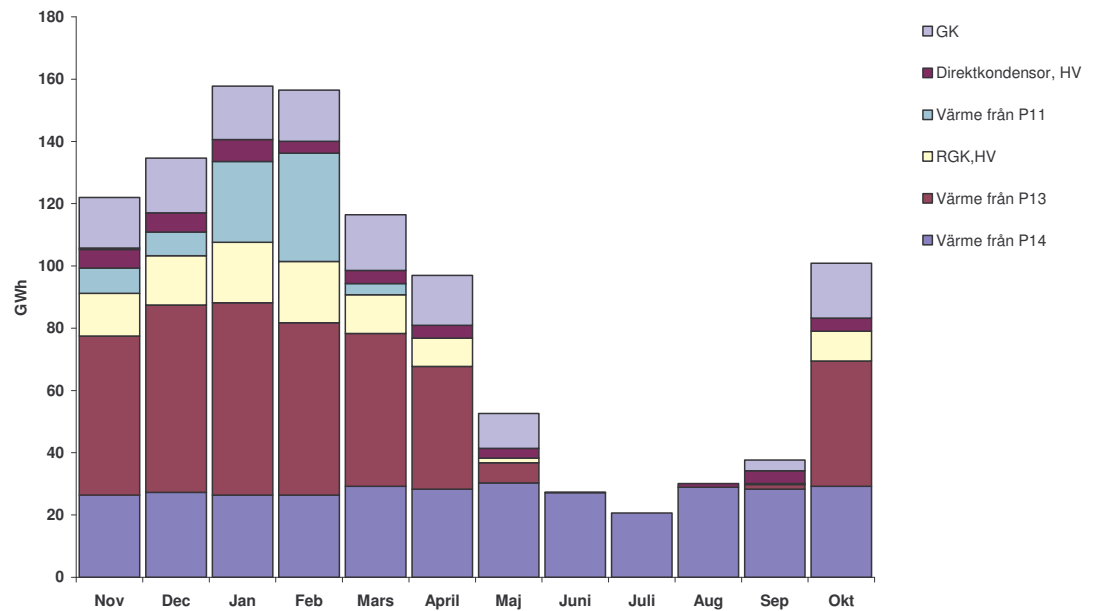


Diagram 2.7.7 Värmeproduktion vid gaspris 135 kr/MWh, fall 3, Norrköping

Elproduktionen vid 10% elprisökning blir 514 GWh/år. BKAB producerar endast 3 GWh/år el och 5 GWh/år värme. Gaskombi producerar 289 GWh/år el resp. 241 GWh/år värme. 598 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.8). Systemkostnaden blir ca 3 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 16 Mkr/år.

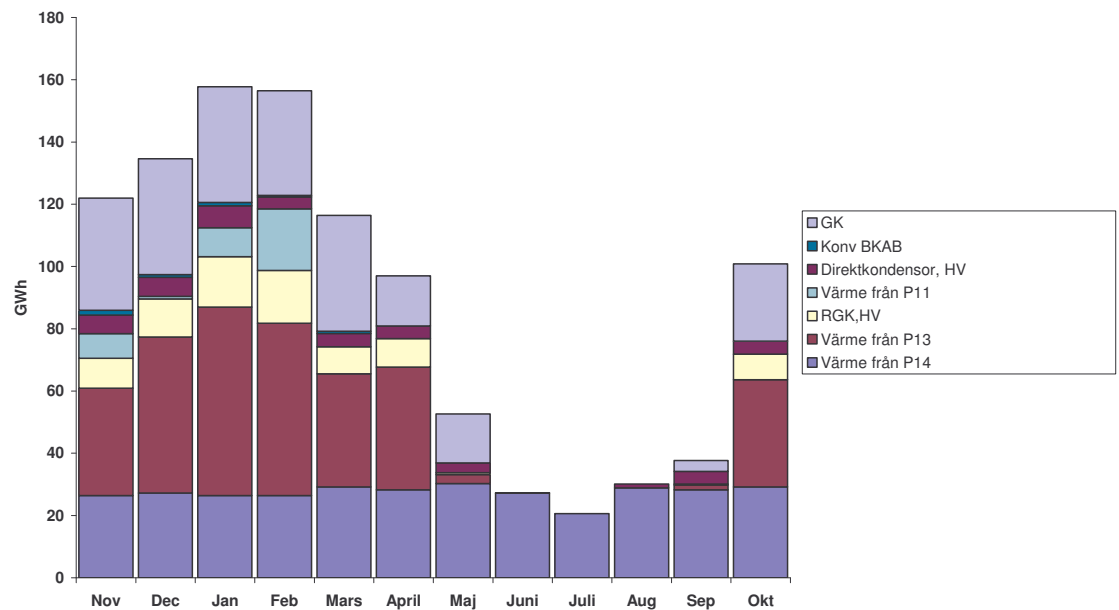


Diagram 2.7.8 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elproduktionen vid 20% elprisökning blir 527 GWh/år. BKAB producerar endast 5 GWh/år el och 9 GWh/år värme. Gaskombi producerar 305 GWh/år el resp. 254 GWh/år värme. 638 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.9). Systemkostnaden blir ca -11 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 31 Mkr/år.

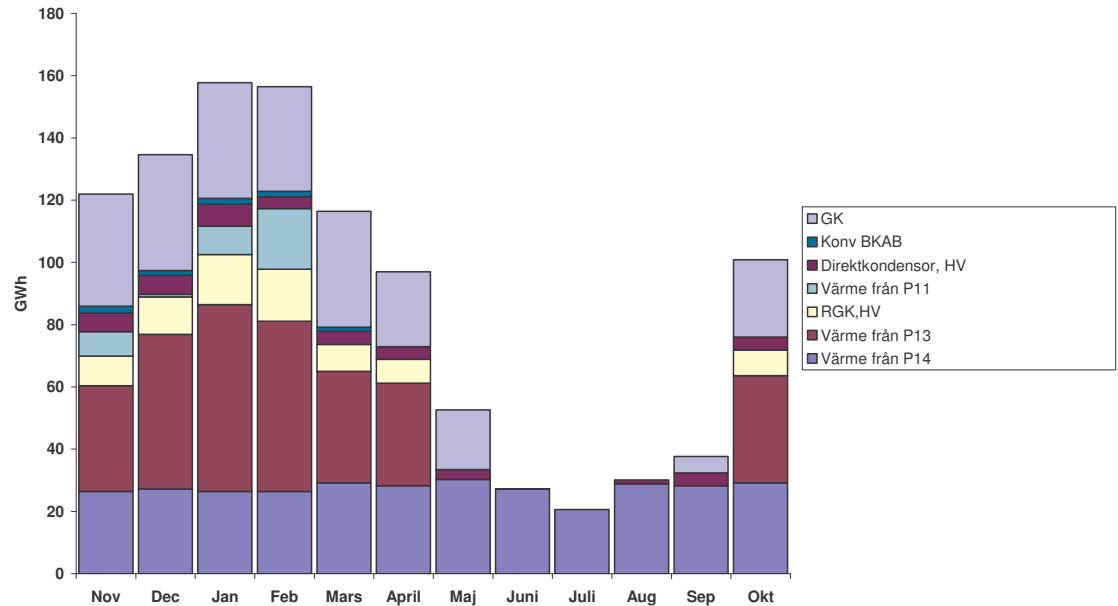


Diagram 2.7.9 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elproduktionen vid 37% elprisökning blir 555 GWh/år. BKAB producerar endast 6 GWh/år el och 10 GWh/år värme. Gaskombi producerar 336 GWh/år el resp. 280 GWh/år värme. 703 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.10). Systemkostnaden blir ca -36 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 56 Mkr/år.

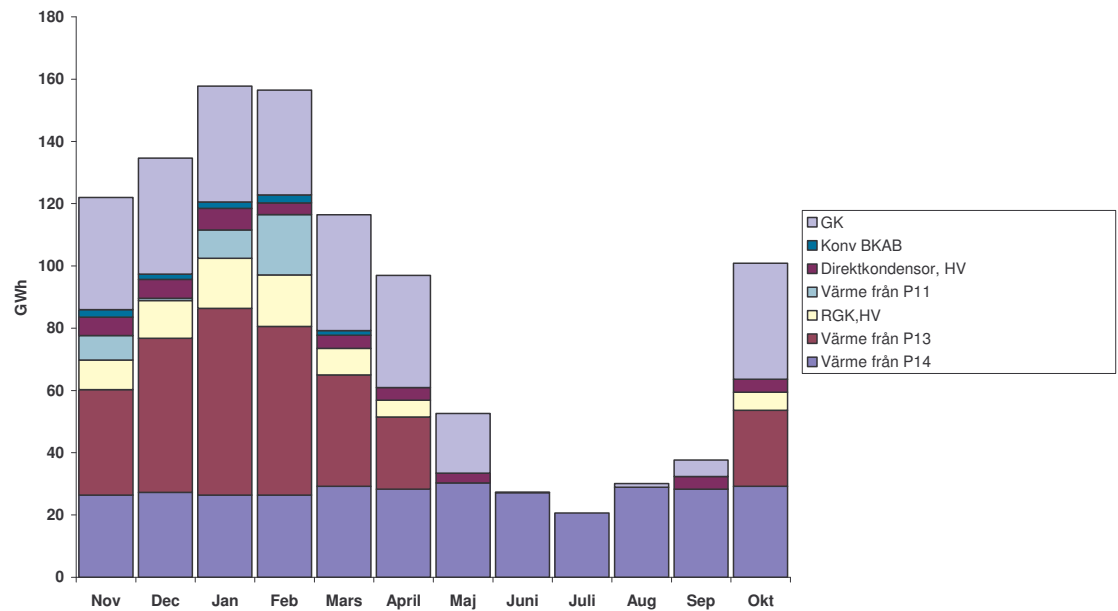


Diagram 2.7.10 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping

- b- Vid ett grundpris på gas på 170 kr/MWh med dagens elpris, består energisystemet av alla befintliga pannor plus gaskombi, utan P12 och utan BKAB. P11 finns i systemet och går mer jmf med fall a. Gaskombi ersätter i stort sett P12 och används som topplastanläggning. Om elpriset ökar med 10% resp 20%, kommer strukturen inte att förändras utan systemkostnaden minskar bara på grund av ökad intäkt för el som i sin tur beror på ökade elpriser. Med 37% elökning ändras strukturen på energisystemet. P11 går betydligt mindre än förut och gaskombianläggningen producerar ännu mer el och värme. P12 går ur systemet. Resultatet för detta fall blir detsamma som för fall a (se ovan; grundpris på gas 135 kr/MWh, dagens elpris).

Elproduktionen vid dagens elpris blir 310 GWh/år. BKAB kommer inte in i systemet. Gaskombi producerar 22 GWh/år el resp. 18 GWh/år värme. 45 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.11). Systemkostnaden blir ca 19 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 0,9 Mkr/år.

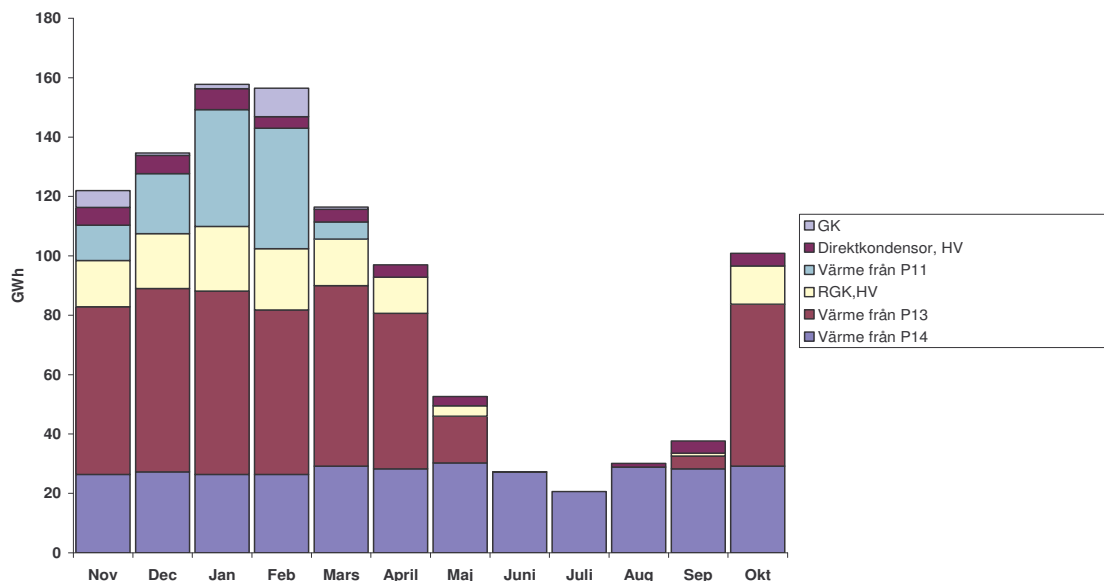


Diagram 2.7.11 Värmeproduktion vid 170 kr/MWh gaspris, fall 3, Norrköping

Elproduktionen vid 10% elprisökning blir 310 GWh/år. BKAB kommer inte in i systemet. Gaskombi producerar 22 GWh/år el resp. 18 GWh/år värme. 45 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.12). Systemkostnaden blir ca 10 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 9,7 Mkr/år.

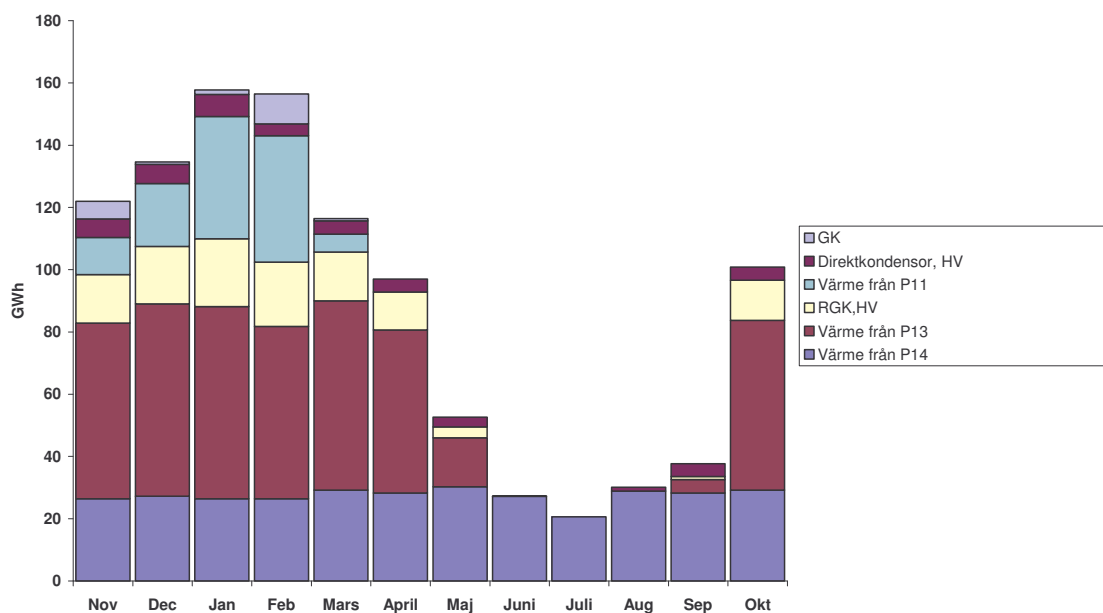


Diagram 2.7.12 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elproduktionen vid 20% elprisökning blir 310 GWh/år. BKAB kommer inte in i systemet. Gaskombi producerar 22 GWh/år el resp. 18 GWh/år värme. 45 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.13). Systemkostnaden blir ca 1,6 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 18 Mkr/år.

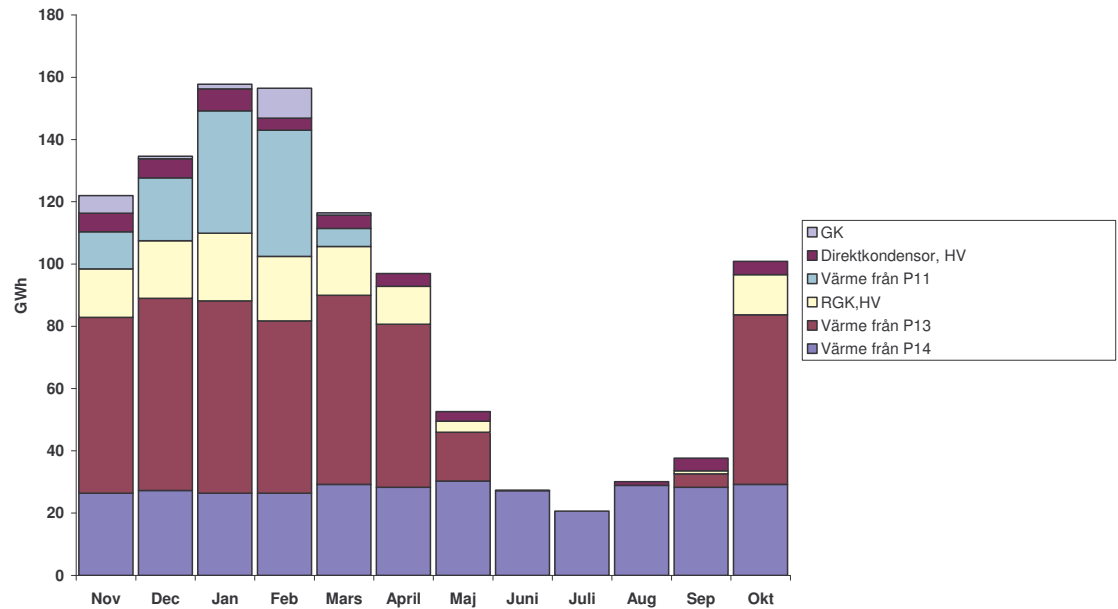


Diagram 2.7.13 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping

Ett jämförelse mellan diagram 2.7.12 och 2.7.13 visar att energisystemets struktur är lika i båda fallen, alltså förändrar en elprisökning från 10% till 20% inte produktionen. Systemkostnaden däremot minskar som följd av ökad intäkt från elförsäljning som i sin tur endast beror på ökade elpriser.

Elproduktionen vid 37% elprisökning blir 417 GWh/år. BKAB kommer inte in i systemet. Gaskombi producerar 160 GWh/år el resp. 134 GWh/år värme. 326 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.14). Systemkostnaden blir ca -15,5 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 35,5 Mkr/år.

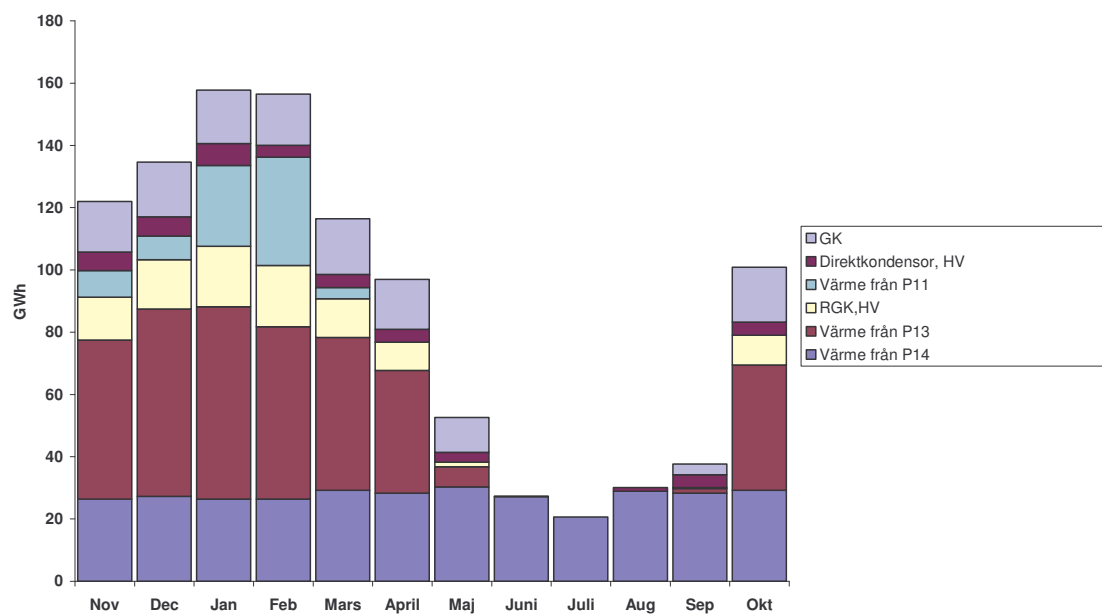


Diagram 2.7.14 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping

Sammanfattning, systemkostnad och lönsamhet, fall 5

Diagram 2.7.15 och 2.7.16 visar systemkostnad resp lönsamhet för fall 5 vid olika gas resp. elpriser.

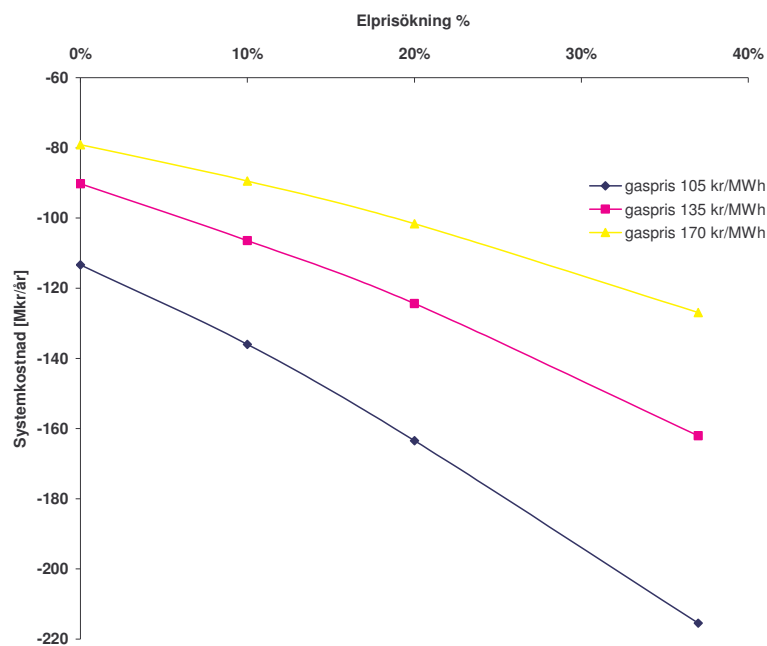


Diagram 2.7.15 Systemkostnad vid olika el- resp. gaspriser, fall 3, Norrköping

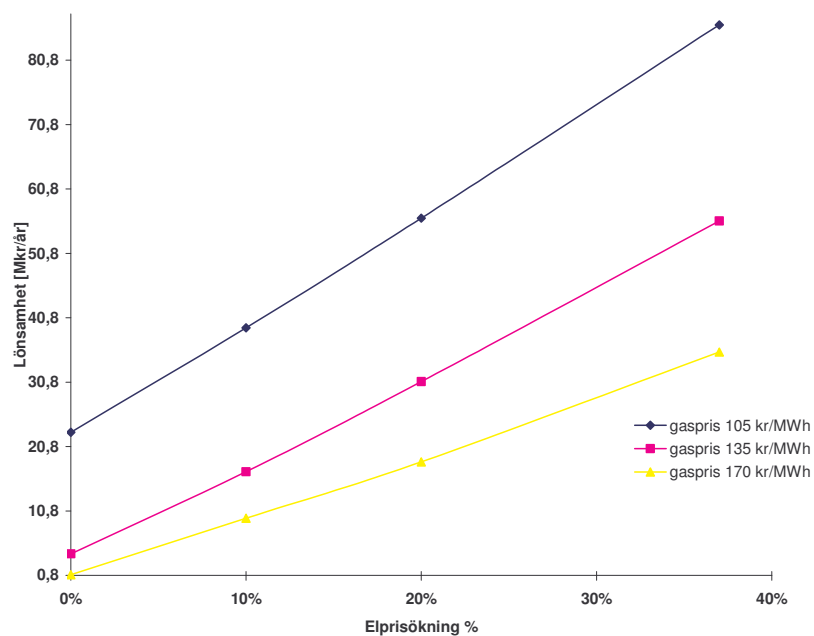


Diagram 2.7.16 Lönsamhet vid olika el- resp. gaspriser, fall 3, Norrköping

CO₂-skatt, fall 3

Vid 25% sänkning av CO₂-skatt, ändras energisystemets struktur. P11 och P12 åker ut. Gaskombianläggningen går som tidigare. Men BKAB:s värmeproduktion ökas från 150 GWh/år till 365 GWh/år. P13 går mycket mindre, (se diagram 2.7.17).

Anledningen till detta är att vid sänkning av CO₂- skatten sjunker produktionskostnaden av gas för el och värmeproduktion i BKAB och blir lägre än motsvarande kostnad för biobränsle i P13 och P11.

Elproduktionen vid 25% sänkning av CO₂-skatten blir 655 GWh/år. BKAB producerar 218 GWh/år el och 366 GWh/år värme. Gaskombi producerar 335 GWh/år el resp. 279 GWh/år värme. 1331 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.17).

Systemkostnaden blir ca -8,1 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 28 Mkr/år.

Diagram 2.7.20 visar systemkostnaden för fall 5 då CO₂-skatten sänks med 25, 50 resp 75%.

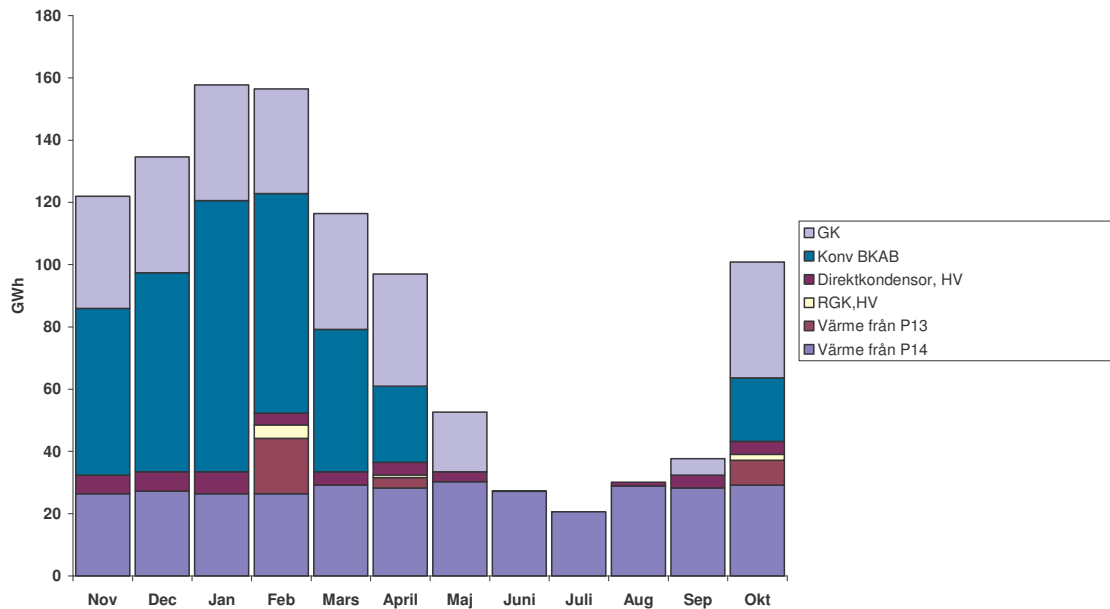


Diagram 2.7.17 Värmeproduktion vid 25% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Vid 50% sänkning av CO₂-skatten, kommer P13 att försvinna och värmeproduktionen i BKAB ökar till 402 GWh/år medan gaskombi går som tidigare (279 GWh/år). P14, BKAB och gaskombi täcker värmebehovet, (se diagram 2.7.18).

Elproduktionen vid 50% sänkning av CO₂-skatten blir 668 GWh/år. BKAB producerar 240 GWh/år el. Gaskombi producerar 335 GWh/år el. 1395 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.18). Systemkostnaden blir ca -15 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 35 Mkr/år.

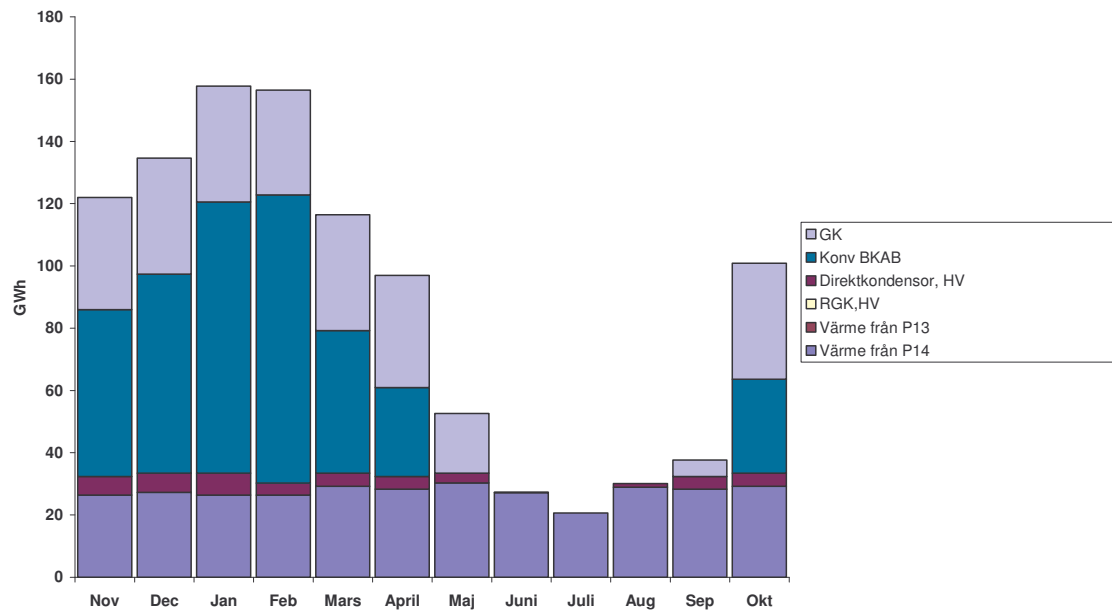


Diagram 2.7.18 Värmeproduktion vid 50% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Vid 75% sänkning av CO₂-skatten blir resultatet detsamma som vid 50% skattesänkning, eftersom gaskombi och BKAB används till sina fulla kapacitet redan vid 50% sänkning av CO₂-skatten, (se diagram 2.7.19). Systemkostnaden minskar vid CO₂- en sänkning från -3 miljoner (om ingen CO₂-skattesänkning görs) till -21,6 Mkr/år (75% skattesänkning av CO₂).

Elproduktionen vid 75% sänkning av CO₂-skatten blir 668 GWh/år. BKAB producerar 240 GWh/år el och 402 GWh/år värme. Gaskombi producerar 335 GWh/år el resp. 279 GWh/år värme. 1395 GWh/år gas används, (se diagram 2.7.19). Systemkostnaden blir ca -21,6 Mkr/år. Vinsten jmf med fall 1 blir ca 41,5 Mkr/år.

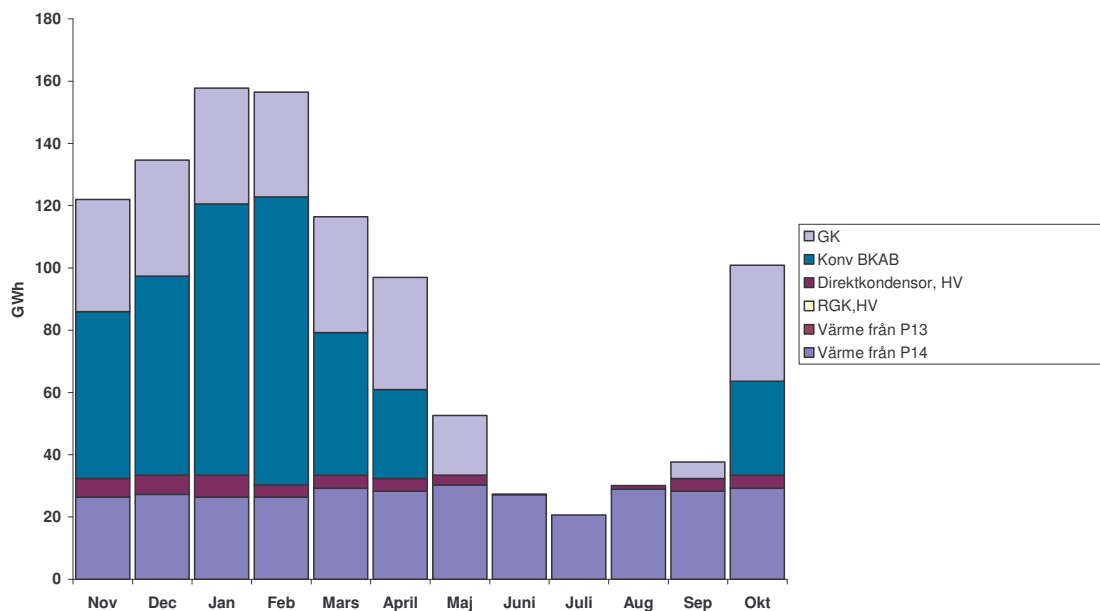


Diagram 2.7.19 Värmeproduktion vid 75% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

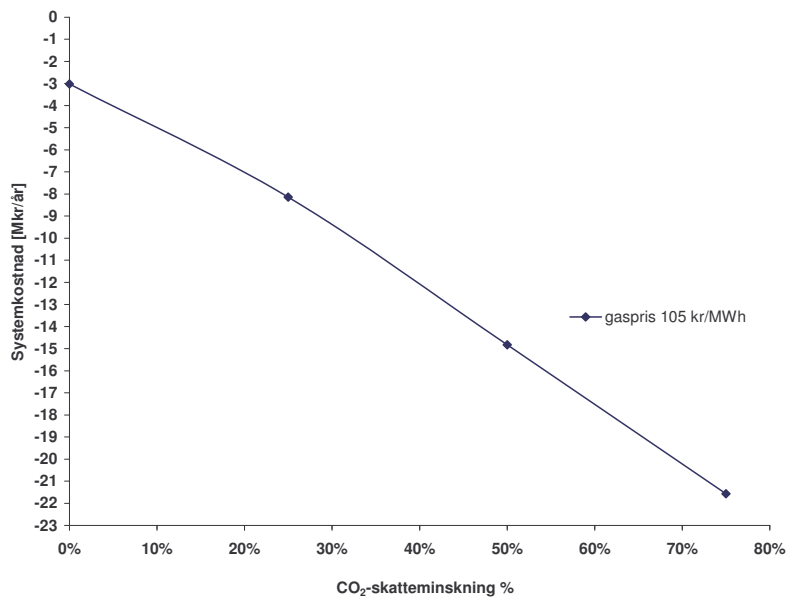


Diagram 2.7.20 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping.

Utsläppsrätter, fall 3

Då värdet på utsläppsrätterna ändras från 60 kr/ton till 140 kr/ton ökar eller minskar produktionen på BKAB. Gaskombianläggningen går som tidigare och det sker ingen

produktionsförändring vid ökning eller minskning av värdet på utsläppsrätterna. Produktionen på P13 däremot ökar. Panna 11 kommer inte in i systemet. förutom då utsläppsrättens värde ökar till 140 kr/ton. Panna 12 kommer inte in i systemet, (se diagram 2.7.21, 2.7.22, 2.7.23 och 2.7.24). Systemkostnaden minskar eller ökar vid minskning eller ökning av värdet på utsläppsrätter, (se diagram 2.7.25).

Då värdet på utsläppsrätterna ändras från 60 kr/ton till 160 ändras gaskombis och BKAB:s energiproduktion enligt tabellen nedan:

60 kr/ton CO₂	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	148	249		
Gaskombi	335	279		
Totalt	623		1123	
Systemkostnad				-11,6
Vinst jfr med fall 1				31,6
80 kr/ton CO₂	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	130	218		
Gaskombi	335	279		
Totalt	613		1068	
Systemkostnad				-7,8
Vinst jfr med fall 1				27,8
120 kr/ton CO₂	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	44	74		
Gaskombi	335	279		
Totalt	570		813	
Systemkostnad				1,3
Vinst jfr med fall 1				18,6
140 kr/ton CO₂	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	21	35		
Gaskombi	335	279		
Totalt	560		745	
Systemkostnad				4,9
Vinst jfr med fall 1				15,1

Tabell 2.7.3 Energiproduktion vid olika värden på utsläppsrätt , Norrköping

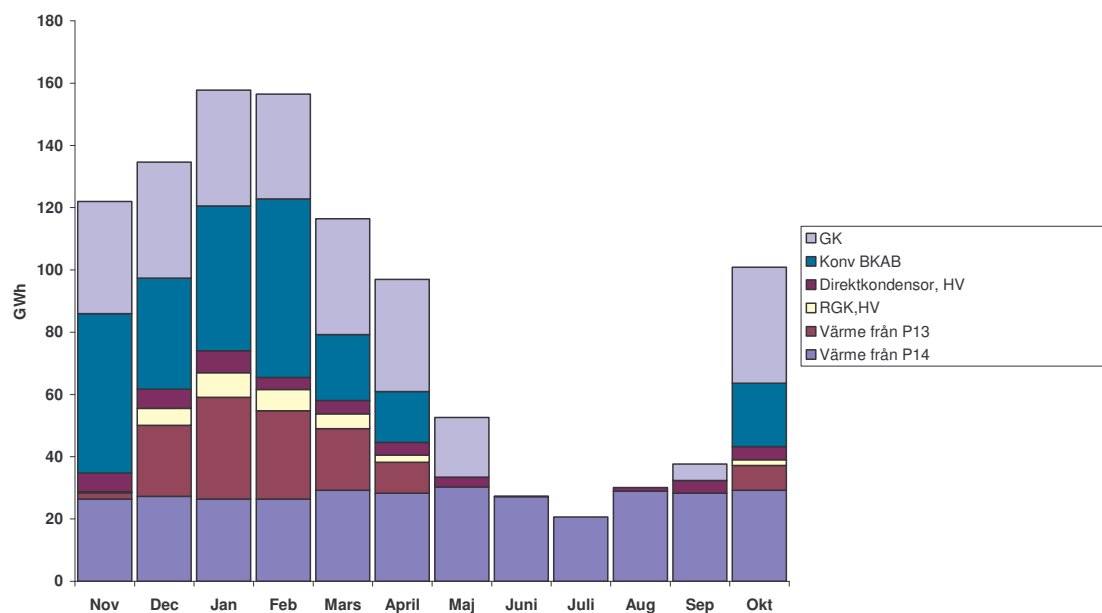


Diagram 2.7.21 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (60 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

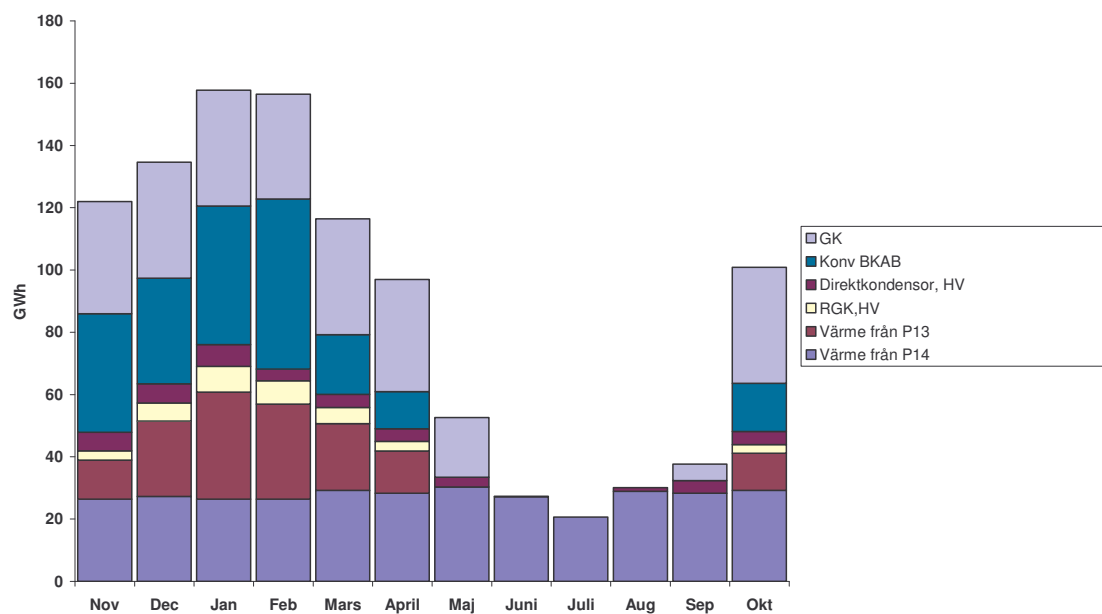


Diagram 2.7.22 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (80 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

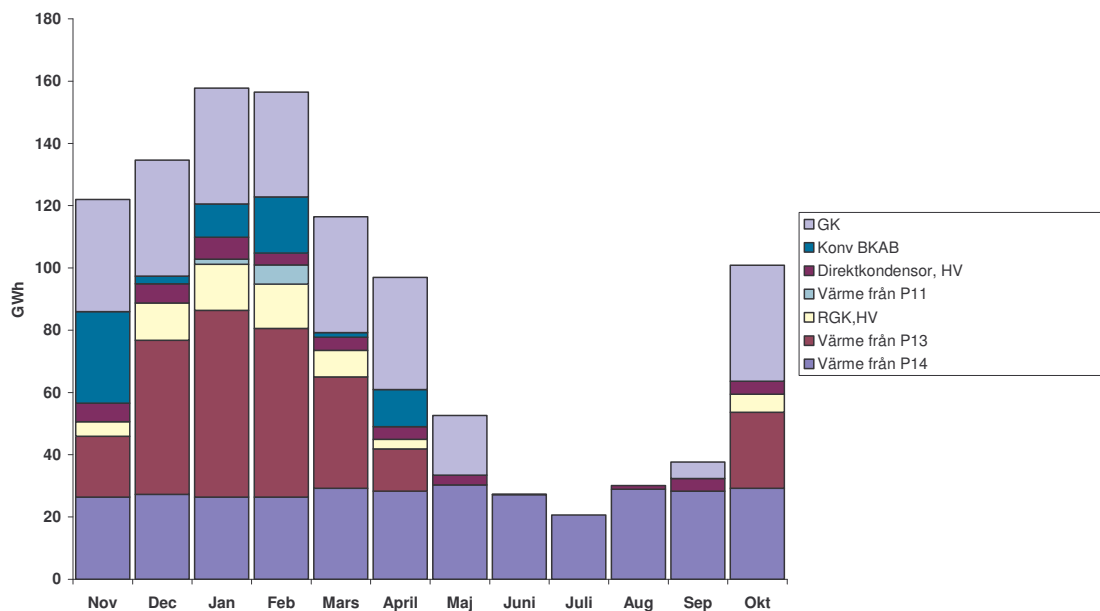


Diagram 2.7.23 Värmeproduktion vid värdeökning av utsläppsrätt (120 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

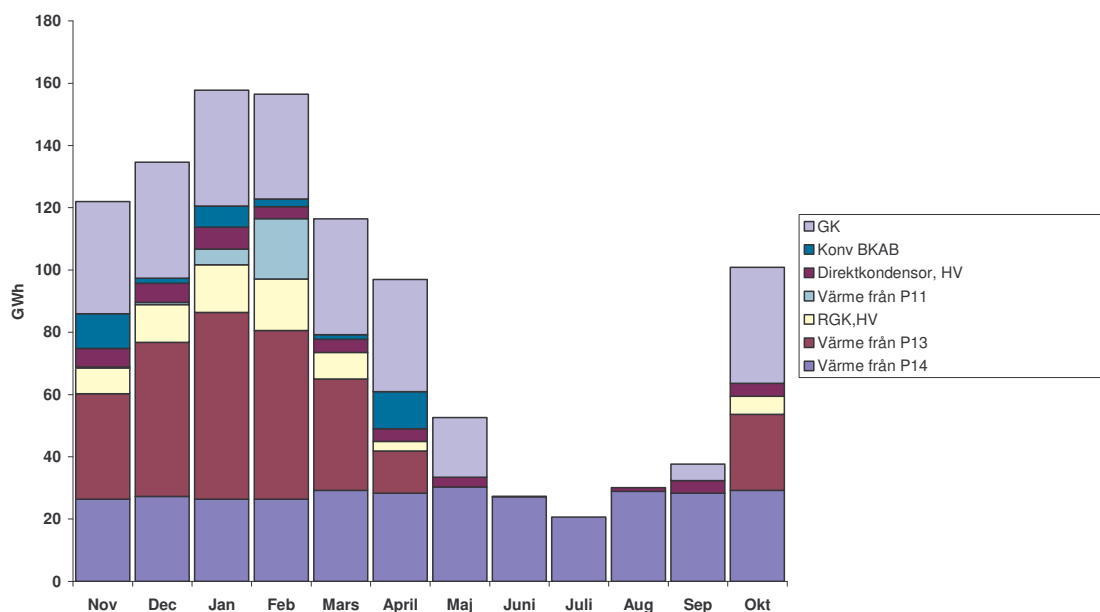


Diagram 2.7.24 Värmeproduktion vid värdeökning av utsläppsrätt (140 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

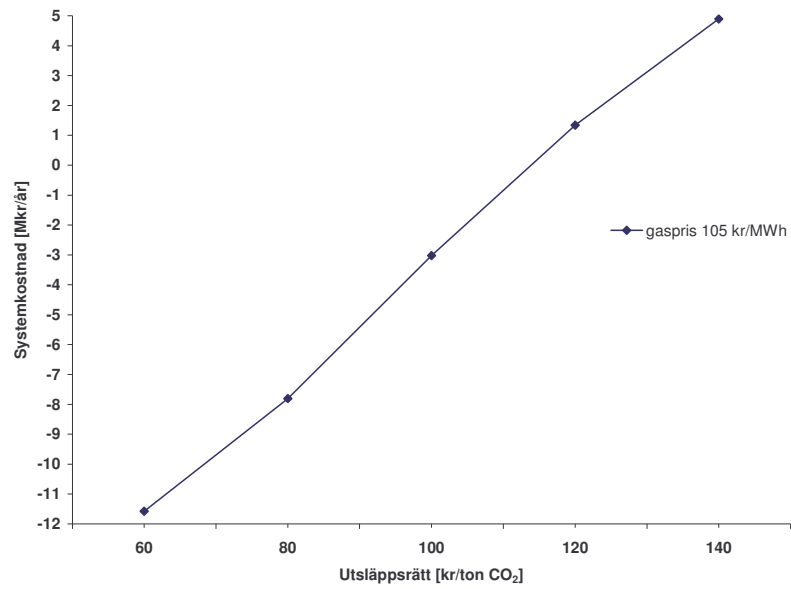


Diagram 2.7.25 Systemkostnad vid olika värde på utsläppsrätt och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Elcertifikat, fall 3

Vid värdeökning av elcertifikaten från 200 kr/MWh till 265 kr/MWh ändras strukturen på energisystemet så att förutom P13, kommer även P11 in i systemet. BKAB:s produktion minskar betydligt. Produktionen på gaskombi påverkas inte, (se diagram 2.7.26).

Vid en värdeökning på 330 kr/MWh ökas produktionen på P11 och P13. BKAB producerar endast 2 GWh/år. Gaskombis produktion minskar något, (se diagram 2.7.27). Systemkostnaden minskar från -3 Mkr/år (fall 1) till -10,7 Mkr/år vid 265 kr/MWh, och -19 Mkr/år vid 330 kr/MWh, (se diagram 2.7.28). Tabell 2.7.4 visar en sammanfattning av gasanvändningen, den totala elproduktionen, el- och värmeproduktion för gaskombianläggningen resp. BKAB samt systemkostnader och vinst jmf med fall 1. Diagram 2.7.28 visar hur systemkostnaden varierar med värdeökning av elcertifikat.

Elcertifikat: 265 kr/MWh	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	6	10		
Gaskombi	335	279		
Totalt	553		699	
Systemkostnad				-10,7
Vinst jfr med fall 1				30,7
Elcertifikat: 330 kr/MWh	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	1	2		
Gaskombi	305	254		
Totalt	525		625	
Systemkostnad				-19,4
Vinst jfr med fall 1				39,3

Tabell 2.7.4 Energiproduktion vid olika värden på elcertifikat, Norrköping

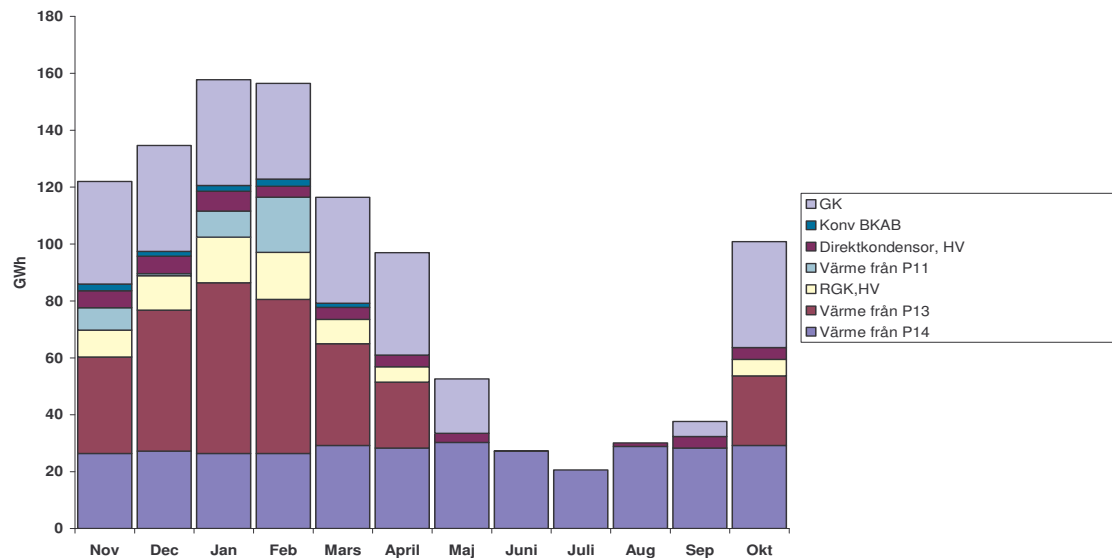


Diagram 2.7.26 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat (265 kr/MWh) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

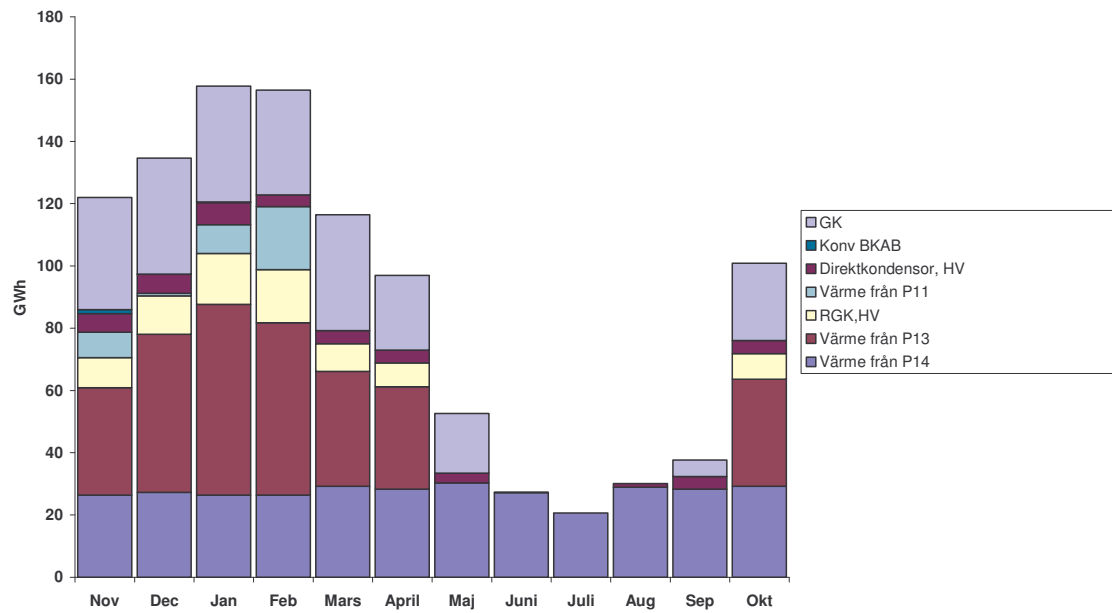


Diagram 2.7.27 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat (330 kr/MWh) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

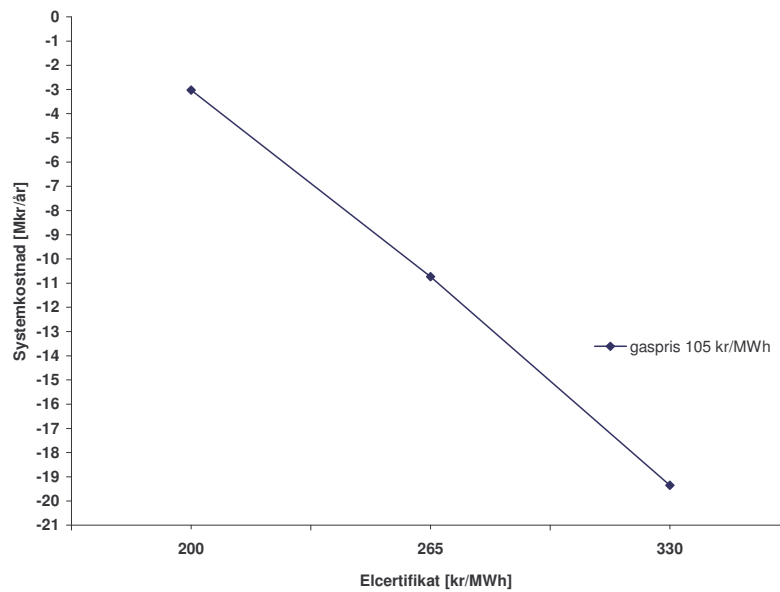


Diagram 2.7.28 Systemkostnad vid värdeökning av elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

Höjd värmelast, fall 3

Höjning av fjärrvärmelasten med 10%, 20% och 30% har stor påverkan på BKAB. Produktionen på BKAB ökar från 150 GWh/år till 333 GWh/år (30% lastökning). P12 och P11 kommer inte in i systemet. Gaskombis produktion ökar från 279 GWh/år till 312 GWh/år. Produktionen ökar i P13 från 202 GWh/år till 268 GWh /år, (se diagram 2.7.29, 2.7.30, 2.7.31). Systemkostnaden minskar pga. ökade intäkter från fjärrvärme samt ökad elproduktion som sedan säljs på marknaden. Tabell 2.7.5 visar en sammanfattning av gasanvändningen, den totala elproduktionen, el- och värmeproduktion för gaskombianläggningen resp. BKAB samt systemkostnader och vinst jmf med fall 1. Diagram 2.7.32 visar systemkostnaden för fall 3 då fjärrvärmebehovet ökar med 10%, 20% resp 30%.

10% lastökning, 1159 GWh/år	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	123	206		
Gaskombi	347	289		
Totalt	651		1072	
Systemkostnad				-458
Vinst jfr med fall 1				57
20% lastökning, 1264 GWh/år	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	158	265		
Gaskombi	360	300		
Totalt	708		1203	
Systemkostnad				-491
Vinst jfr med fall 1				90
30% lastökning, 1369 GWh/år	GWh/år el	GWh/år värme	GWh/år gas	Mkr/år
BKAB	199	333		
Gaskombi	375	312		
Totalt	769		1354	
Systemkostnad				-524
Vinst jfr med fall 1				123

Tabell 2.7.5 Energiproduktion vid värmelastökningar, Norrköping

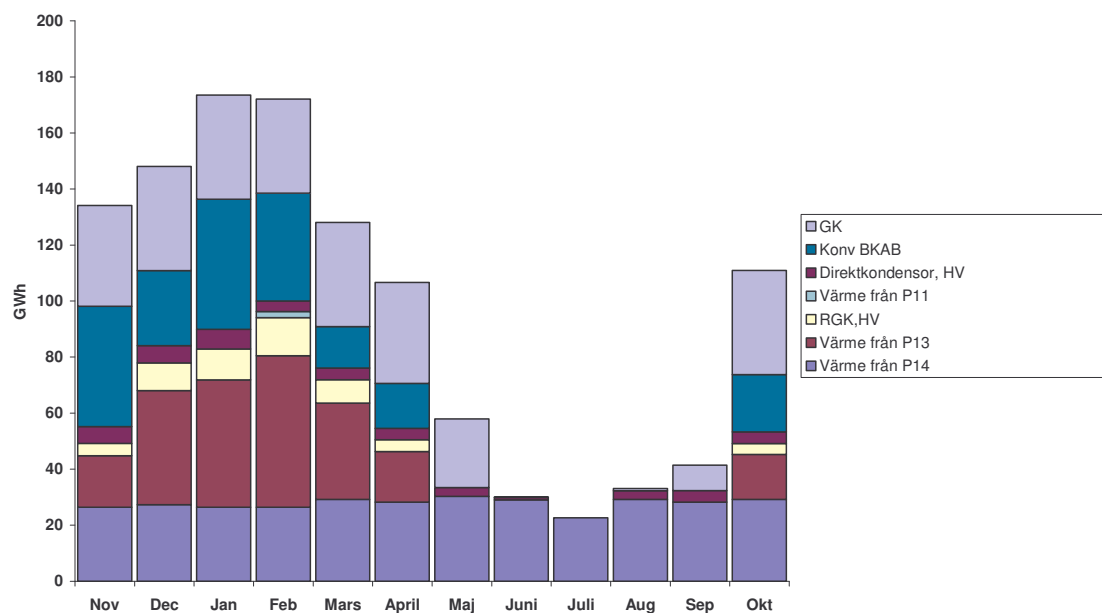


Diagram 2.7.29 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping.

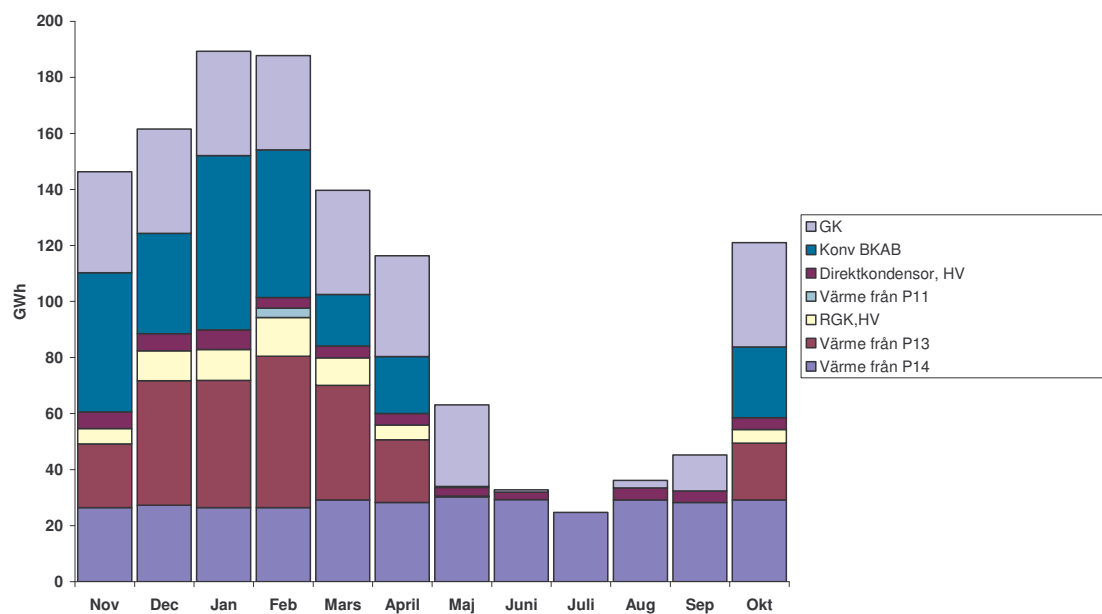


Diagram 2.7.30 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping.

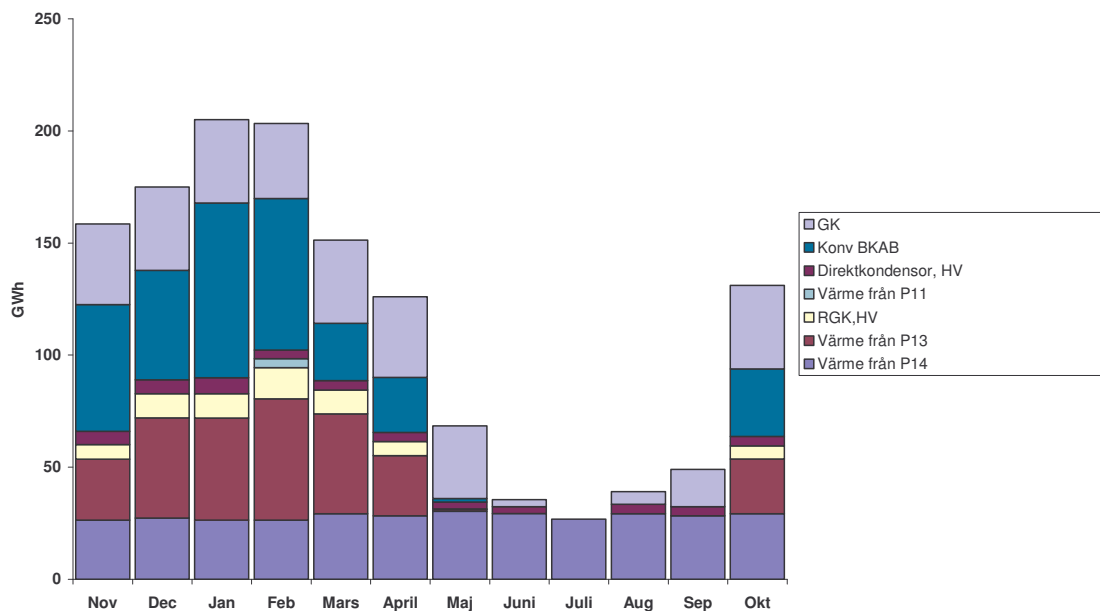


Diagram 2.7.31 Värmeproduktion vid 30% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping.

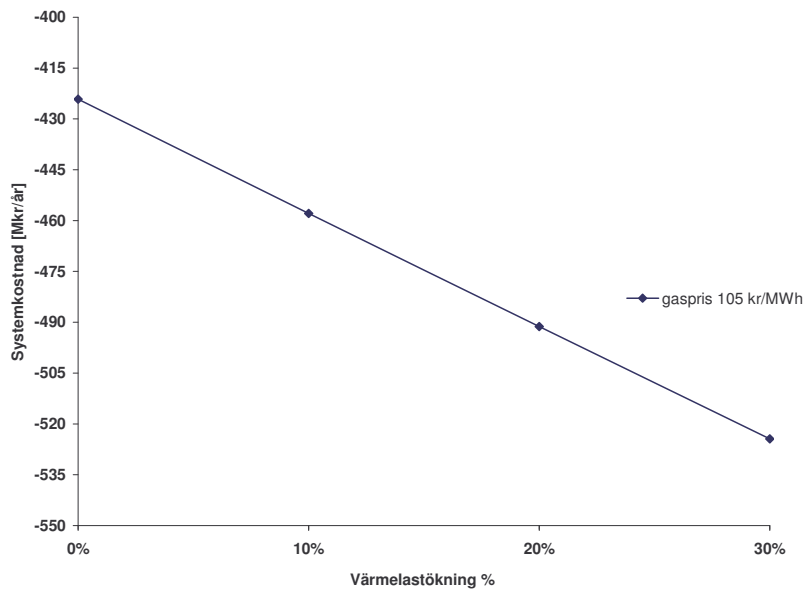


Diagram 2.7.32 Systemkostnad för fall 3 då fjärrvärmebehovet ökar med 10%, 20% resp. 30%.

Slutsatser:

Den äldre biobränsleeldade pannan, panna 11, på Händelöverket i Norrköping kommer inom 5 till 10 år att nå slutet av sin tekniska livslängd, vilket innebär att den behöver ersättas och en investering i framtiden i alla fall blir nödvändig. Investering i en ny gaskombianläggning därför tas inte med i optimeringarna. På detta sätt stämmer resultatet av optimeringarna bättre överens med verkligheten. Grundpriset på gas utan skatter med transportkostnaden antas vara 105 kr/MWh. Med dagens elpris(Nordpool-år 2004) blir vinsten av att investera i ny gaskombi samt konvertera BKAB drygt 23 Mkr/år jmf med fall 1.

Resultaten av känslighetsanalysen visar att investering i gaskombi är lönsam i alla studerade fall. Även i de värsta fallen då elpriset inte ökar medan gaspriset ökar kraftigt (170 kr/MWh), kommer gaskombi in i systemet, fast som topplastanläggning som ersätter P12.

BKAB är mer känslig för variation av gas och elpriser pga. lågt alfavärde. Även konvertering av BKAB är lönsam vid dagens elpriser och med ett grundgaspris på 105 kr/MWh. Om gaspriset ökar till 135 kr/MWh, måste elpriset öka med 37% från dagens nivå för att BKAB ska kunna komma in i systemet och då produceras endast 10 GWh/år. Ett gaspris på 105 kr/MWh motiverar därför konverteringen av oljepannan på BKAB.

Vid sänkning av CO₂-skatt med 25% och 50% gynnas BKAB medan gaskombis produktion inte påverkas, då anläggningen redan utan sänkning av CO₂ går med sin fulla kapacitet. Vid 75% sänkning av CO₂-skatt påverkas varken BKAB eller gaskombis produktion. Då värdet på utsläppsrätterna varierar ändras BKAB:s produktion. Gaskombi går som tidigare.

BKAB är mer känslig för värdeökning av elcertifikaten i motsats till gaskombi. Om värdet på elcertifikat höjs från 200 kr/MWh till 265 kr/MWh minskar BKAB:s produktion reellt. Vid ökning av lasten ökar produktionen av både gaskombi och BKAB.

2.8 Resultat och slutsatser Finspång

Nedan redovisas resultatet av de mest intressanta optimeringsfallen i form av tabeller och diagram. Kommentarer kommer i slutet av de redovisade resultaten för Finspång. Tabell 2.8.1 och 2.8.2 visar en sammanfattning av bränsle-, el- och värmeproduktion samt systemkostnad för de olika optimeringsfallen.

	Sammanfattning bränsleanvändning [GWh/år]		
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>
Avfall	59,3	59,3	59,3
Bio	59,4	59,4	0
EO1	1,5	0,3	0
Gas	0	1,2	148

Tabell 2.8.1 Bränsleanvändning, Finspång

	Sammanfattning Produktion [GWh/år] och emissioner [ton/år]		
	<i>Fall 1</i>	<i>Fall 2</i>	<i>Fall 3</i>
Värmeprod. [GWh/år]	111	111	111
Elproduktion [GWh/år]	0	0	72,6
Nettoutsläpp av CO ₂	6343	6248	-29420
Systemkostnad [Mkr/år]	4,83	4,59	-3,32

Tabell 2.8.2 El- och värmeproduktion samt systemkostnad, Finspång

Fall 1

Fjärrvärmeproduktionen i Finspång sker enligt diagram 2.8.1. Diagram 2.8.1 visar att biopannan på värmeverket tillsammans med avfallspannan används som baslastpanna hela året. Avfallspannan och biopannan producerar endast värme som används för att tillgodose värmebehovet i flerbostadshus och industri. Oljepannan på värmeverket används som topplastanläggning under nov-mars. Systemkostnaden blir 4,83 Mkr/år.

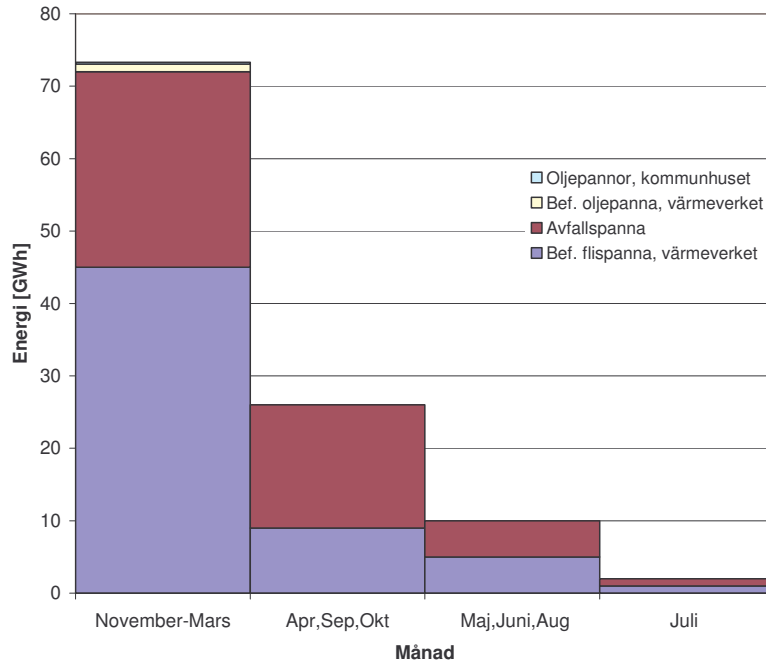


Diagram 2.8.1 Värmeproduktion, fall 1, Finspång.

Fall 3

Fjärrvärmeproduktionen i fall 3 sker enligt diagram 2.8.2. Vid konvertering av oljepannan på värmeverket och investering i en ny gaskombi utgör avfallspannan tillsammans med den nya gaskombin basen i systemet. Den konverterade oljepannan används bara som topplastanläggning under nov-mars (0,16 GWh). Effekten på den nya gaskombin är inte förutbestämd. Gaskombis effekt fås till 35 MW värme och 29 MW el. Anläggningen producerar 72,6 GWh el och 60,5 GWh värme. Avfallspannan producerar 50,4 GWh värme. Systemkostnaden blir -3,32 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 8,15 Mkr/år.

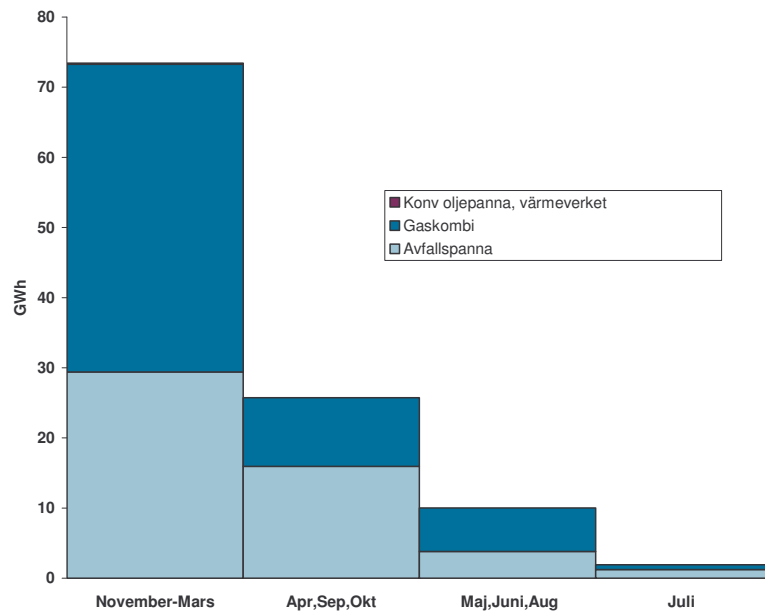


Diagram 2.8.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 3, Finspång

Känslighetsanalys

Känslighetsanalyser görs för fall 3. Jämförelser görs med fall 3 om inget annat anges.

Elpris, fall 3

Om priset på el ökar från dagens nivå med 10%, 20% och 37%, och med ett grundpris på gas på 105 kr/MWh kommer vinsten att bli 10,19 Mkr/år, 12,24 Mkr/år och 15,67 Mkr/år jmf med fall 1, (se diagram 2.8.7 och 2.8.8). Energisystemets struktur blir som fall 3, (se diagram 2.8.2), fast det blir ännu mer lönsamt att ha gaskombi kvar i systemet eftersom elpriset ökar och intäkten för den el som produceras av gaskombin ökar. Anläggningen producerar 72,6 GWh el och 60,5 GWh värme. Avfallspannan producerar 50,4 GWh.

Gaspris, fall 3

- a- Vid grundpris på gas 135 kr/MWh med dagens elpris, förändras inte energisystemets struktur, (se diagram 2.8.2). Anläggningen producerar 72,6 GWh el och 60,5 GWh värme. Avfallspannan producerar 50,4 GWh. Men systemkostnaden blir högre på grund av ökat gaspris. Systemkostnaden blir 1,12 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 3,15 Mkr/år. Med 10% elprisökning förändras inte energisystemets struktur. Systemkostnaden blir -0,92 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir: 5,75 Mkr/år. Med 20% elprisökning förändras inte energisystemets struktur. Systemkostnaden blir -2,97 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 7,8 Mkr/år. Med 37% elprisökning förändras inte energisystemets struktur. Systemkostnaden blir -6,4 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 11,23 Mkr/år. Se diagram 2.8.7 och 2.8.8.
- b- Vid grundpris på gas 170 kr/MWh med dagens elpris, producerar gaskombi 5,6 GWh/år värme och 6,5 GWh/år el och går på vintern, avfallspannan 50,4 GWh/år och biopannan 55 GWh/år, (se diagram 2.8.3). Totalt används 13,5 GWh gas/år. Systemkostnaden blir 3,8 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 1,03 Mkr/år, (se diagram 2.8.7 och 2.8.8).

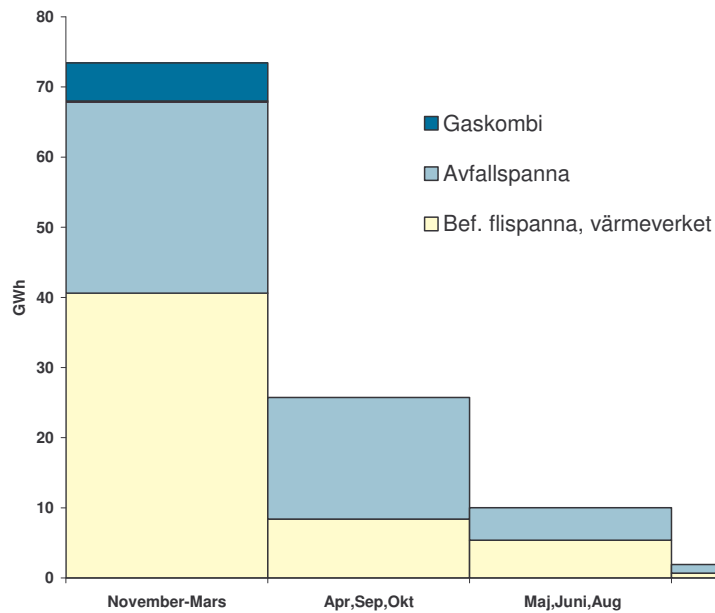


Diagram 2.8.3 Värmeproduktion vid gaspris 170 kr/MWh, fall 3, Finspång

Med 10% elprisökning producerar gaskombi 20,5 GWh/år värme och 24,6 GWh/år el. Gaskombi går under nov-mars och maj, juni, aug. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år och biopannan 40,1 GWh/år, (se diagram 2.8.4). Totalt används 50,4 GWh gas/år. Systemkostnaden blir 3,34 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 1,49 Mkr/år, (se diagram 2.8.7 och 2.8.8).

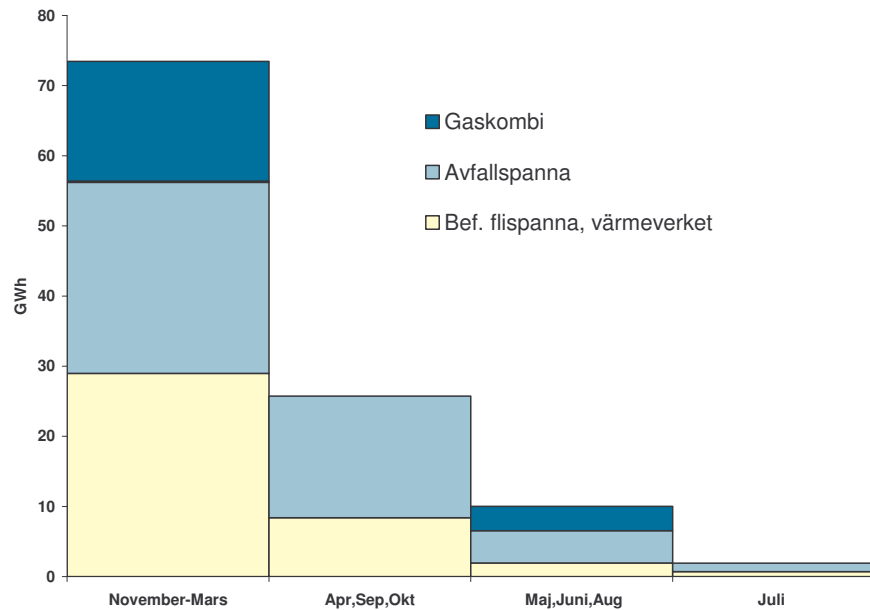


Diagram 2.8.4 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång.

Med 20% elprisökning producerar gaskombi 41,3 GWh/år värme och 49,7 GWh/år el. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år och biopannan 19,1 GWh/år, (se diagram 2.8.5)

Totalt används 101,3 GWh gas/år. Systemkostnaden blir 2,04 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 2,79 Mkr/år, (se diagram 2.8.7 och 2.8.8).

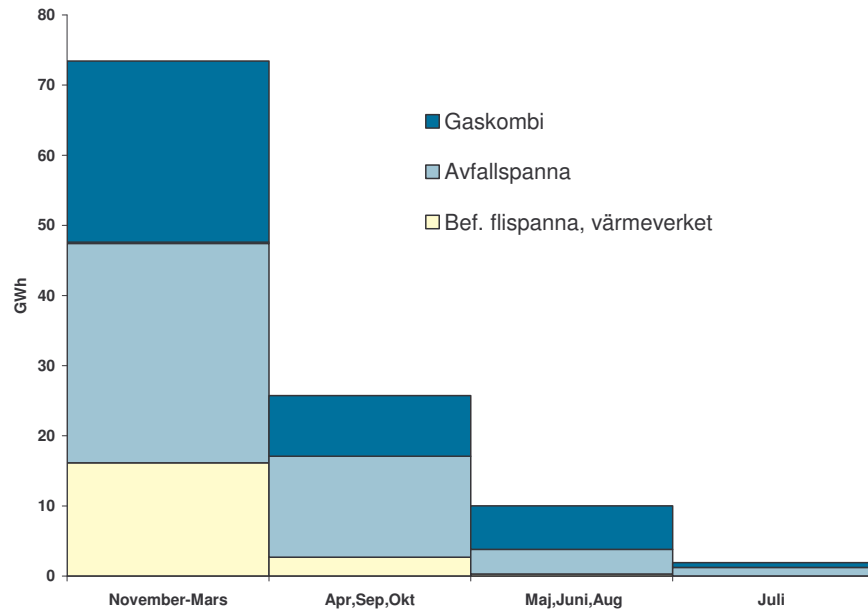


Diagram 2.8.5 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång.

- c- Med 37% elprisökning producerar gaskombi 60,1 GWh/år värme och 72,1 GWh/år el. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år, (se diagram 2.8.6). Totalt används 147,1 GWh gas/år. Systemkostnaden blir -1,21 Mkr/år och vinsten jmf med fall 1 blir 6,04 Mkr/år, (se diagram 2.8.7 och 2.8.8).

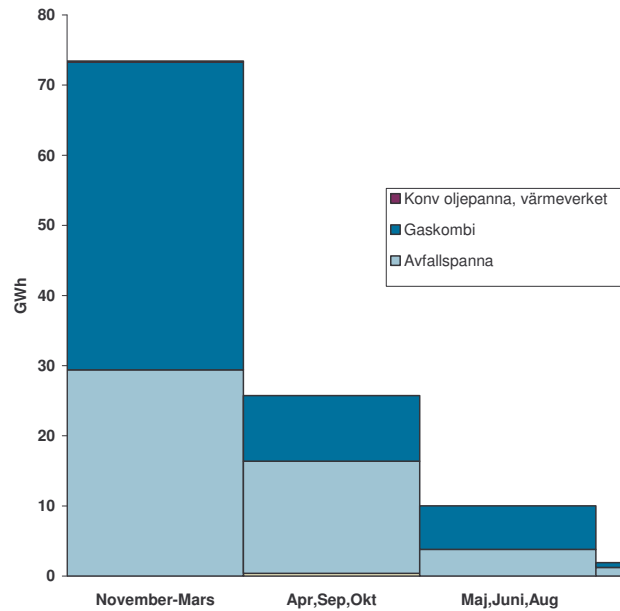


Diagram 2.8.6 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång.

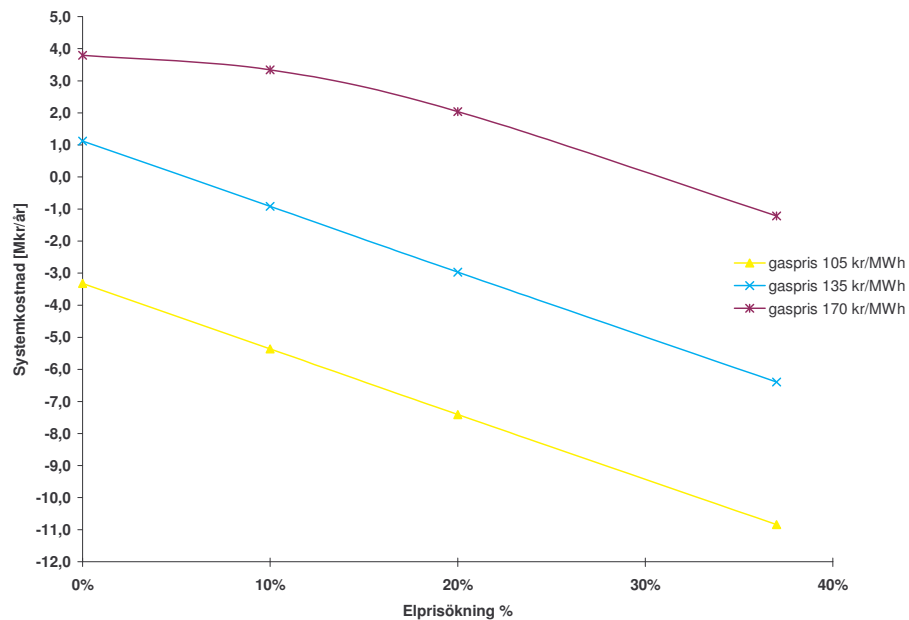


Diagram 2.8.7 Systemkostnad vid olika el- resp gaspriser, fall 3, Finspång.

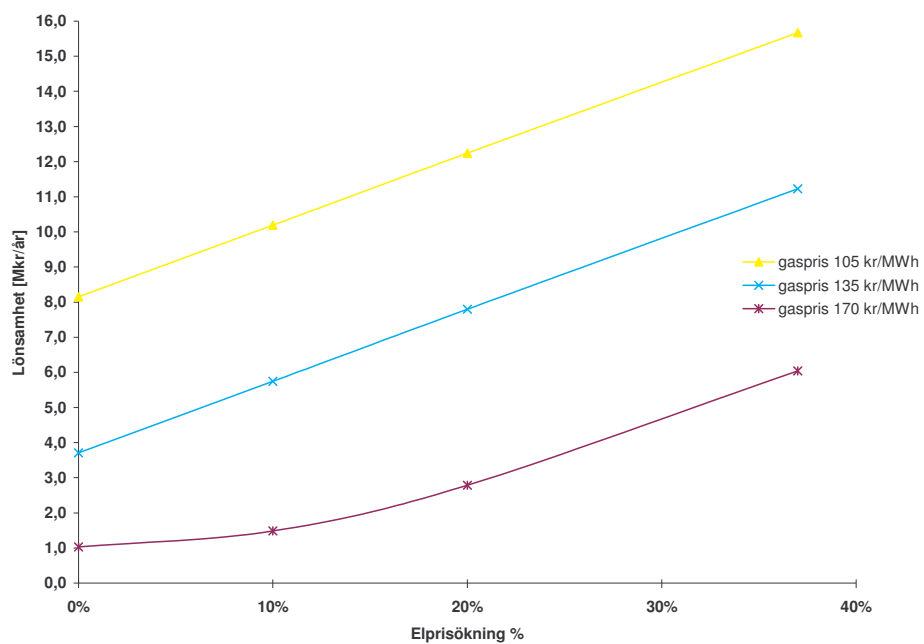


Diagram 2.8.8 Lönsamhet vid olika el- resp gaspriser, fall 3, Finspång.

CO₂-skatt, fall 3 , grundgaspris.105 kr/MWh

Vid 25% , 50% och 75% sänkning av CO₂-skatten, ändras inte strukturen på energisystemet och systemkostnaden minskar som följd av sänkt CO₂-skatt. Gaskombi producerar 72,6 GWh el och 60,5 GWh värme. Avfallspannan producerar 50,4 GWh värme. Totalt används 148,1 GWh gas/år, (se diagram 2.8.2).

Systemkostnaden ändras enligt nedan, (se diagram 2.8.9).

Vid 25% minskning av CO₂-skatt blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) - 3,9 Mkr/år resp 8,74 Mkr/år.

Vid 50% minskning av CO₂-skatt blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) - 4,5 Mkr/år resp 9,33 Mkr/år.

Vid 75% minskning av CO₂-skatt blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) - 5,1 Mkr/år resp 9,92 Mkr/år.

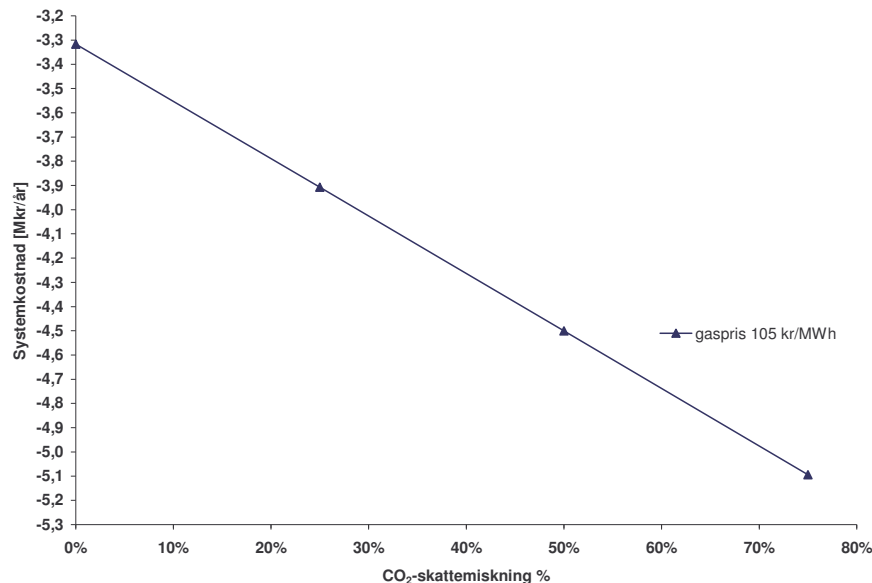


Diagram 2.8.9 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång.

Utsläppsrätter, fall 3

Då värdet på utsläppsrätterna ändras från 100 kr/ton till 60 kr/ton CO₂, 80 kr/ton CO₂, 120 kr/ton CO₂ och 140 kr/ton CO₂ ändras inte strukturen på energisystemet.

Gaskombi producerar 72,6 GWh el och 60,5 GWh värme, (se diagram 2.8.2).

Avfallspannan producerar 50,4 GWh värme. Totalt används 148,1 GWh gas/år.

Systemkostnaden ändras enligt nedan, (se diagram 2.8.10).

Då värdet är 60 kr/ton CO₂, blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) -4,35 Mkr/år resp 9,18 Mkr/år.

Då värdet är 80 kr/ton CO₂, blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) -3,90 Mkr/år resp 8,74 Mkr/år.

Då värdet är 120 kr/ton CO₂, blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) -2,72 Mkr/år resp 7,55 Mkr/år.

Då värdet är 140 kr/ton CO₂, blir systemkostnaden och vinsten (jmf med fall 1) -2,28 Mkr/år resp 7,11 Mkr/år.

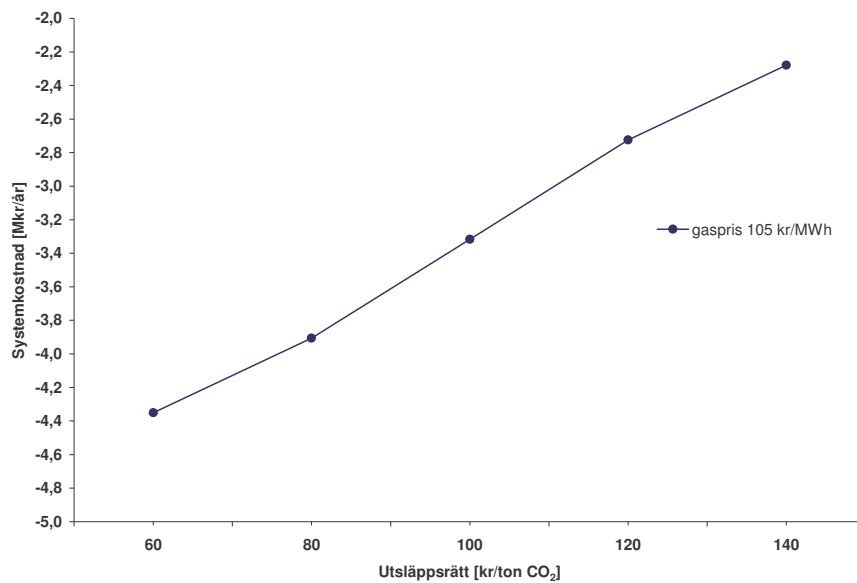


Diagram 2.8.10 Systemkostnad vid olika värden på utsläppsrätter och 105 kr/MWh gaspris, Finspång.

Höjd värmelast (inklusive fjärrvärmeintäkt), fall 3

Vid höjning av fjärrvärmelasten med 10% (till 122 GWh/år), väljer modellen en ny gaskombi med något högre effekt än tidigare. Den nya gaskombin ger 32 MW el (till skillnad från fall 3, 29 MW el). Gaskombin tillsammans med avfallspannan tillgodoser värmebehovet. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år. Gaskombi producerar 71,5 GWh/år värme och 85,8 GWh/år el. Totalt används 175,1 GWh gas/år, (se diagram 2.8.11).

Systemkostnaden blir -54,96 Mkr/år (med fjv-intäkt, fall 3).

Systemkostnaden blir -42,41 Mkr/år (med fjv-intäkt, fall 1).

Vinsten jmf med fall 1 blir 12,55 Mkr/år.

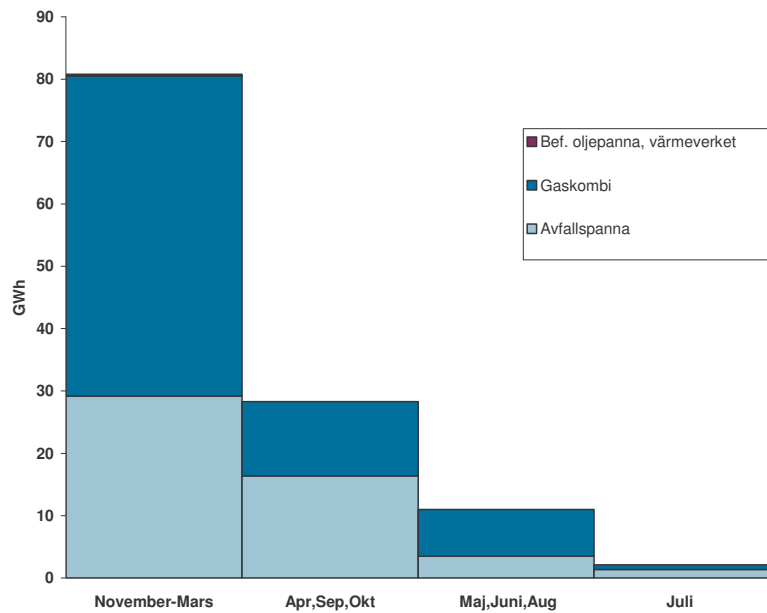


Diagram 2.8.11 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång.

Vid höjning av fjärrvärmelasten med 20% (till 133 GWh/år), väljer modellen en ny gaskombi med något högre effekt än tidigare (till skillnad från fall 3, 29 MW el). Den nya gaskombin ger 41 MW el (till skillnad från tidigare 29 MW el). Gaskombi tillsammans med avfallspannan tillgodoser värmebehovet. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år. Gaskombin producerar 82,5 GWh/år värme och 99 GWh/år el. Totalt används 202 GWh gas/år, (se diagram 2.8.12).

Systemkostnaden blir -59,37 Mkr/år (med fjv-intäkt).

Systemkostnaden blir -42,41 Mkr/år (med fjv-intäkt, fall 1).

Vinsten jmf med fall 1 blir 16,96 Mkr/år.

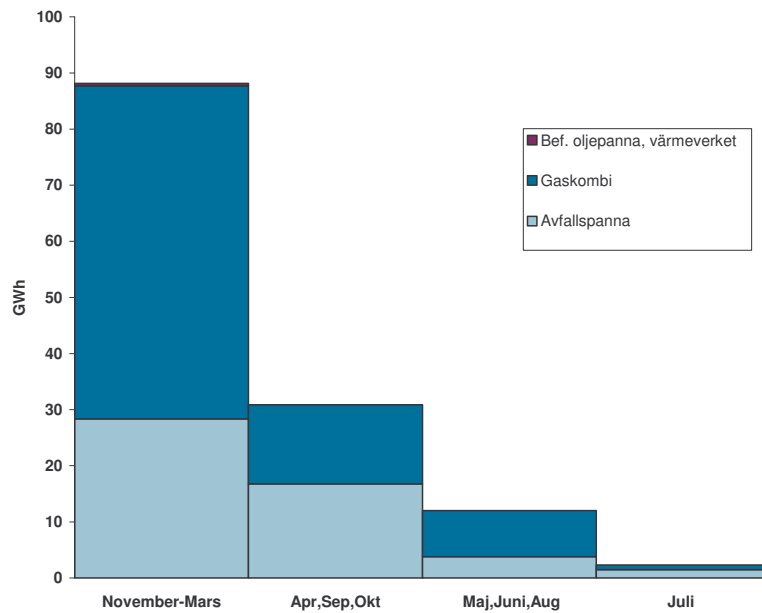


Diagram 2.8.12 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång.

Vid höjning av fjärrvärmelasten med 30% (till 144 GWh/år), väljer modellen en ny gaskombi med något högre effekt än tidigare. Den nya gaskombin ger 45 MW el (till skillnad från tidigare 29 MW el). Gaskombi tillsammans med avfallspannan tillgodoser värmebehovet. Avfallspannan producerar 50,4 GWh/år. Gaskombin producerar 93 GWh/år värme och 112 GWh/år el. Totalt används 228 GWh gas/år, (se diagram 2.8.13).

Systemkostnaden blir -63,74 Mkr/år (med fjv-intäkt, fall 3).

Systemkostnaden blir -42,41 Mkr/år (med fjv-intäkt, fall 1).

Vinsten jmf med fall 1 blir 21,33 Mkr/år.

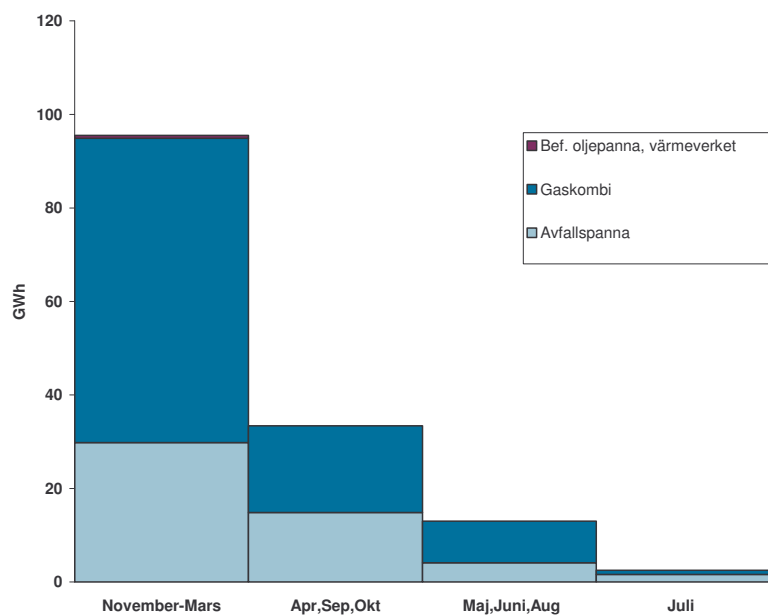


Diagram 2.8.13 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång.

Systemkostnaden för de olika fallen sammanfattas i diagram 2.8.14.

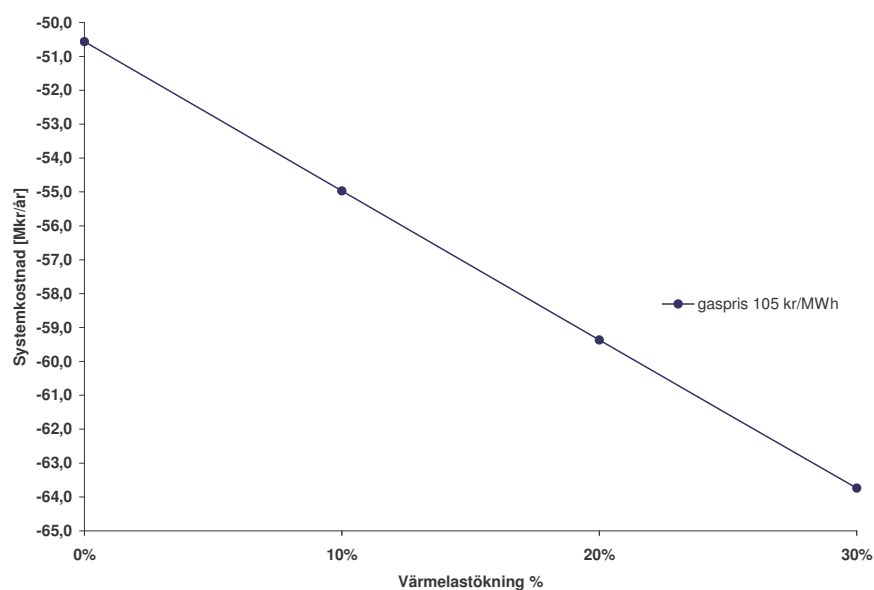
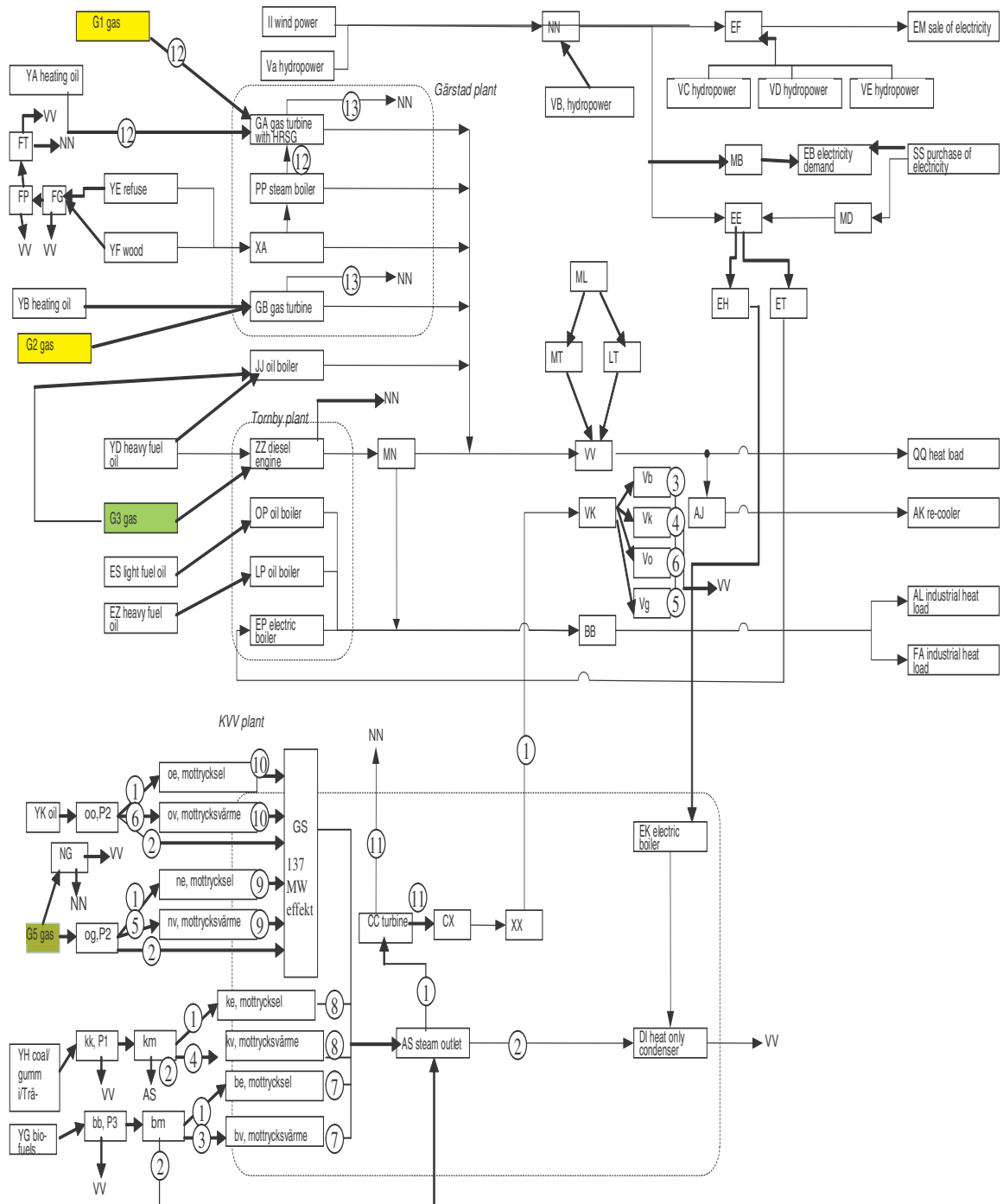


Diagram 2.8.14 Systemkostnad vid lastökning, fall 3, 105 kr/MWh gaspris, Finspång

Slutsatser

Resultaten av optimeringar och känslighetsanalyser visar att det är väl värt att satsa på gas och investera i en ny gaskombi, speciellt om nyinvesteringar behöver göras och man vill öka värmeunderlaget i framtiden. Finspångs befintliga energiproduktionsanläggningar producerar bara värme. Med en ny gaskombi produceras även el och detta gör att gaskombi kommer in i systemet. Under förutsättning att effekten på gaskombi är ej förutbestämd, blir resultatet av optimering en gaskombi med effekten 35 MW el (29 MW värme). Även i det sämsta fallet med ingen elprisökning och ett högt grundgaspris på 170 kr/MWh kommer gaskombi in i systemet, men med en låg produktion. Vid gaspriset 170 kr/MWh måste elpriset ökas med minst 10% för att gaskombi ska vara ett lönsamt alternativ.

Känslighetsanalyser visar att Finspångs energisystem med en ny gaskombi är okänsligt för förändringar med avseende på ökning av värdet på utsläppsrätter och höjning av gaspriset till 135 kr/MWh. Sänkning av CO₂-skatter påverkar inte heller gaskombins produktion. Om värmebehovet ökar, ökar gaskombins produktion och vid 30% värmelastökning, väljer modellen en ny gaskombi med en högre effekt. Den nya gaskombin ger 45 MW el och 37,5 MW värme.



Summeringsekvationer

Fjärrvärme- och elproduktion

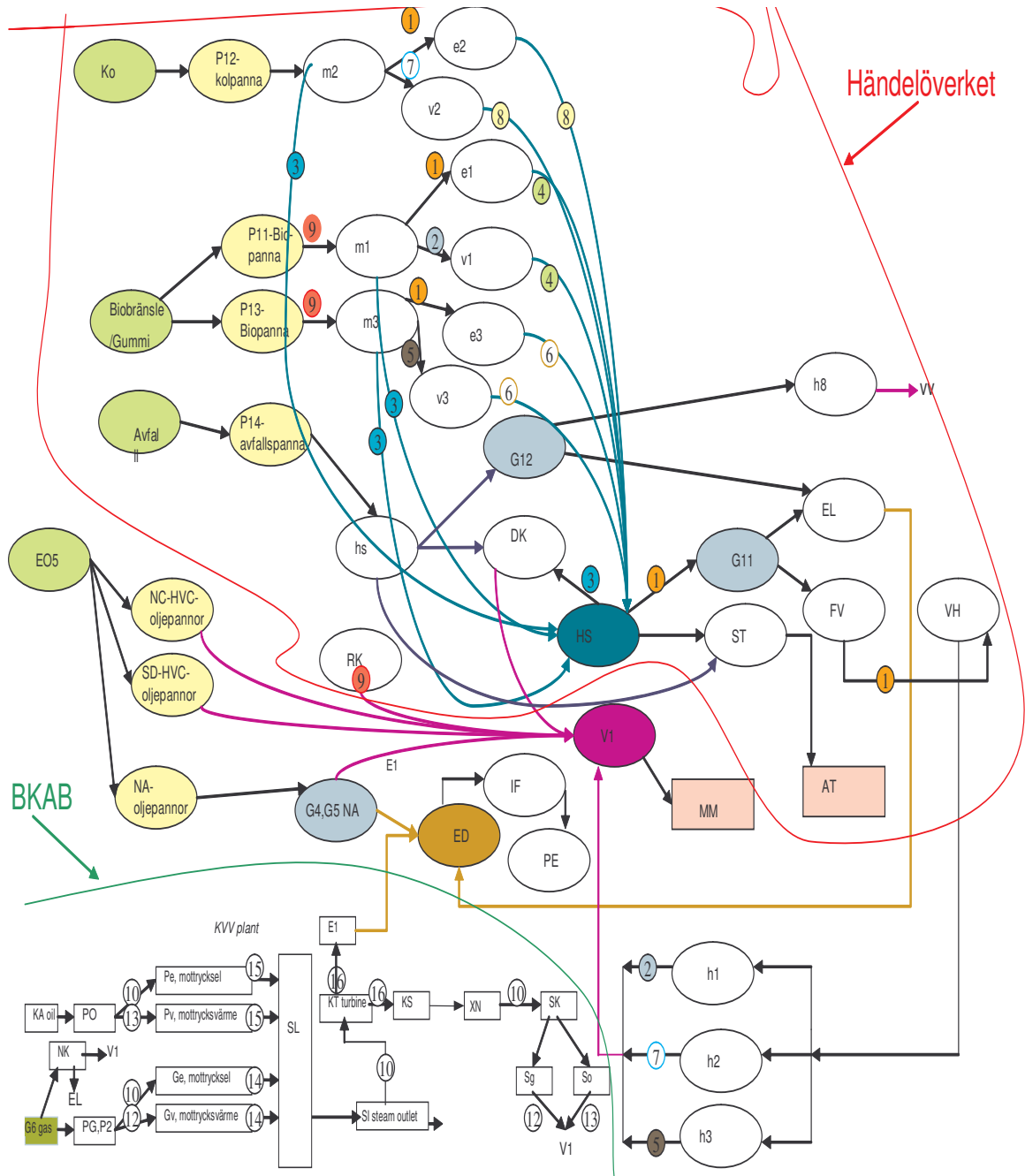
1. Elproduktion i KV1
 $bmbe + kmke + ooee + ogne - ASCC + XXVK = 0$
 Mängden bränsle som är beskattad för elproduktion motsvarar
 mängd ånga till turbinen minus det som går genom turbinen utan att bli el
 plus mottrycksvärme spilld i återkylaren i Stångån.
2. ren (direkt) värme i KV1
 $bmAS + kmAS + ooGS + ogGS - ASDI = 0$
 Mängden bränsle som är beskattad för ren värmeproduktion ska motsvara
 summan av fjärrvärme producerad i direktkondensorn
3. Värme levererad från bibränslepannan
 $bmbv - VbVV = 0$
4. Värme levererad från kolpannan
 $kmkv - VkVV = 0$
6. Värme leverad från oljepannan
 $ooov - VoVV = 0$
7. Proportionering av träbränsle till P3,
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar α * bränsle skattad för värmeproduktion
 $beAS - \alpha * bvAS = 0$
8. Proportionering av bränsle till P1
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar α * bränsle skattad för värmeproduktion
 $keAS - \alpha * kvAS = 0$
10. Proportionering av olja till P2
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar α * bränsle skattad för värmeproduktion
 $oeGS - \alpha * ovGS = 0$
11. Tidsberoende alfavärde i turbinerna på kraftvärmeverket
 Producerad el motsvarar α * ångan som kommer ut ur turbinen
 $CCNN - \alpha * CCmx = 0$

13. För att köra Gärstad 31-47 MW el måste Gärstad < 31 MW el köras fullt. Lyckas ej uppnå detta med någon summeringsekvation men om el från A alltid är större än $31/16 = 1,938$ gånger el från B minskas felet $GANN - 1,938 * GBNN > 0$
12. Gärstad
 $PPGA - 1,2YAGA - 1,2G1Ga = 0$
 Vid elproduktion på högst 31 MW motsvarar tillförd olja 59,81 energi-% av ångan (från ångpannorna) som utnyttjas för kraftvärmeproduktion av el och fjärrvärme.
 31 MW el / 52,5 MW avfall motsvarar 31 MW olja / 52,5 MW avfall, verkningsgraden för flödet YAGA på 0,71 ger förhållandet mellan avfall till turbinen och tillförd olja eller gas $= 52,5/31 * 0,71 = 1,2$
5. Värme levererad från konverterad P2(gaspanna)
 $ognv - VgVV = 0$
9. Proportionering av bränsle (gas) från gaspannan
 $neGS - \alpha * nvGS = 0$
 Alfavärdet varierar och är mellan 0,25-0,31

Bilaga 2.

Nodschema över Norrköpings energisystem och tillhörande summeringsekvationer i MODEST.

OBS! Varje flöde som ingår i en summeringsekvation är försedd med en ring.



Summeringsekvationer

Fjärrvärme- och elproduktion Händelöverket

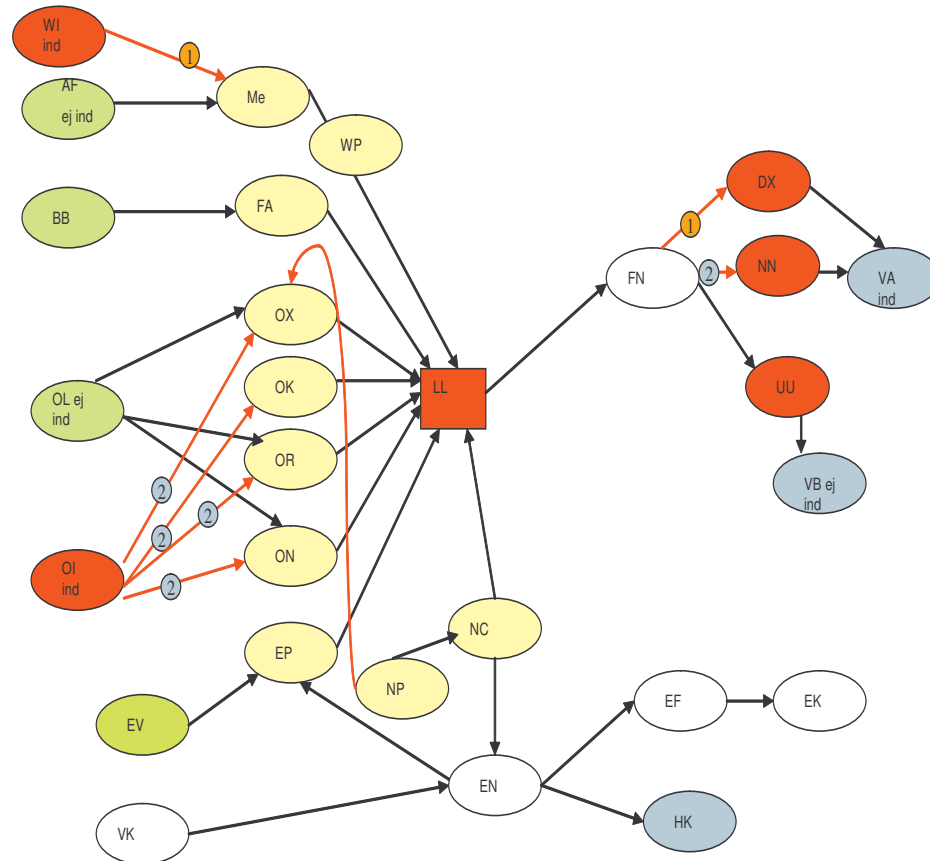
1. Elproduktion
 $m_1 e_1 + m_2 e_2 + m_3 e_3 = \text{HSTA} - \text{FVVH}$
 Mängden bränsle som är beskattad för elproduktion motsvarar
 mängd ånga till turbinen minus mängd det ånga som går genom turbinen utan att bli el
3. ren (direkt) värme
 $m_1 \text{HS} + m_2 \text{HS} + m_3 \text{HS} = \text{HSDK}$
 Mängden bränsle som är beskattad för ren värmeproduktion ska motsvara
 summan av fjärrvärme producerad i direktkondensorn
2. mottrycksvärme levererad från biobränslepannan P11
 $m_1 v_1 - h_1 V1 = 0$
5. mottrycksvärme levererad från biobränslepannan P13
 $m_3 v_3 - h_3 V1 = 0$
7. mottrycksvärme leverad från kolpannan P12
 $m_2 v_2 - h_2 V1 = 0$
4. Proportionering av biobränsle till P11,
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar alfa * bränsle skattad för värmeproduktion
 $e_1 \text{HS} - \text{alfa} * v_1 \text{HS} = 0$
6. Proportionering av biobränsle till P13
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar alfa * bränsle skattad för värmeproduktion
 $e_3 \text{HS} - \text{alfa} * v_3 \text{HS} = 0$
8. Proportionering av kol till P12
 bränsle skattad för elproduktion motsvarar alfa * bränsle skattad för värmeproduktion
 $e_2 \text{HS} - \text{alfa} * v_2 \text{HS} = 0$
9. Värme levererad från RGK (biopanna 11+biopanna 13)
 $0.171 p_3 m_3 + 0.125 p_1 m_1 = \text{RKV1}$

Produktion av el och mottrycksvärme BKAB

10. Elproduktion
 $PG_{Ge} + PO_{Pe} = SIKT - XNSK$
 Mängden bränsle som är beskattad för elproduktion motsvarar
 mängd ånga till turbinen minus det ånga som går genom turbinen utan att bli el
12. Mottrycksvärme levererad från konverterad oljepanna till gas på BKAB
 $PG_{Gv} - S_{gV1} = 0$
13. Mottrycksvärme levererad från oljepannan på BKAB
 $PO_{Pv} - S_{oV1} = 0$
15. Proportionering av olja till oljepannan på BKAB
 $Pe_{SL} - \alpha_{fa} \times Pv_{SL} = 0$
14. Proportionering av gas till konverterad oljepanna på BKAB
 $Ge_{SL} - \alpha_{fa} \times Gv_{SL} = 0$
16. Tidsberoende alfavärde i turbinen på BKAB
 Producerad el motsvarar $\alpha_{fa} \times$ ångan som kommer ut ur turbinen
 $KTE1 - \alpha_{fa} \times KTKS = 0$

Bilaga 3.**Nodschema över Finspångs energisystem och tillhörande summeringsekvationer i MODEST.**

OBS! Varje flöde som ingår i en summeringsekvation är försedd med en ring.



Avfall som används för värmeproduktion och leverans till industri

$$1. WI \times 0,86MI - FNDX = 0$$

Gas och olja som används för värmeproduktion och leverans till industri:

$$2. NP \times 0,90OX + OI \times 0,90OX + OI \times 0,80OK + OI \times 0,79OR + OI \times 0,78ON - FN \times NN = 0$$

3 Analys av industriell tillämpning av naturgas i industrier i Östergötlands län

3.1 Inledning

Som en delstudie i projekt "Naturgasens möjligheter och konsekvenser för energiföretag och industrier i Östergötland" studeras hur sexton industrier belägna i Östergötland kan konvertera sina industriella processer till naturgas. Enligt den utbyggnadsplan som idag finns angående naturgasledning i södra Sverige ligger fjorton av de sexton industrierna längst den planerade sträckningen av gasledningen. De två som inte ligger inom utbyggnadsområdet är SKF i Katrineholm och Swedish Tissue i Kisa. Dessa två industrier kan istället komma att erbjudas leverans av naturgas via LNG.

Investeringskostnader för konvertering från olja, el eller gasol till naturgas är inte medtagna i studien. Istället redovisas minskade el- och bränslekostnader till följd av konverteringen. Beräkningarna är gjorda både med ett elpris som motsvarar dagens nivå samt med ett elpris som återspeglar en europeisk nivå. De olika konverteringsförslagen till naturgas har indelats i tre olika prioriteringsnivåer där nivå 1 representerar åtgärder som kräver relativt liten investering som exempelvis konvertering av oljepannor eller gasoldrivna ugnar. Prioriteringsnivå 2 är åtgärder som kräver en något högre investering, exempelvis konvertering av eldriven ångpanna. Till prioriteringsnivå 3 hör slutligen åtgärder som konvertering av IR-ramp eller eldrivna elugnar, dvs åtgärder som är relativt investeringstunga. Till samma prioriteringsnivå hör även konvertering till naturgas i områden där naturgasutbyggnad ej är planerad, vilket i denna delstudien innebär åtgärder på SKF i Katrineholm och på Swedish Tissue i Kisa.

För att analysera hur en ökad användning av naturgas bland östgötska industrier påverkar miljön har globala utsläpp av växthusgasen CO₂ beräknats för varje industri samt för alla industrier tillsammans. Industriernas möjlighet att öka sin användning av fjärrvärme har också analyserats i delstudien. Detta resultat ligger till grund för scenario i delstudien om möjligheter och konsekvenser för energiföretag i regionen att använda naturgas (se kapitel 2).

3.1.1 Delsyfte

Syftet med delstudien är att utreda och visa på möjligheterna och konsekvenserna av att använda naturgas inom industrier i Östergötlands län.

3.1.2 Omfattning

Studien omfattar följande industrier i Östergötland:

Norrköping

- Fiskeby Board
- Holmen Braviken
- Suominen Flexible Packaging

Kisa

- Swedish Tissue

Finspång

- Siemens
- Outokumpu
- Sapa Industriservice
- Sapa Profiler
- Sapa Technology
- Sapa Heat Transfer
- SSAB

Linköping

- Arla
- SAAB
- Cloetta

Skärblacka

- Skärblacka Bruk

Katrineholm

- SKF

Studien inkluderar tekniska möjligheter att konvertera till naturgas från olja, el eller gasol i olika industriella processer samt ekonomiska och miljömässiga konsekvenser av den förändrade industriella energianvändningen. Studien omfattar också möjligheter till ökad fjärrvärmeanvändning.

3.1.3 Metod

Industrierna är studerade med en top-down metod där varje industris specifika förutsättningar för konvertering till naturgas och fjärrvärme inom olika processer studeras. Metoden innebär att alla industrier har besökts och att föreslagna konverteringsåtgärder har förankrats hos respektive industri.

3.1.4 Avgränsningar

Investeringskostnader för att ställa om energianvändningen mot ökad naturgasanvändning eller fjärrvärme är inte inkluderade i studien. Ekonomiska analyser till följd av föreslagen konvertering till naturgas är istället baserade på förändringar i el- och bränslekostnader.

3.1.5 Antaganden

I tabell 3.1 och tabell 3.2 presenteras antagna verkningsgrader samt el- och bränslepriser som använts i studien.

Tabell 3.1 Antagna verkningsgrader

Verkningsgrad	%
Olja	80
Gasol	75
El	100
Diesel	90
Naturgas	75

Kommentar: Angivna verkningsgraderna är snittvärden för hetvattenpannor.

Tabell 3.2 Antagna el- och bränslepriser

Energislag	SEK/MWh
Olja	400
Gasol	350
El	430
Europeiskt elpris	800
Diesel	500
Naturgas	200

Kommentar: Angivna el- och bränslepriser anses som representativa värden för större och medelstora svenska industrier. Värdet för det europeiska elpriset är hämtat från en studie finansierad av Sydkraft där ett framtida europeiskt elpris presenteras [Melkersson, Söderberg 2004].

I ett europeiskt kraftsystem är kolkondens den marginella kraftkälla som ändras när användningen av el ökar eller minskar. Detta resonemang innebär att 1 kWh el ger upphov till emissioner av 1 kg CO₂. I tabell 3.3 presenteras de utsläppsmängd i ton per MWh som använts i föreliggande studie.

Tabell 3.3 Emissioner av CO₂

CO₂-utsläpp	ton/MWh
Olja	0,3
Gasol	0,2
El	1
Diesel	0,3
Naturgas	0,2
Biobränsle	0

Kommentar: Emissioner på 0 ton/MWh för biobränsle förutsätter ett kretslopp där biobränsle återplanteras i samma omfattning som det förbränns.

3.1.6 Indelning av åtgärder i prioriteringsnivåer

Konverteringsförslagen i studien är indelade i tre prioriteringsnivåer, där åtgärder som tillhör nivå 1 kräver relativt låg investering och åtgärder i nivå 3 kräver en hög investering. Syftet med indelningen i olika prioriteringsnivåer är att visa på en relativ jämförelse mellan åtgärdsförslagen med hänsyn till den investering som krävs. Tabell 3.4 visar på exempel på åtgärder tillhörande prioriteringsnivå 1, 2 och 3.

Tabell 3.4 Exempel på åtgärder indelat i prioriteringsnivåer

Prioriterings-nivå	Beskrivning	Exempel på åtgärd
1	Processer som idag drivs med olja eller gasol.	Konvertering av oljepannor, gasoldrivna ugnar.
2	Elvärmda processer som idag är vattenburna.	Konvertering av eldriven ångpanna.
3	Processer som idag drivs med direktverkande el samt processer som kräver LNG	Konvertering av eldrivna ugnar, IR-ramp. Konvertering till naturgas i områden där naturgasutbyggnad ej är planerad. I denna studie gäller det SKF i Katrineholm och Swedish Tissue i Kisa

3.1.7 Disposition

I kapitel 3.2.1 till 3.2.12 presenteras de olika industriernas energianvändning idag tillsammans med åtgärdsförslag för konvertering till naturgas samt ekonomiska och miljömässiga konsekvenser till följd av konverteringen. I kapitel 3.3 och 3.4 presenteras gemensamma resultat och slutsatser för industrierstudien.

3.2 Analyser av industrierna

I kapitel 3.2.1 till och med kapitel 3.2.12 presenteras först ursprunglig energianvändning hos varje industri baserat på uppgifter som dels mätts upp inom projektet samt dels lämnats av respektive industri. Åtgärderna följs av miljömässiga och ekonomiska konsekvenser till följd av konverteringen till naturgas. För varje industri redovisas även individuella möjligheter till ökad användning av fjärrvärme.

3.2.1 Arla Foods östgötamejeri

3.2.1.1 Företagsinformation

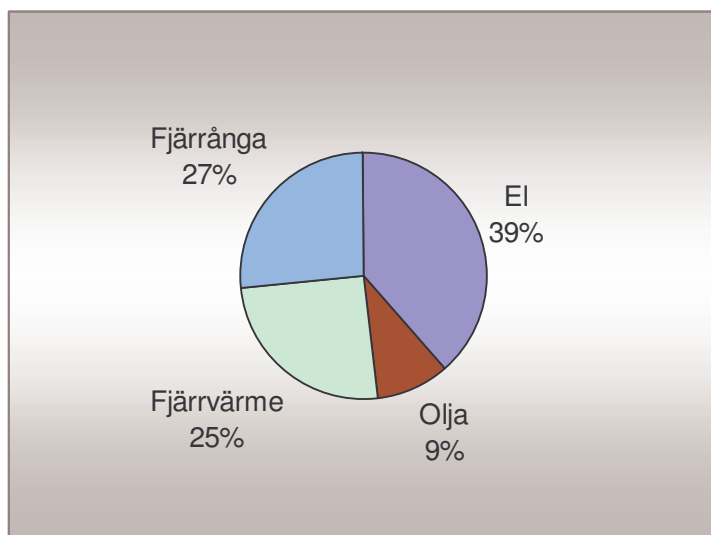
Placering:	Linköping
Produkter:	Mjölk, fil, grädde, crème fraiche, frukt yoghurt mm
Antal anställda:	295 st.
Produktionstid:	ca 8700 h/år
Övrigt:	För närvarande håller man på att starta ytterligare en produktionslina.

3.2.1.2 Nuvarande energianvändning

Arla Foods östgötamejeri hade år 2003 en energianvändning på cirka 38 700 MWh uppdelat på el, olja, fjärrvärme och fjärrånga (tabell 3.1.1). Fördelningen av energianvändning i procent mellan de olika energislagen visas i figur 3.1.1.

Tabell 3.1.1 Energianvändning Arla Foods östgötamejeri

Energislag	MWh/år
El	14 900
Olja	3 600
Fjärrvärme	9 800
Fjärrånga	10 300
Summa	38 700



Figur 3.1.1 Fördelning av energianvändning i % Arla Foods östgötamejeri

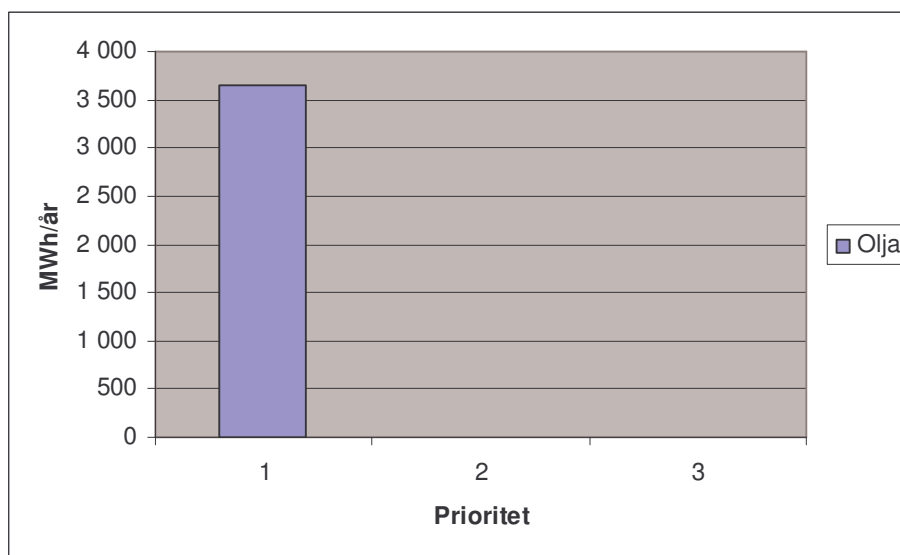
3.2.1.3 Konverterbart till naturgas

På Arla Foods östgötamejeri kan en oljeeldad ångpanna konverteras till naturgas vilket innebär att 3 600 MWh olja konverteras till 3 900 MWh naturgas. Ångpannan klassas som en prioritet 1 åtgärd¹ vilket framgår av figur 3.1.2.

Tabell 3.1.2 Konverterbara processer Arla Foods östgötamejeri

Process	Energislag	MWh bränsle
Ångpanna	Olja	3 600
Totalt		3 600

Kommentar: Det är även möjligt att konvertera processen till fjärrvärme/fjärrånga



Figur 3.1.2 Konverterbart till naturgas på Arla Foods östgötamejeri

3.2.1.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ med 316 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 29% av Arla Foods östgötamejeri utsläpp idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Arla Foods östgötamejeri med 68 000 kr årligen. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

¹ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.2 Billerud Skärblacka

3.2.2.1 Företagsinformation

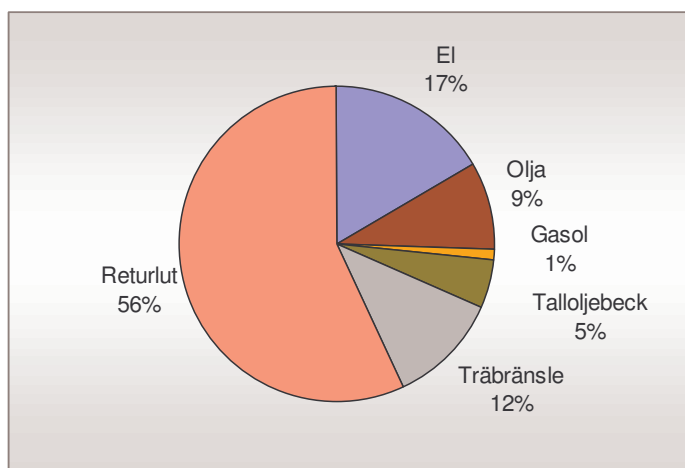
Placering:	Skärblacka
Produkter:	Avsalumassa, säck- och kraftpapper samt fluting, som är det veckade mellanskiktet i wellpapp. Den totala produktionen ligger på ca 400 000 ton färdiga produkter per år. Några viktiga slutprodukter för Skärblackas papper är säckar, bärkassar, påsar, omslag och medicinska förpackningar
Antal anställda:	ca 750 st.
Arbets tid:	ca 8700 h/år
Övrigt:	I dag omfattar bruket tre massalinjer, fyra pappersmaskiner och en upptagningsmaskin för avsalumassa

3.2.2.2 Nuvarande energianvändning

Billerud Skärblacka hade år 2003 en energianvändning på cirka 2 767 GWh uppdelat på el, olja, gasol, talloljebeck, returlut och träbränslen (tabell 3.2.1). Den befintliga barkpannan kommer att byggas om från snedrost- till fluidbäddsförbränning och därmed fasa ut oljepannan. Ca 113 GWh el produceras i mottryck på Billerud Skärblacka. Fördelningen av energianvändning i % mellan de olika energislagen visas i figur 3.2.1.

Tabell 3.2.1 Energianvändning Billerud Skärblacka

Energislag	MWh/år
El	493 700
Olja	267 800
Träbränsle	342 900
Talloljebeck	143 600
Returlut	1 689 200
Gasol	34 500
Summa	2 971 700



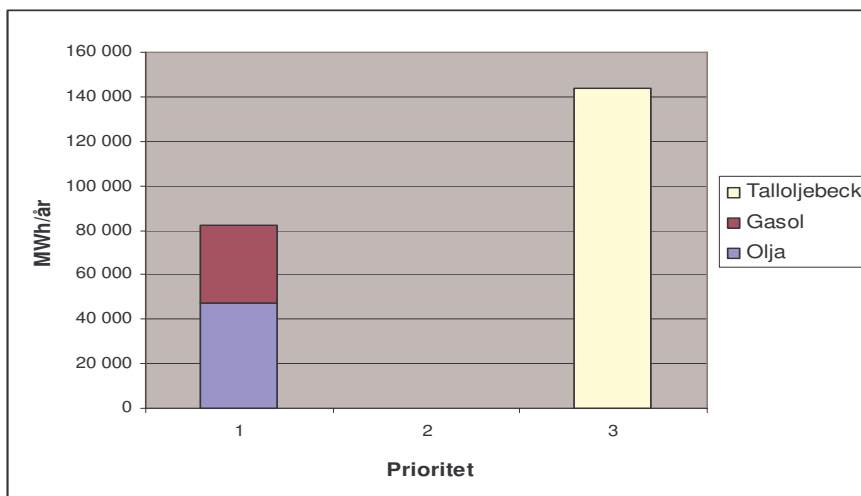
Figur 3.2.1 Fördelning av energianvändningen i % på Billerud Skärblacka

3.2.2.3 Konverterbart till naturgas

På Billerud Skärblacka kan gasoldrivna torkkåpor, mesugnar eldade med olja och talloljebeck samt uppstart av sodapanna, som görs med olja, konverteras till naturgas vilket visas i tabell 3.2.2. Åtgärderna med olja och gasol klassas som prioritet 1 åtgärd² medan konvertering från talloljebeck till naturgas klassas som prioritet 3 (se figur 3.2.2). Total konverteringspotential uppgår till 225 600 MWh per år. Dock anses det inte ekonomiskt försvarbart att idag konvertera från talloljebeck till naturgas då talloljebeck är en restprodukt med en lägre totalkostnad än naturgas, en konvertering av övriga processerna enligt tabell 3.3.2 (dvs exkl mesugnar eldade med talloljebeck) ger upphov till en användning av 85 200 MWh naturgas per år.

Tabell 3.2.2 Konverterbara processer Billerud Skärblacka

Process	Energislag	MWh bränsle
Torkkåpor	Gasol	34 500
Mesugnar	Olja	29 300
Mesugnar	Talloljebeck	143 600
Sodapanna	Olja	18 200
Totalt		225 600



Figur 3.2.2 Konverterbart till naturgas Billerud Skärblacka

3.2.2.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag (exkl talloljebeck) leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Billerud Skärblacka med 4 120 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 19% av de utsläpp Billerud Skärblacka har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Billerud Skärblacka med 1 405 000 kr årligen (exkl talloljebeck). Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

² se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.3 CloettaFazer

3.2.3.1 Företagsinformation

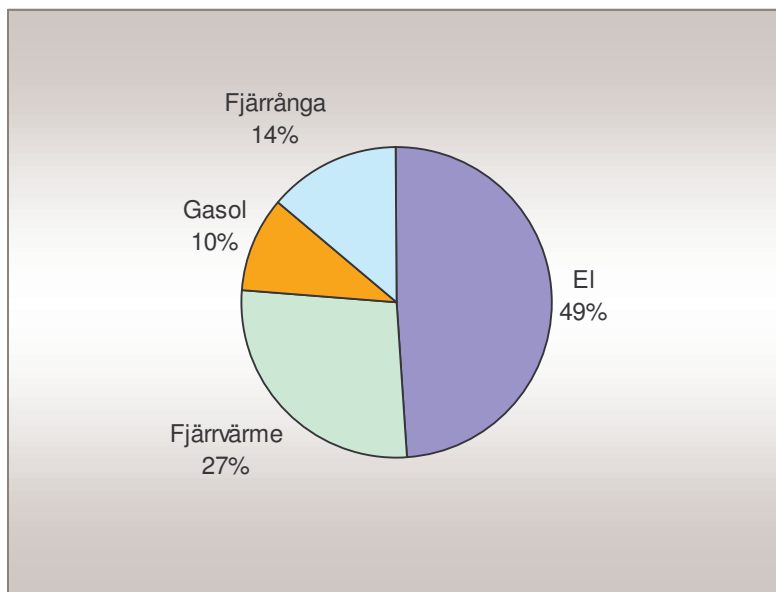
Placering: Ljungsbro, Linköping
Produkter: Konfektyr som exempelvis Kkexchoklad, Center och Bridgeblandning
Antal anställda: ca 400 st.
Arbets tid: 6600 h/år

3.2.3.2 Nuvarande energianvändning

CloettaFazer hade år 2003 en energianvändning på cirka 37 900 MWh uppdelat på el, gasol, fjärrvärme och fjärrånga (tabell 3.3.1)³. Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.3.1.

Tabell 3.3.1 Energianvändning CloettaFazer

Energislag	MWh/år
El	18 500
Gasol	3 800
Fjärrvärme	10 300
Fjärrånga	5 300
Summa	37 900



Figur 3.3.1 Procentuell fördelning av energianvändningen CloettaFazer

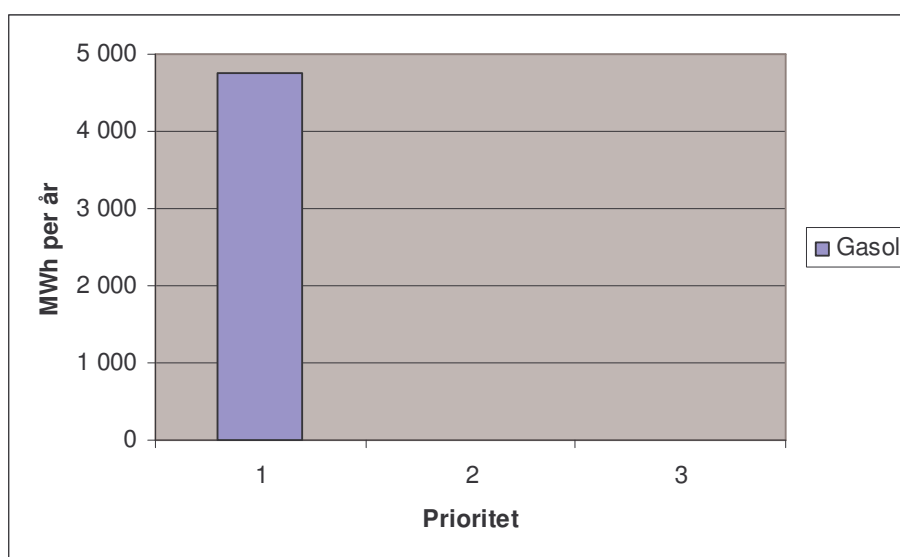
³ Kommentar: På CloettaFazer kylvärmer man lokalerna för att hålla nere temperaturerna för produktionen. Detta skulle bli betydligt mer effektivt om produktionen skärmades av.

3.2.3.3 Konverterbart till naturgas

På CloettaFazer är det möjligt att konvertera kexugnar som idag eldas med gasol till naturgas vilket innebär en ökad användning av naturgas med 4 800 MWh konverteras (tabell 3.3.2). Konverteringsåtgärden klassas som prioritet 1 åtgärd (figur 3.3.2).

Tabell 3.3.2 Konverterbara processer CloettaFazer

Process	Energislag	MWh bränsle
Kexugnar	Gasol	4 800
Totalt		4 800



Figur 3.3.2 Konverterbart till naturgas CloettaFazer

3.2.3.4 Ekonomi och miljöpåverkan

Den föreslagna ökade användningen av naturgas på CloettaFazer innebär en konvertering från gasol till naturgas enligt figur 3.2.2. Enligt de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5 är emissionerna av CO₂ för gasol och naturgas likvärdiga. Detta innebär att konverteringen från gasol till naturgas inte påverkar de globala utsläppen av CO₂. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för CloettaFazer med 71 250 kr årligen. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

3.2.4 Fiskeby Board

3.2.4.1 Företagsinformation

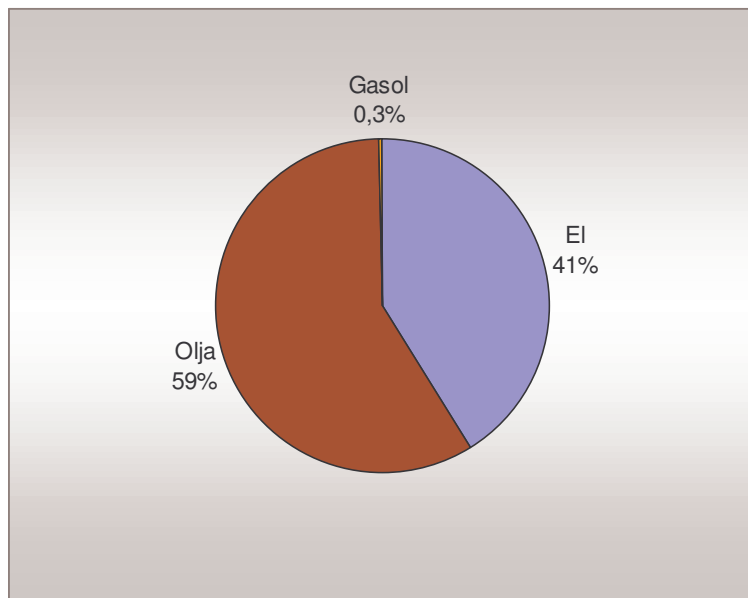
Placering: Norrköping
Produkter: Produktion av Multiboard, dvs flersikts förpackningskartong.
Antal anställda: 320 st.
Arbets tid: ca 8000 h/år
Övrigt: I dag finns möjligheten att välja om man vill producera ånga med el eller olja.

3.2.4.2.1 Nuvarande energianvändning

Fiskeby Board hade år 2003 en energianvändning på cirka 344 300 MWh uppdelat på el, olja och gasol (tabell 3.4.1). Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen i % visas i figur 3.4.1.

Tabell 3.4.1 Energianvändning Fiskeby Board

Energislag	MWh/år
El	142 000
Olja	201 300
Gasol	1 000
Summa	344 300



Figur 3.4.1 Procentuell fördelning av energianvändningen Fiskeby Board

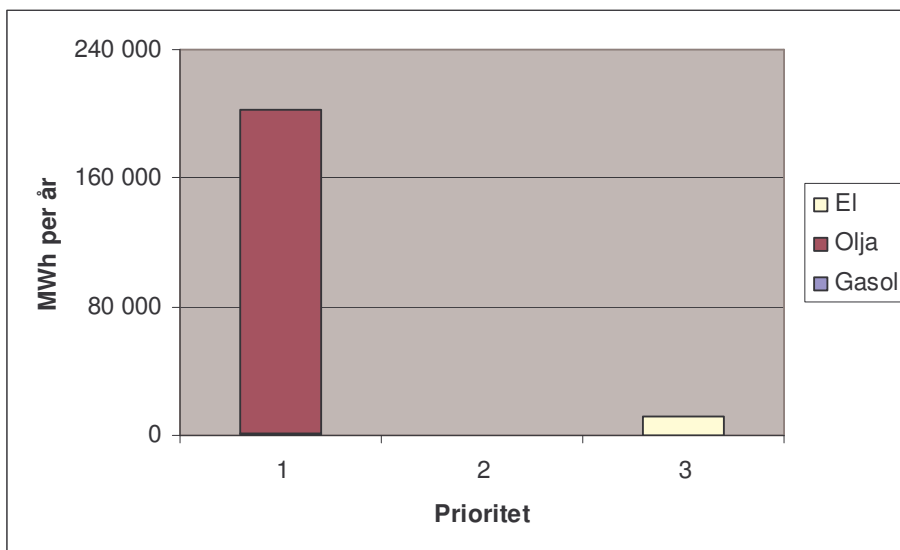
3.2.4.3 Konverterbart till naturgas

På Fiskeby Board kan oljeeldad ångpanna, eldrivna IR-torkar samt arkipacken som är gasoleldad konverteras till naturgas (tabell 3.4.2) vilket innebär en konvertering av 214 300 MWh olja, el och gasol till 231 700 MWh naturgas. Konvertering av ångpannan och arkipacken klassas som en prioritet 1 åtgärd medan konvertering av IR-torkarna tillhör prioritet 2 åtgärd⁴ (figur 3.4.2).

Tabell 3.4.2 Konverterbara processer Fiskeby Board

Process	Energislag	MWh bränsle
Ångpanna	Olja	201 300
Arkipacken	Gasol	1 000
IR-torkar	El	11 900
Totalt		214 300

Kommentar: Det är även möjligt att konvertera den oljeeldade ångpannan till fjärrvärmesystem.



Figur 3.4.2 Konverterbart till naturgas Fiskeby Board

2.4.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Fiskeby Board med 26 000 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 36% av de utsläpp Fiskeby Board har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Fiskeby Board med 3 970 000 kr årligen med dagens elpriser samt 4 409 000 kr med ett europeiskt elpris. Besparingarna är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

⁴ se kapitel 1.x för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.5 Holmen Paper Braviken

3.2.5.1 Företagsinformation

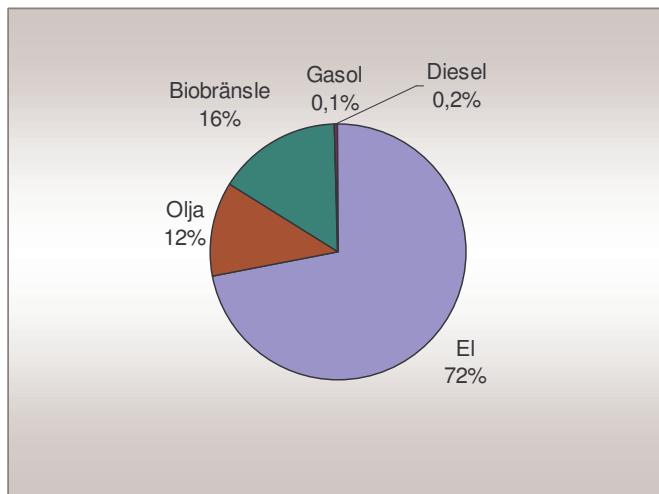
Placering:	Norrköping
Produkter:	Produktion av vitt och färgat tidningspapper samt telefonkatalogspapper
Antal anställda:	ca 680 st
Arbets tid:	ca 8700 h/år

3.2.5.2 Nuvarande energianvändning

Holmen Paper Braviken hade år 2004 en energianvändning på cirka 2 397 GWh uppdelat på el, olja, bark, gasol och diesel (tabell 3.5.1). Holmen producerar för närvarande 65 GWh el i mottryck. Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.5.1.

Tabell 3.5.1 Energianvändning Holmen Paper Braviken

Energislag	MWh/år
El	1 725 000
Olja	283 000
Bark, fiberslam, RT-flis	382 000
Gasol	2 240
Diesel	4 900
Summa	2 397 000



Figur 3.5.1 Procentuell fördelning av energianvändningen Holme Paper Braviken

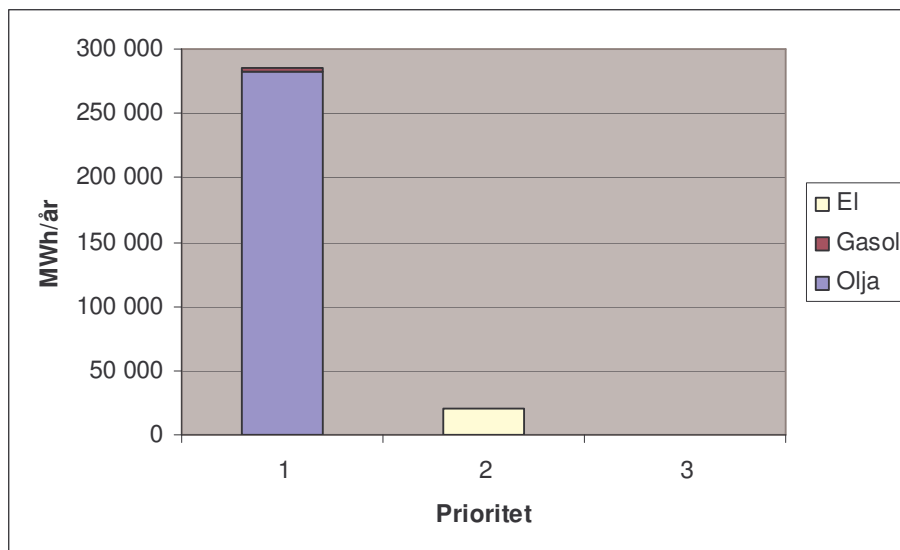
3.2.5.3 Konverterbart till naturgas

På Holmen Paper Braviken kan oljeeldad och eldriven ångpanna samt gasoldrivna truckar konverteras till naturgas (tabell 3.5.2) vilket innebär att 305 000 MWh olja, gasol och el konverteras till 330 800 MWh naturgas. Oljeeldad ångpanna samt truckarna klassas som prioritet 1 åtgärd medan konvertering av eldriven ångpanna tillhör prioritet 2 åtgärd⁵ (figur 3.5.2).

Tabell 3.5.2 Konverterbara processer Holmen Paper Braviken

Process	Energislag	MWh bränsle
Ångpanna	Olja	283 000
Truckar	Gasol	2 240
Ångpanna	El	20 000
Totalt		305 000

Kommentar: Det är även möjligt att konvertera ångpannorna till fjärrånga.



Tabell 3.5.2 Konverterbart till naturgas Holmen Paper Braviken

3.2.5.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Holmen Paper Braviken med 39 200 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 37% av de utsläpp av CO₂ Holmen Paper Braviken har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Holmen Braviken med 5 643 000 kr årligen med dagens elpriser samt 6 383 000 kr med ett europeiskt elpris. Besparingarna är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

⁵ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.6 Outokumpu Copper Strip

3.2.6.1 Företagsinformation

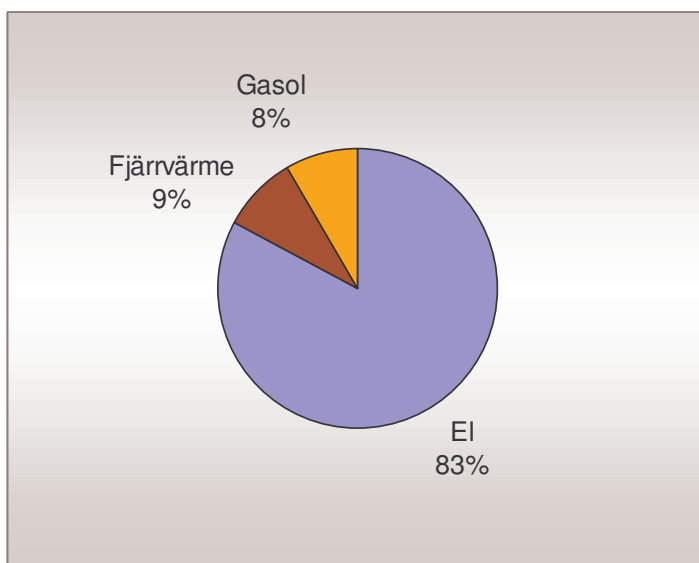
Placering: Finspång
Produkter: Produktion av tunna band i olika kopparlegeringar
Antal anställda: ca 300 st
Arbets tid: ca 8000 h/år

3.2.6.2 Nuvarande energianvändning

Outokumpu Copper Strip hade år 2003 en energianvändning på cirka 54 000 MWh uppdelat på el, fjärrvärme och gasol (tabell 3.6.1). Fördelningen av energianvändning i % mellan de olika energislagen visas i figur 3.6.1.

Tabell 3.6.1 Energianvändning Outokumpu Copper Strip

Energislag	MWh/år
El	44 700
Fjärrvärme	4 800
Gasol	4 500
Summa	54 000



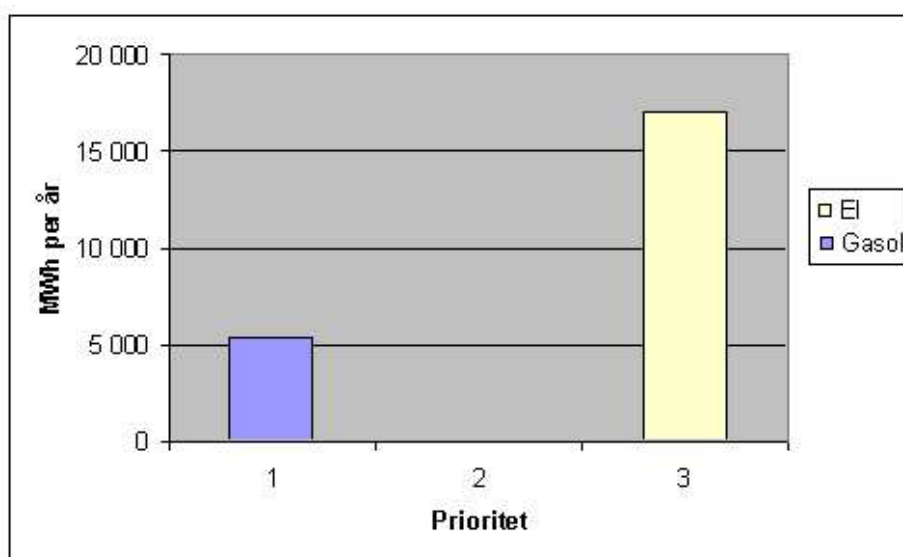
Figur 3.6.1 Procentuell fördelning av energianvändningen Outokumpu Copper Strip

3.2.6.3 Konverterbart till naturgas

På Outokumpu Copper Strip kan gasoleldade och eldrivna glödning/smält-ugnar konverteras till naturgas (tabell 3.6.2) vilket innebär att 22 500 MWh gasol och el konverteras till 28 200 MWh naturgas. Konvertering av gasoldrivna glödningsugnar klassas som prioritet 1 åtgärd⁶ medan de eldrivna ugnarna klassas som prioritet 3 åtgärd (tabell 3.6.2).

Tabell 3.6.2 Konverterbara processer Outokumpu Copper Strip

Process	Energislag	MWh bränsle
Glödningsugnar	Gasol	5 400
Smält/glödningsugnar	El	17 100
Totalt		22 500



Figur 3.6.2 Konverterbart till naturgas Outokumpu Copper Strip

3.2.6.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Outokumpu Copper Strip med 12 800 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarande 67% av de utsläpp Outokumpu Copper Strip har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Outokumpu Copper Strip med 293 800 kr årligen med dagens elpriser samt 926 000 kr med ett europeiskt elpris. Besparingarna är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

⁶ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.7 SAAB

3.2.7.1 Företagsinformation

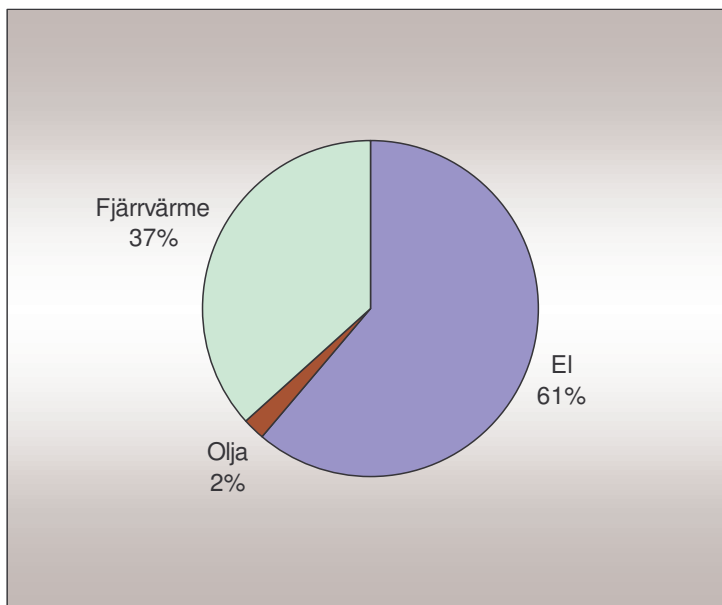
Placering: Linköping
Produkter: Produktion av flygplan och flygplansdetaljer till Boeing och Airbus
Antal anställda: ca 4 100 st
Arbets tid: ca 6000 h/år

3.2.7.2 Nuvarande energianvändning

SAAB hade år 2001 en energianvändning på cirka 143 200 MWh uppdelat på el, olja och fjärrvärme (tabell 3.7.1). Fördelningen av energianvändning i % mellan de olika energislagen visas i figur 3.7.1.

Tabell 3.7.1 Energianvändning SAAB

Energislag	MWh/år
El	87 600
Olja	3 100
Fjärrvärme	52 500
Summa	143 200



Figur 3.7.1 Procentuell fördelning av energianvändningen SAAB

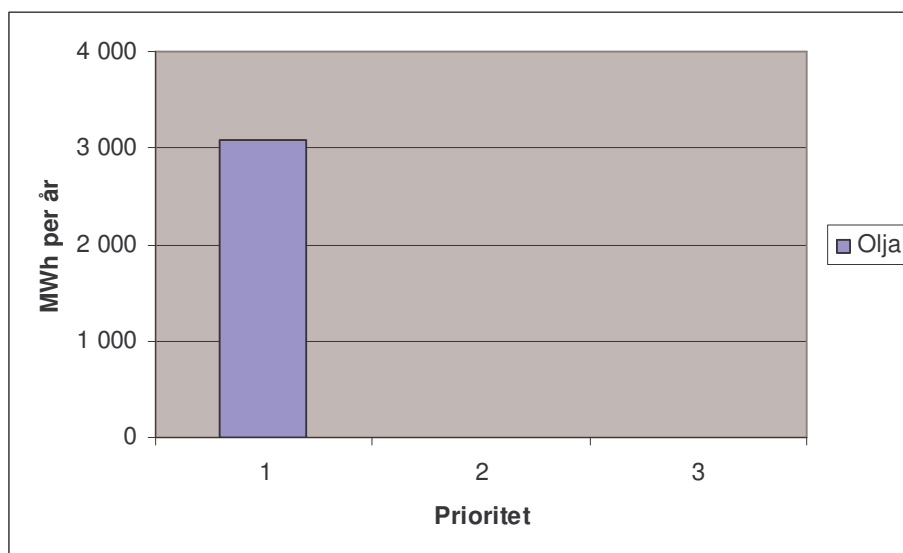
3.2.7.3 Konverterbart till naturgas

På SAAB är det möjligt att konvertera en oljepanna till naturgas (tabell 3.7.2) vilket innebär att 3 100 MWh olja konverteras till 3 300 MWh naturgas. Åtgärden klassas som prioritet 1 åtgärd⁷ (figur 3.7.2).

Tabell 3.7.2 Konverterbara processer SAAB

Process	Energislag	MWh bränsle
Oljepanna	Olja	3 100
Totalt		3 100

Kommentar: Det är även möjligt att konvertera processen till fjärrvärme.



Figur 3.7.2 Konverterbart till naturgas SAAB

3.2.7.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för SAAB med 267 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 29% av de utsläpp SAAB har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för SAAB med 57 400 kr årligen. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

⁷ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.8 Sapa Industriområde

3.2.8.1 Företagsinformation

På Sapa industriområde i Finspång ligger Sapa Industriservice, Sapa Profiler, Sapa Heat Transfer, Sapa Technology, SSAB och Outokumpu. Området är sedan september -04 inkopplat på fjärrvärmenätet i Finspång. I föreliggande analys presenteras Sapa Industriservice, Sapa Heat Transfer, Sapa Profiler och SSAB medan Outokumpu redovisats separat i föregående kapitel.

Sapa Industriservice

Placering: Finspång
Produkter: Mediaförsörjning
Antal anställda: ca 350 st

Sapa Profiler

Placering: Finspång
Produkter: Aluminiumprofiler
Antal anställda: ca 350 st

Sapa Heat Transfer

Placering: Finspång
Produkter: Aluminiumbandstillverkning
Antal anställda: ca 400 st

Sapa Technology

Placering: Finspång
Produkter: Nya teknologier
Antal anställda: ca 40 st

SSAB

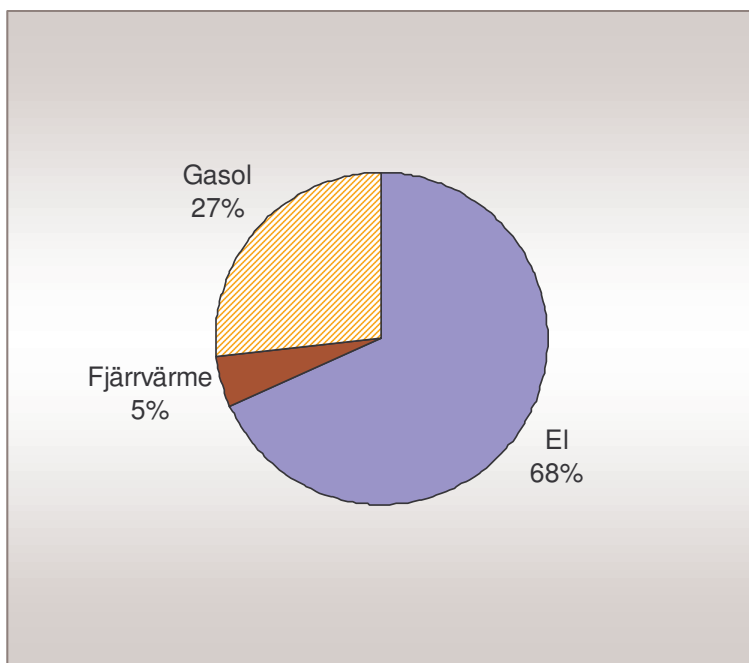
Placering: Finspång
Produkter: Lackering av tunnplåt
Antal anställda: ca 90 st

3.2.8.2 Nuvarande energianvändning

Idag har SAPA området en energianvändning på cirka 260 000 MWh (exkl. Outokumpu). Energislagen är uppdelade på el, fjärrvärme och gasol. Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.7.1.

Tabell 3.7.1 Energianvändning Sapa industriområde

Energislag	Sapa Profiler MWh/år	Sapa Heat Transfer MWh/år	SSAB MWh/år	Sapa Ind.service/Techn. MWh/år
El	31 000	126 400	8 500	10 100
Fjärrvärme	3 490	8 740	230	500
Gasol		24 600	44 400	
Summa	34 100	158 800	53 200	10 600



Figur 3.7.1 Procentuell fördelning av energianvändningen Sapa industriområde (exkl Outokumpu).

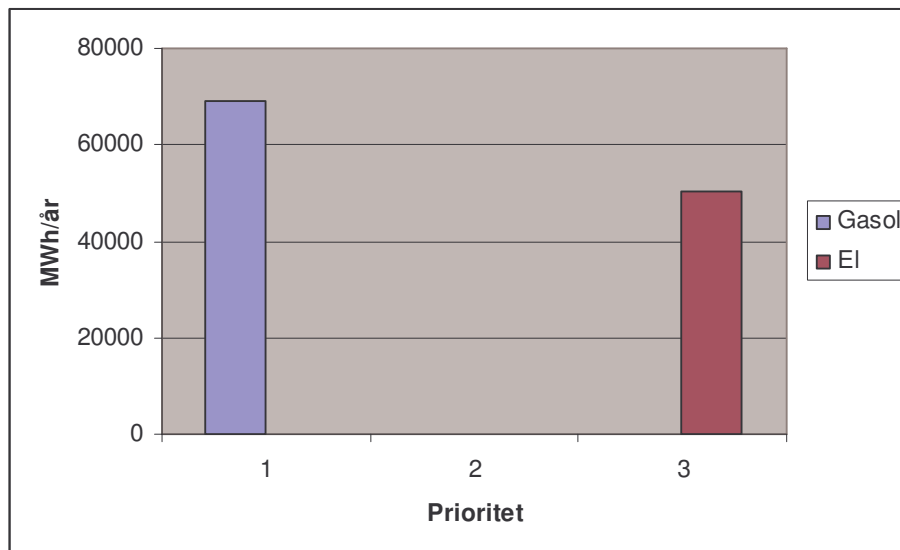
3.2.8.3 Konverterbart till naturgas

På Sapa Heat Transfer, SAPA Profiler och SSAB kan gasol- och eldrivna ugnar konverteras till naturgas (tabell 3.7.2) vilket innebär att 119 200 MWh gasol och el konverteras till 135 900 MWh naturgas per år. De gasoldrivna ugnarna på SSAB och Sapa Heat Transfer klassas som prioritet 1 åtgärd⁸ medan övriga åtgärder klassas som prioritet 3 åtgärd (figur 3.7.2). Inga processer på Sapa Industriservice eller Sapa Technology fanns möjliga att konvertera till naturgas.

⁸ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

Tabell 3.7.2 Konverterbara processer Sapa industriområde (exkl Outokumpu)

Process	Energi- slag	Sapa Profiler MWh bränsle	Sapa Heat Transfer MWh bränsle	SSAB MWh bränsle	Totalt MWh bränsle
Ugnar/Elox	El	13 100	37 000		50 200
Ugnar	Gasol		24 600	44 400	69 000
Summa		13 100	61 600	44 400	119 200



Tabell 3.7.2 Konverterbart till naturgas på Sapa Heat Transfer, Sapa Profiler och SSAB

3.2.8.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Sapa Heat Transfer, Sapa Profiler och SSAB med 36 800 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 58% av de gemensamma utsläpp Sapa Heat Transfer, Sapa Profiler och SSAB har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Sapa Heat Transfer, Sapa Profiler och SSAB med 2 129 200 kr årligen med dagens elpriser samt med 3 985 500 kr med ett europeiskt elpris. Besparingarna är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

3.2.9 Siemens

3.2.9.1 Företagsinformation

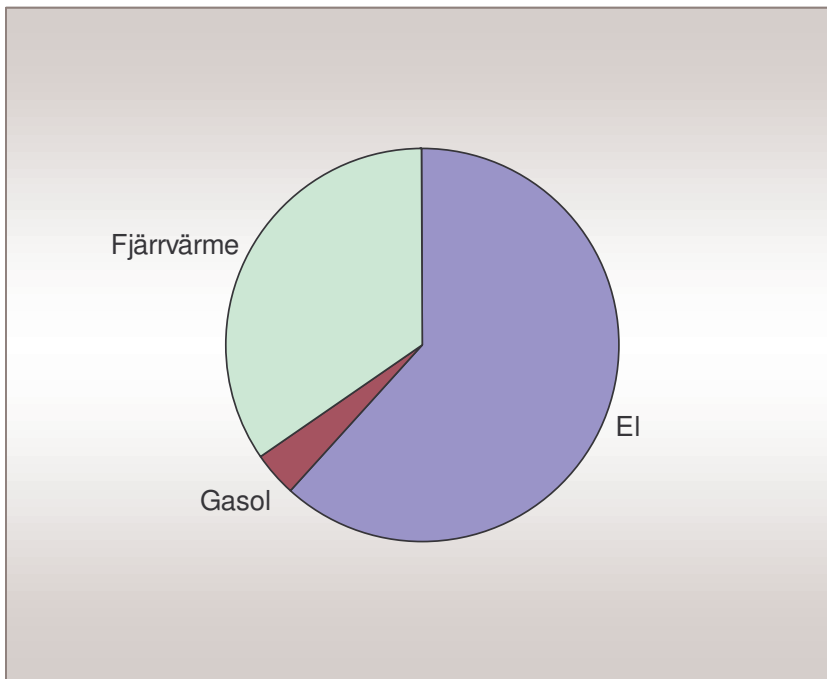
Placering: Finspång
Produkter: Produktion, utveckling och testkörning av ångturbiner
Antal anställda: ca 1 900 st
Arbets tid: ca 8000 h/år

3.2.9.2 Nuvarande energianvändning

Siemens hade år 2004 en energianvändning på cirka 44 000 MWh uppdelat på el, gasol och fjärrvärme (tabell 3.9.1). Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.9.1.

Tabell 3.9.1 Energianvändning Siemens

Energislag	MWh/år
El	27 400
Fjärrvärme	15 400
Gasol	1 500
Summa	44 300



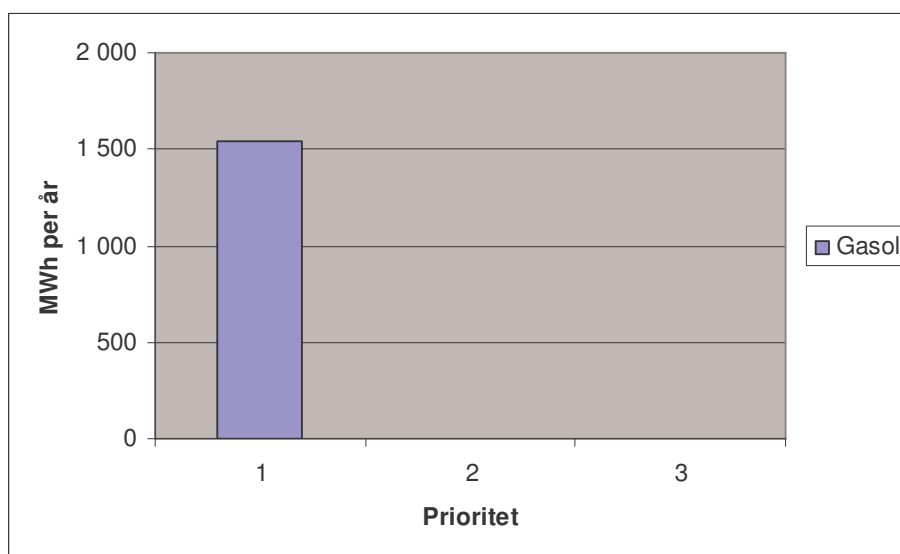
Figur 3.9.1 Procentuell fördelning av energianvändningen Siemens

3.2.9.3 Konverterbart till naturgas

På Siemens kan gasoldriven testrigg konverteras till naturgas (tabell 3.9.2) vilket innebär en ökad användning av naturgas med 1 500 MWh per år. Konverteringsåtgärden klassas som prioritet 1 åtgärd⁹ (tabell 3.9.2).

Tabell 3.9.2 Konverterbara processer Siemens

Process	Energislag	MWh bränsle
Testrigg	Gasol	1 500
Totalt		1 500



Figur 3.9.2 Konverterbart till naturgas Siemens

3.2.9.4 Ekonomi och miljöpåverkan

Den föreslagna ökade användningen av naturgas på Siemens innebär en konvertering från gasol till naturgas enligt tabell 3.9.2. Enligt de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5 är emissionerna av CO₂ för gasol och naturgas likvärdiga. Detta innebär att konverteringen från gasol till naturgas inte påverkar de globala utsläppen av CO₂. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för Siemens med 23 100 kr årligen. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

⁹ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.10 SKF

3.2.10.1 Företagsinformation

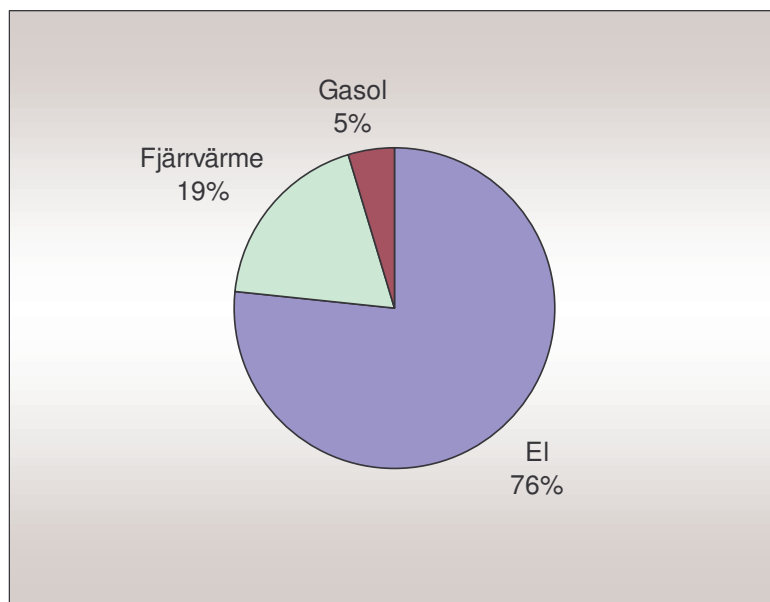
Placering: Katrineholm
Produkter: Produktion och tillverkning av lagerhus och lagertillbehör
Antal anställda: ca 500 st
Arbets tid: ca 7000 h/år

3.2.10.2 Nuvarande energianvändning

SKF hade år 2003 en energianvändning på cirka 37 200 MWh uppdelat på el, gasol och fjärrvärme (tabell 3.10.1). Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.10.1.

Tabell 3.10.1 Energianvändning SKF

Energislag	MWh/år
El	28 500
Fjärrvärme	6 900
Gasol	1 800
Summa	37 200



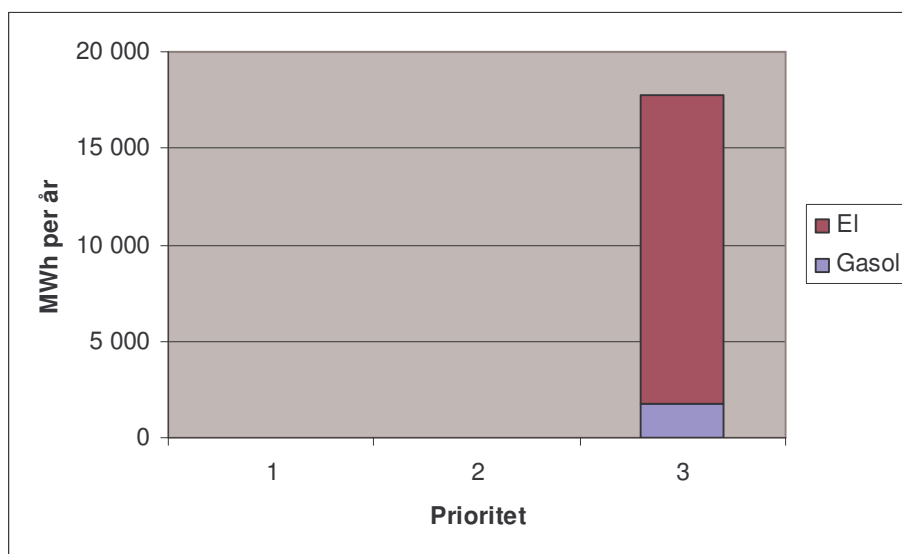
Figur 3.10.1 Procentuell fördelning av energianvändningen SKF

3.2.10.3 Konverterbart till naturgas

På SKF kan gasoldrivna skänkvärmare och eldrivna ugnar konverteras till naturgas (tabell 3.10.2) vilket innebär att 17 800 MWh el och gasol konverteras till 23 100 MWh naturgas. Åtgärderna klassas som prioritet 3 åtgärd¹⁰ (figur 3.10.2).

Tabell 3.10.2 Konverterbara processer SKF

Process	Energislag	MWh bränsle
Skänkvärmare	Gasol	1 800
Ugnar	El	16 000
Totalt		17 800



Figur 3.10.2 Konverterbart till naturgas

3.2.10.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för SKF med 11 700 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 72% av de utsläpp SKF har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för SKF med 288 300 kr årligen med dagens elpriser samt 880 300 kr med ett europeiskt elpris. Besparingarna är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

¹⁰ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.11 Suominen Flexible Packaging

3.2.11.1 Företagsinformation

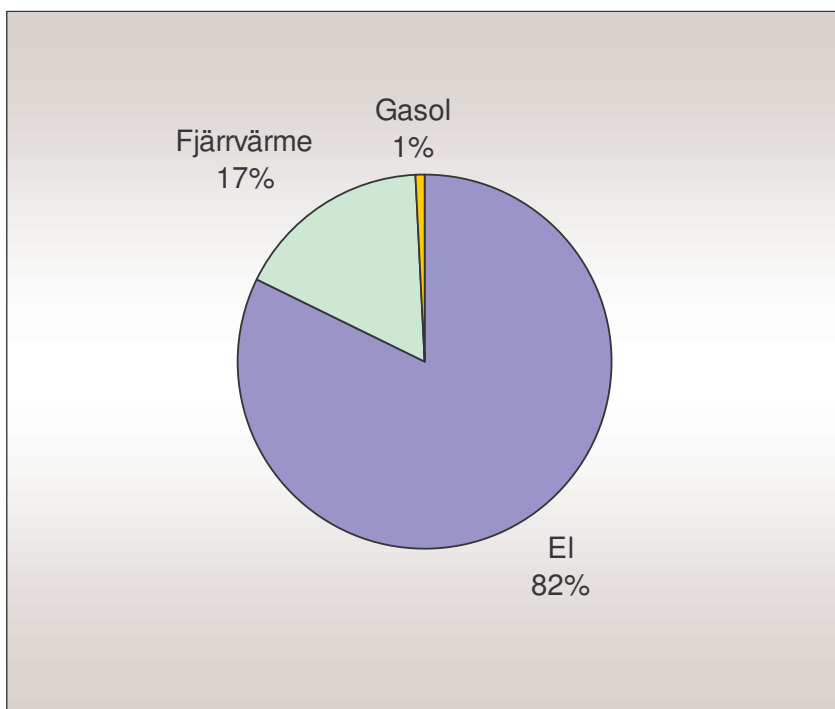
Placering: Norrköping
Produkter: Kundanpassade förpackningspåsar och förpackningsfilmer av polyeten och polypropen med flexografitryck.
Antal anställda: ca 70 st
Arbetstid: ca 6000 h/år

3.2.11.2 Nuvarande energianvändning

Då Suominen är en av flera hyresgäster i fastigheten kv Amerika i Norrköping, har undersökningen låtit innefatta hela fastigheten. Fastigheten hade år 2004 en energianvändning på cirka 37 000 MWh uppdelat på el, fjärrvärme och gasol (tabell 3.11.1). Den procentuella fördelningen mellan de olika energislagen visas i figur 3.11.1.

Tabell 3.11.1 Energianvändning kv Amerika

Energislag	MWh/år
El	30 400
Fjärrvärme	6 300
Gasol	300
Summa	37 000



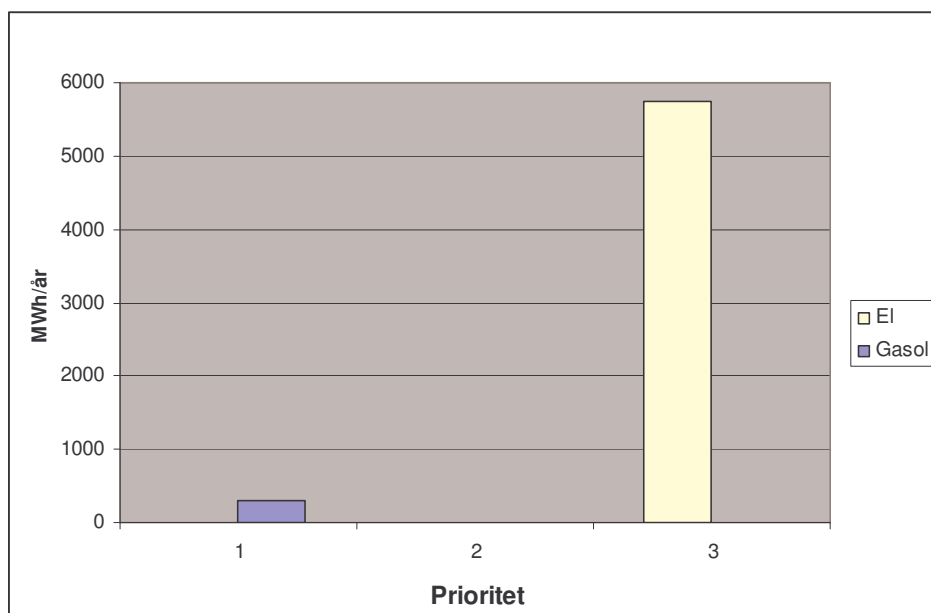
Figur 3.11.1 Fördelning av energianvändningen i % i kv Amerika

3.2.11.3 Konverterbart till naturgas

I fastigheten kan eldrivna torkkåpor i tryckpressar, granulattork samt gasoldriven reningsanläggning konverteras till naturgas (tabell 3.11.1) vilket innebär att 6 000 MWh el och gasol konverteras till 7 900 MWh naturgas. Samtliga elkonverteringar klassas som prioritet 3 åtgärd¹¹ och gasolkonverteringen som prioritet 1 åtgärd (se figur 3.11.1).

Tabell 3.11.1 Konverterbara processer kv Amerika

Process	Energislag	MWh bränsle
Torkkåpor	El	2 900
Torkugn	El	2 800
Reningsanläggning	Gasol	300
Totalt		6 000



Figur 3.11.1 Konverterbart till naturgas kv Amerika

3.2.11.4 Ekonomi och miljöpåverkan

En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för fastigheten Amerika med 4 200 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 73% av de utsläpp man har idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader för hela fastigheten med 98 000 kr årligen, med dagens elpriser. Med europeiska elpriser blir denna siffra 310 500 kr per år. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

¹¹ se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

3.2.12 Swedish Tissue

3.2.12.1 Företagsinformation

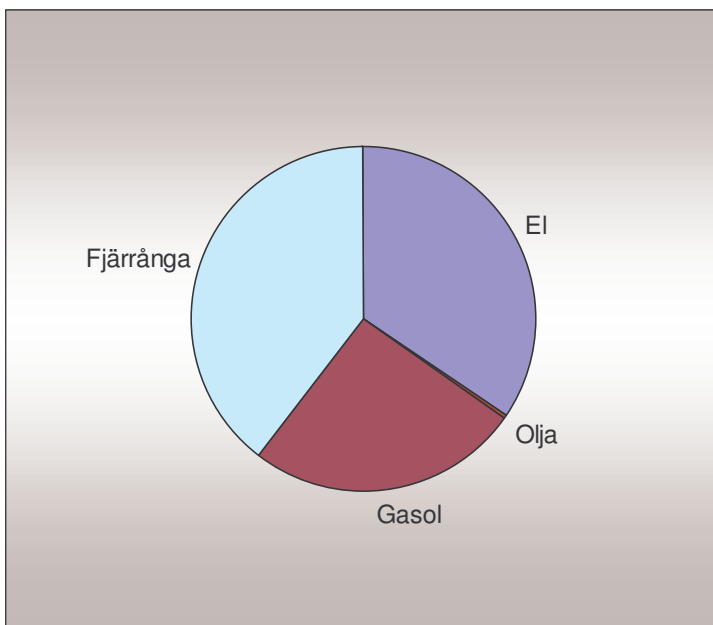
Placering: Kisa
Produkter: Produktion och utveckling av vitt och färgat mjukpapper
Antal anställda: ca 145 st
Arbets tid: ca 8500 h/år

3.2.12.2 Nuvarande energianvändning

Swedish Tissue hade år 2003 en energianvändning på cirka 124 700 MWh uppdelat på el, olja, gasol och fjärrånga (tabell 3.12.1). Fördelningen av energianvändning i % mellan de olika energislagen visas i figur 3.12.1.

Tabell 3.12.1 Energianvändning Swedish Tissue

Energislag	MWh/år
El	43 000
Gasol	32 000
Ånga	49 500
Olja	160
Summa	124 700



Figur 3.12.1 Fördelning av energianvändningen i % Swedish Tissue

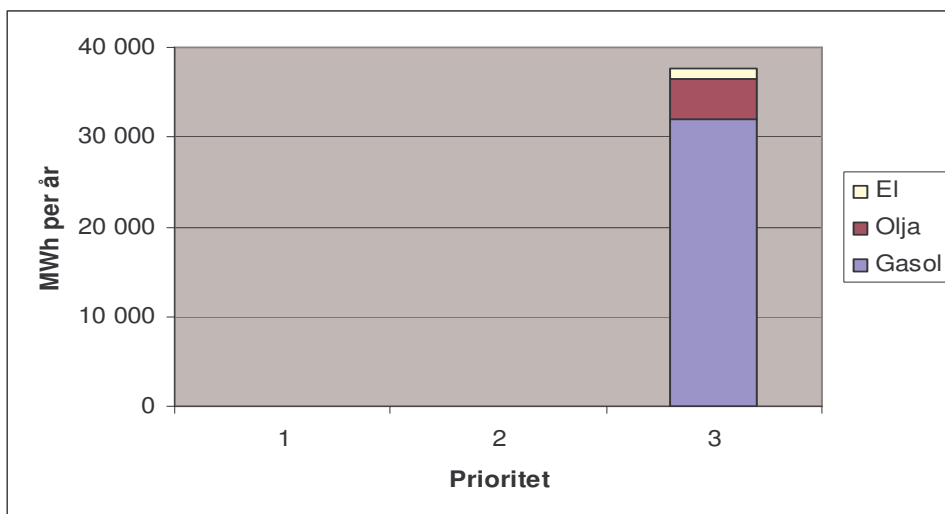
3.2.12.3 Konverterbart till naturgas

På Swedish Tissue kan gasoldrivna torkkåpor, eldriven IR-ramp samt en fastbränslepanna eldad med olja som i dagsläget ägs av Vattenfall AB konverteras till naturgas (tabell 3.12.2), vilket innebär att 37 700 MWh el, olja och gasol konverteras till 38 400 MWh naturgas. Samtliga åtgärder klassas som prioritet 3 åtgärd¹² (se figur 3.12.2).

Tabell 3.12.3 Konverterbara processer Swedish Tissue och Vattenfall AB

Process	Energislag	MWh bränsle
Torkkåpor	Gasol	32 000
IR-ramp	El	1 200
Värmepanna (Vattenfall AB)	Olja	4 500
Totalt		37 700

Kommentar: Det är även möjligt att konvertera oljepannan till fjärrvärme.



Figur 3.12.2 Konverterbart till naturgas Swedish Tissue och Vattenfall AB

3.2.12.4 Ekonomi och miljöpåverkan

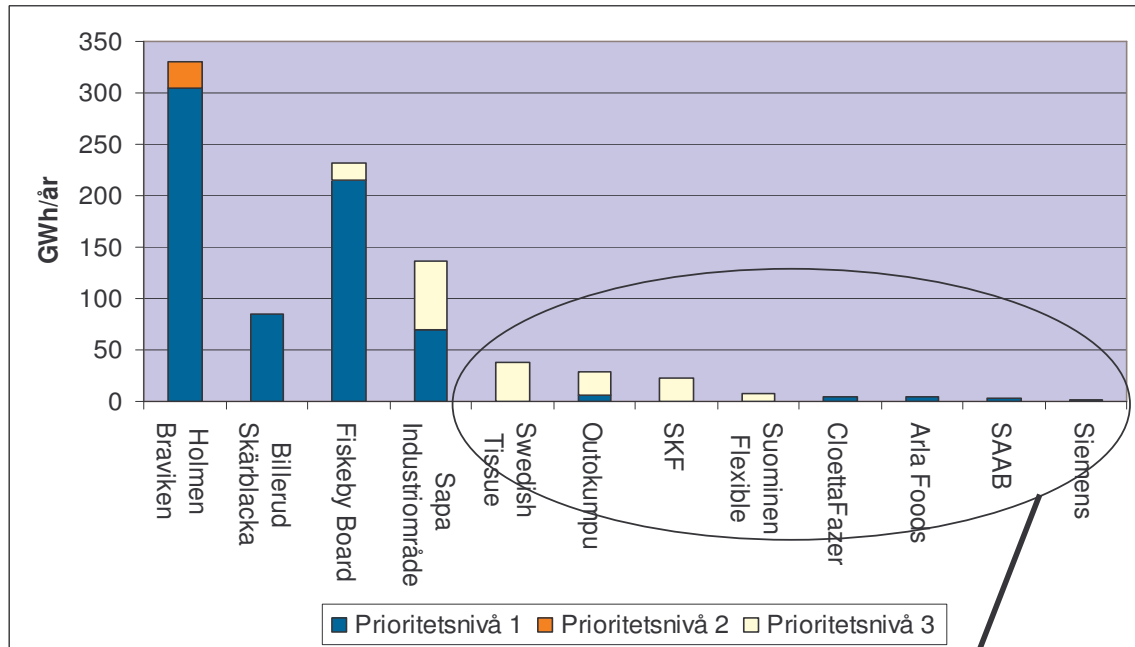
En konvertering till naturgas enligt ovanstående förslag leder till minskade globala utsläpp av CO₂ för Swedish Tissue och Vattenfalls värmepanna med 1 300 ton per år räknat med de emissioner för olika bränslen som redovisas i kapitel 3.1.5. Minskningen motsvarar 14% av de globala utsläppen från området idag. Utan hänsyn tagen till eventuella investeringar som är nödvändiga för att konvertera till naturgas innebär den ökande användningen av naturgas minskade bränslekostnader med totalt 532 000 kr varav 52 000 kr för konvertering av Vattenfalls oljepanna. Besparingen är beräknat utifrån de antaganden gjorda avseende olika bränslepriser som redovisas i kapitel 3.1.5.

¹² se kapitel 3.1.6 för beskrivning av de olika prioriteringsnivåerna

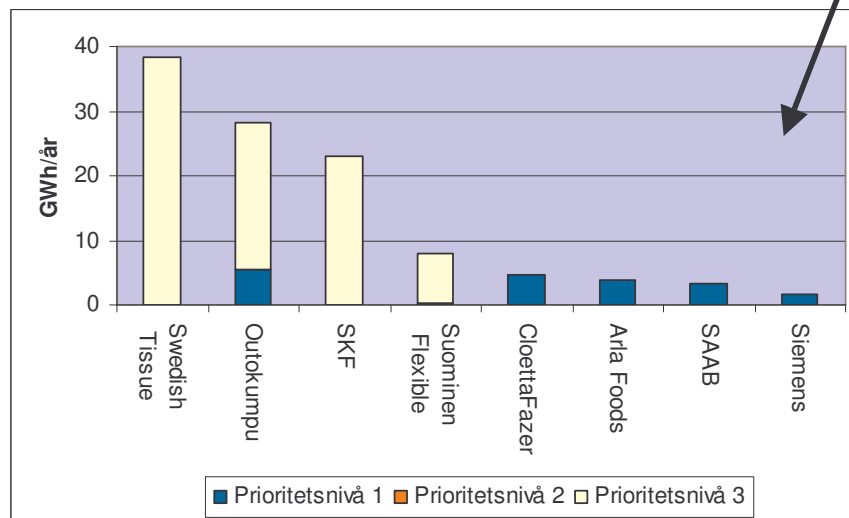
3.3 Gemensamma resultat för industristudien

3.3.1 Ökad naturgasanvändning per industri

Om alla förslag som presenteras i studien genomförs innebär det att industrierna tillsammans konverterar sin energianvändning till cirka 894 600 MWh naturgas. De individuella potentialerna för de enskilda industrierna visas i figur 3.3.1 a och b. Indelning i de 3 olika prioriteringsnivåerna visar att cirka 693 200 MWh konvertering tillhör prioritet 1 dvs åtgärder som kräver relativt låg investering, ungefär 26 700 MWh klassas till prioritet 2 och cirka 174 800 MWh tillhör prioritet 3.



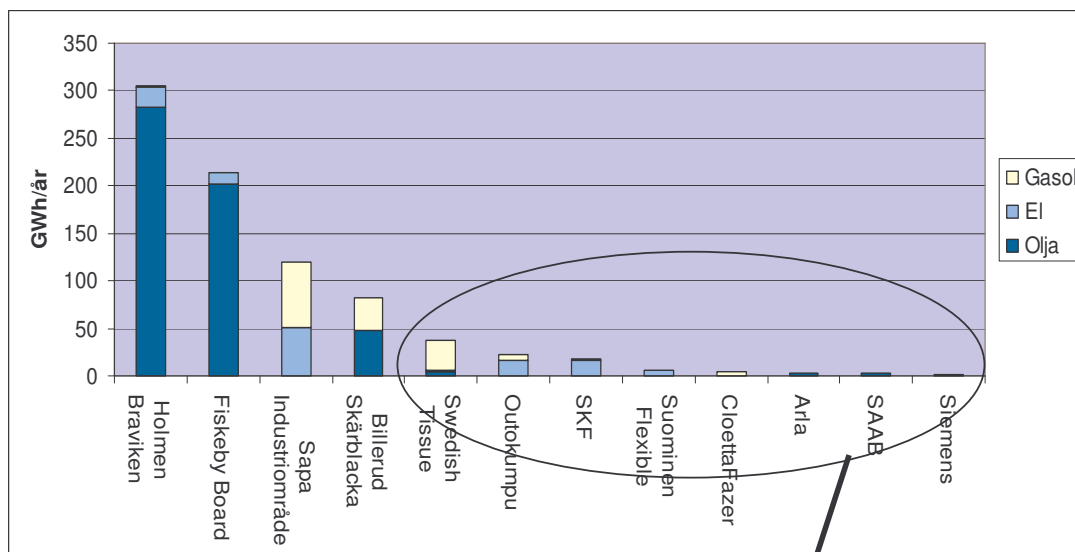
Figur 3.3.1a Ökad naturgasanvändning samtliga industrier



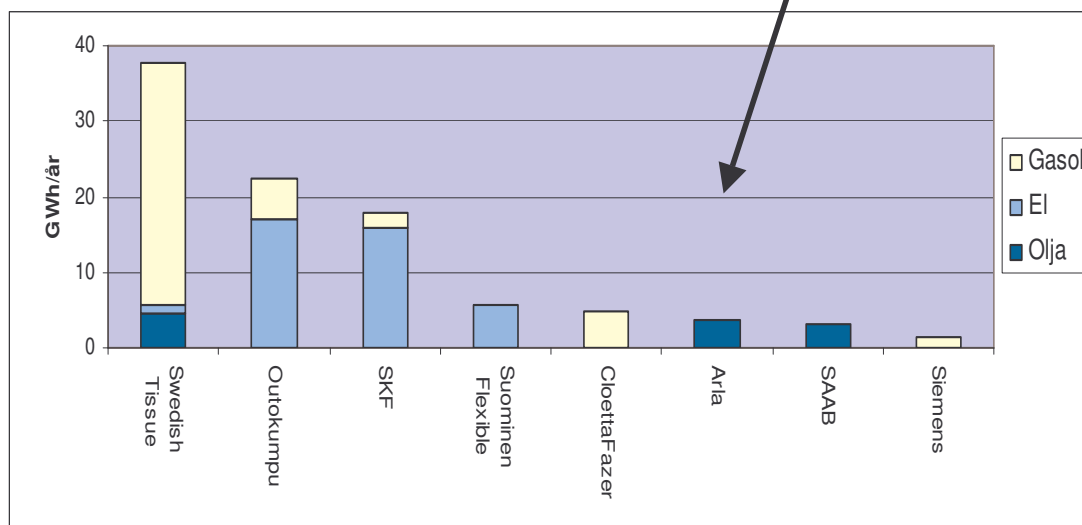
Figur 3.3.1b Ökad naturgasanvändning Swedish Tissue, Outokumpu, SKF, Suominen Flexible, Cloetta Fazer, Arla Foods, SAAB samt Siemens

3.3.2 Minskad el-, gasol- samt oljeanvändning

De föreslagna konverteringarna i studie innebär att oljeanvändningen minskar med 543 GWh per år för industrierna, elanvändningen med 122 GWh per år och användningen av gasol med 153 GWh årligen (figur 3.3.2 a och b).



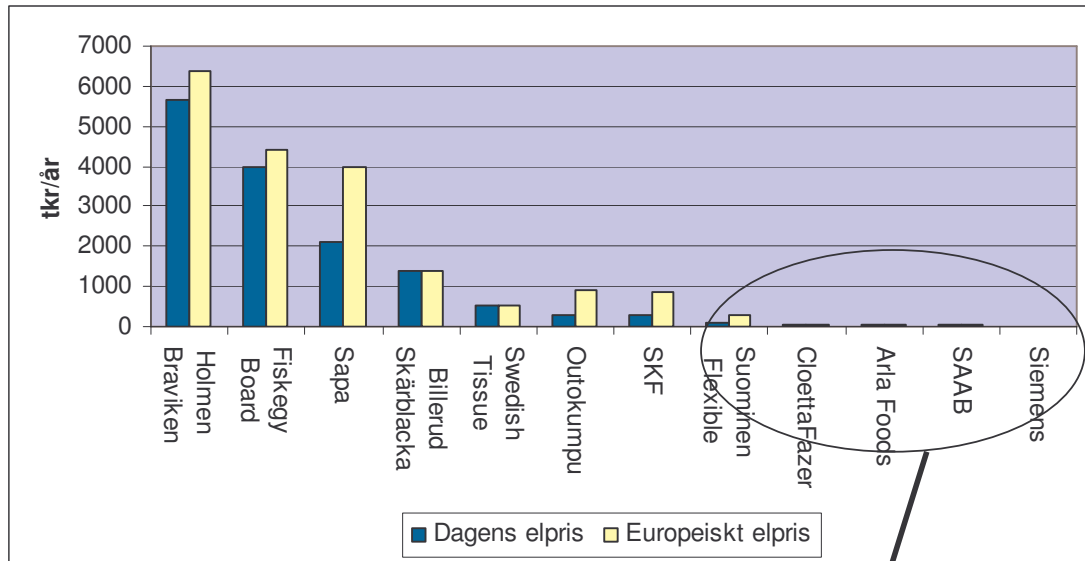
Figur 3.3.2a Minskad olje-, el- samt gasolanvändning, samtliga industrier



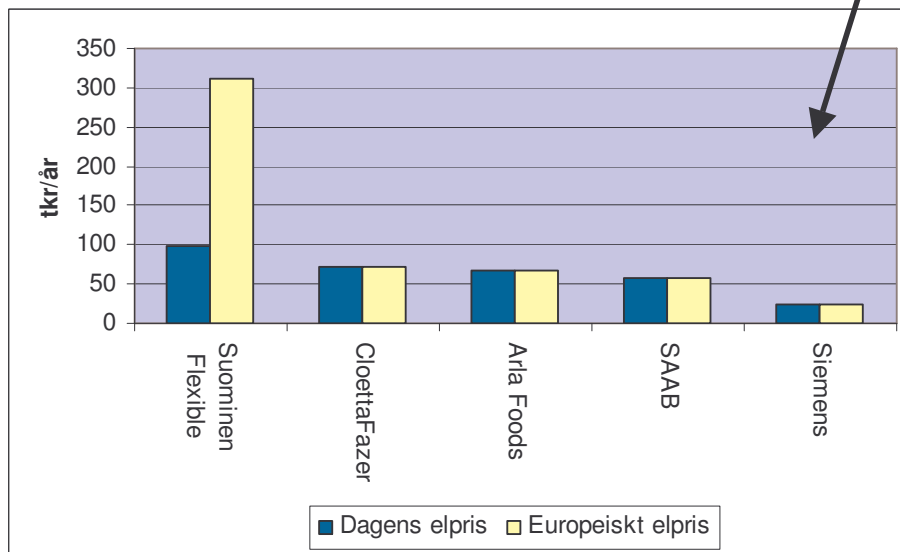
Figur 3.3.2b Minskad olje-, el- samt gasolanvändning Swedish Tissue, Outokumpu, SKF, Suominen Flexible, Cloetta Fazer, Arla, SAAB samt Siemens

3.3.3 Minskade rörliga el- och bränslekostnader

Utifrån den prisbild som redovisas i kapitel 3.x innebär den ökade naturgasanvändningen för de 12 industrierna tillsammans totalt minskade el- och bränslekostnader med 14,4 miljoner kr per år med dagens elpris medan ett europeiskt elpris på 80 öre/kWh innebär minskad kostnader med 18,8 miljoner kr/år (figur 3.3.3a och b).



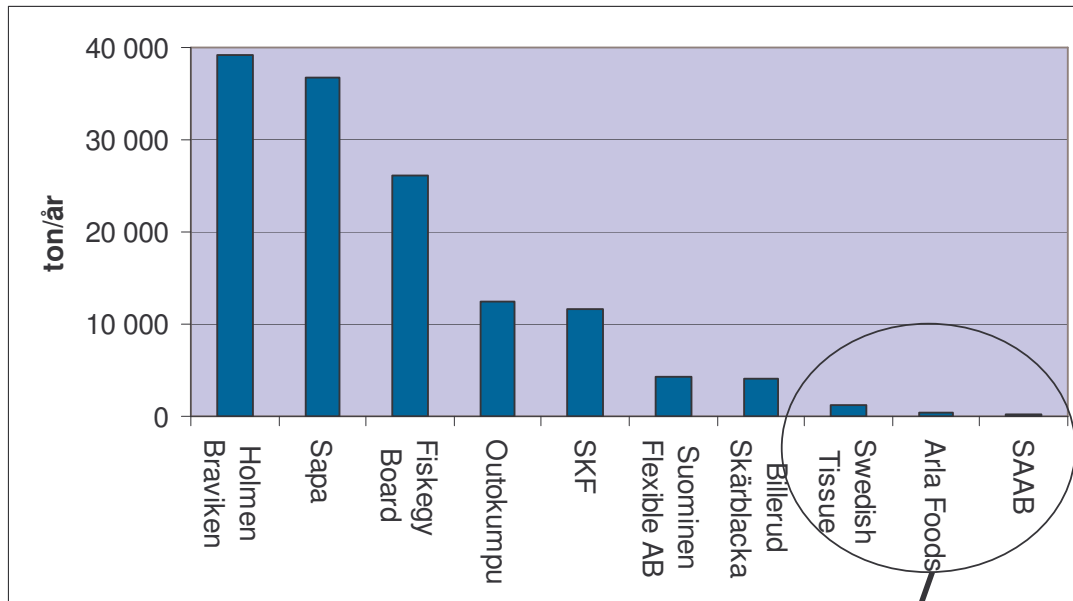
Figur 3.3.2a Minskade el- och bränslekostnader vid konvertering till naturgas, samtliga industrier.



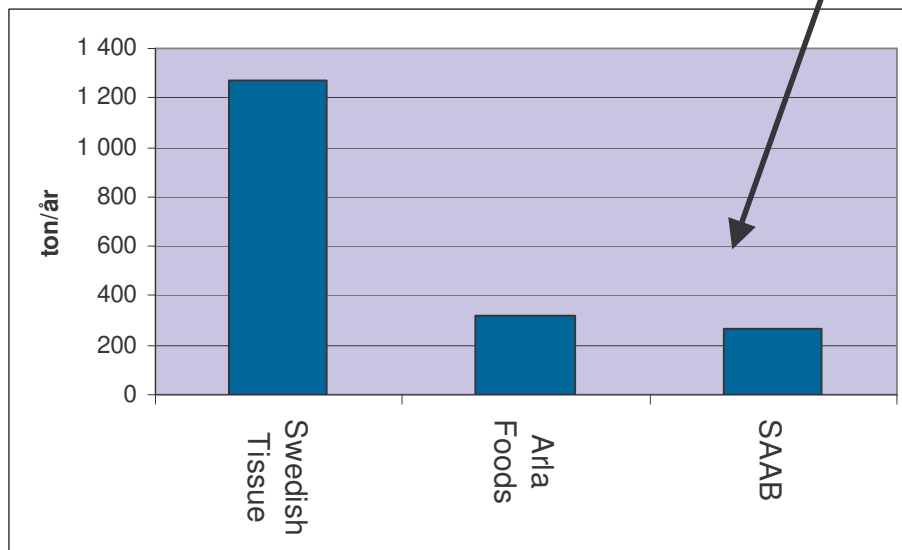
Figur 3.3.2b Minskade el- och bränslekostnader vid konvertering till naturgas, Suominen Flexibel, Cloetta Fazer, Arla Foods, SAAB, samt Siemens.

3.3.4 Minskade globala utsläpp av växthusgasen CO₂

Med resonemanget om kolkondens som marginell produktionskälla i ett europeiskt kraftsystem och de emissioner av CO₂ från olika energislagen som redovisas i kap 3.1.5 medför den konvertering till naturgas som presenteras i föreliggande studie en minskning av de globala utsläpp av CO₂ med totalt 136 600 ton per år för industrierna tillsammans (figur 3.3.3a och b).



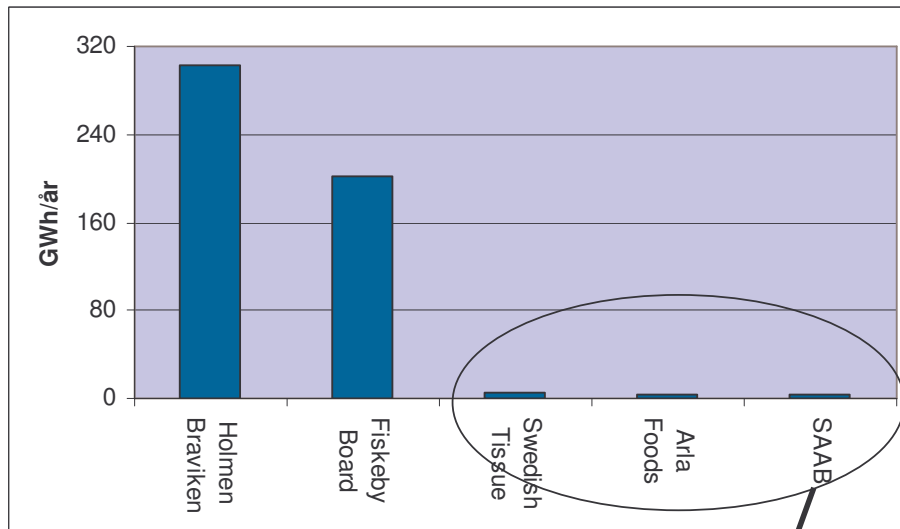
Figur 3.3.3a Minskade globala utsläpp av CO₂, samtliga industrier



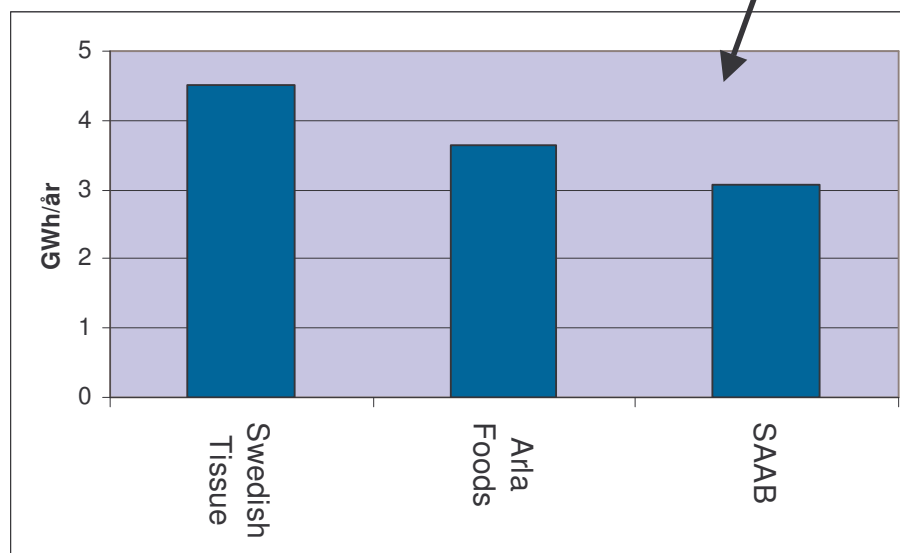
Figur 3.3.3b Minskade globala utsläpp av CO₂, Swedish Tissue, Arla Foods, SAAB

3.3.5 Ökad användning av fjärrvärme / fjärrånga

Bland de industrier som ingår i föreliggande studie är Cloetta Fazer, Outokumpu, Siemens och Sapa industriområde anslutna till fjärrvärme. Analyserna visar att SAAB kan konvertera en oljepanna till fjärrvärme samt att Arla Foods, Holmen Braviken, Fiskeby Board samt Swedish Tissue tillsammans kan konvertera bland annat ångpannor och tork-kåpor till fjärrånga och därmed öka sin användning av fjärrvärme/fjärrånga med 516 000 MWh/år (figur 3.3.4a,b). Samtliga åtgärder förutom på Swedish Tissue samt en mindre del av konverteringen på Holmen Braviken tillhör prioritet 1.



Figur 3.3.5 Ökad användning av fjärrvärme/fjärrånga samtliga industrier



Figur 3.3.5 Ökad användning av fjärrvärme/fjärrånga Swedish Tissue, Arla Foods och SAAB.

3.4 *Slutsatser, industristudien*

I industristudien har möjligheter och konsekvenser av att använda naturgas inom industrier belägna i Östergötland analyserats. Även möjligheten att öka användningen av fjärrvärme hos industrierna har studerats eftersom det ger underlag till de analyser som utförts angående regionala energiföretags framtida användning av naturgas (kapitel 2).

Konverteringsåtgärder till naturgas har indelats i tre prioriteringsnivåer som återspeglar om åtgärden är investeringstung eller inte. Nivå 1 representerar åtgärder som kräver relativt liten investering som exempelvis konvertering av oljepannor eller gasolldrivna ugnar. Prioriteringsnivå 2 är åtgärder som kräver lite något högre investering, exempelvis konvertering av eldriven ångpanna. Till prioriteringsnivå 3 hör slutligen åtgärder som konvertering av IR-ramp eller eldrivna elugnar, dvs åtgärder som är relativt investeringstunga. Till samma prioriteringsnivå hör även konvertering till naturgas i områden där naturgasutbyggnad ej är planerad, vilket i denna delstudien innebär åtgärder på SKF i Katrineholm och på Swedish Tissue i Kisa.

Ekonomiska och miljömässiga konsekvenser av konvertering av industriella processer till naturgas redovisas i studien där beräkningarna är gjorda både med ett elpris som motsvarar dagens nivå samt med ett elpris som återspeglar en europeisk nivå. Studien visar minskad användning av olja, el och gasol till följd av konvertering till naturgas.

Resultatet av industristudien sammanfattas i följande sex punkter:

- Analyserna visar att industrierna i studien kan konvertera sina industriella processer till sammanlagt 895 000 MWh naturgas per år.
- Nära 80% av alla konverteringsåtgärder till naturgas tillhör prioriteringsnivå 1, dvs det är åtgärder som kräver relativt låg investering.
- Naturgasen i studien ersätter oljedrivna processer till 66%, gasolldrivna processer till 19% och eldrivna processer till 15%.
- Konvertering till naturgas medför minskade el- och bränslekostnader för de 14 industrierna med 14 miljoner kr per år (dagens elpris) och med 19 miljoner kr per år om elpriset är på en europeisk nivå.
- Konvertering till naturgas innebär minskade globala utsläpp av växthusgasen CO₂ med 137 000 ton/år (förutsatt kolkondens marginell kraftkälla).
- Industrierna har möjlighet att öka sin fjärrvärmeanvändning med sammanlagt 516 000 MWh per år.

Resultatet av industristudien visar att en konvertering till naturgas i fjorton östgötska industrier leder till både minskade globala utsläpp av växthusgasen CO₂ och kraftigt minskade el- och bränslekostnader. Resultatet visar också att nära 80% av de föreslagna konverteringarna är åtgärder som kräver en relativt låg investering.

4 Avslutande diskussioner

Projektet har visat hur en introduktion av naturgas i Östergötlands län ger ekonomiska vinster för energibolag och för industrier. Systemkostnaden sjunker med 76 Mkr/år för Sydkraft Östvärme i Norrköping, Tekniska Verken i Linköping och Finspångs Tekniska Verk tillsammans vid en konvertering till naturgas och investering i ny gaskombianläggning. Analyserna visar också hur naturgasen främst ersätter kol och olja för värme- och elproduktion i Linköping och Norrköping. De ekonomiska fördelarna kompletteras av miljömässiga vinster då en introduktion av naturgas innebär att de globala utsläppen av växthusgasen CO₂ sjunker med 409 200 ton/år för de tre energibolagen tillsammans. Den kraftiga minskningen av CO₂ beror på hög elutnyttjnings-grad hos gaskombi där den producerade elen ersätter marginel-el från kolkondens-kraftverk. Optimeringarna visar att elproduktionen ökar med 454 GWh/år i Linköping, med 273 GWh/år i Norrköping och med 73 GWh/år i Finspång då naturgas introduceras vilket tillsammans innebär en ökning med 800 GWh/år.

En konvertering till naturgas inom industrin visar på motsvarande vinster. Naturgasanvändning kan öka med nära 900 GWh i de industrier som studerats vilket innebär minskade bränslekostnader på över 14 miljoner per år med dagens elpris och minskade utsläpp av CO₂ med cirka 137 000 ton årligen för industrierna tillsammans. När de industriella processer konverteras till naturgas är dessutom cirka 80% av alla konverteringsförslag åtgärder som kräver en relativ låg investering och är enkla att implementera.

Möjligheten att använda naturgas inom de industrier och de energibolagen inom Östergötland som studerats inom projektet uppgår till nära 3 TWh/år. Resultatet av analyserna har visat hur en introduktion av naturgas i länet inte bara ger ekonomiska fördelar utan också hjälper till att uppfylla åtaganden enligt Kyoto-protokollet då de globala utsläppen av växthusgasen CO₂ sjunker med cirka 550 000 ton per år vid en introduktion av naturgas i länet.

5 Förslag till fortsatt arbete

För att till fullo analysera konsekvenserna av en introduktion av naturgas hos energibolag och industrier i Östergötlands län bör en studie göras där man analyserar hur ett samarbete mellan energibolag kan se ut och vilka möjligheter och följder ett sådant samarbete kan leda till. Antalet industrier där en användning av naturgas studeras bör också utökas i ett fortsatt arbete liksom en fördjupad studie avseende samarbete mellan industrier och energibolag.

Vid studie om synergieffekter och vinster vid ett samarbete är det viktigt att bränslepriserna kontrolleras noggrant speciellt då variationerna är stora mellan orterna. Studien redovisar att olika optimeringsresultat fås beroende på vilket bränslepris som används.

Valet av gaskombieffekt på 100 MW_v för Linköping och 50 MW_v för Norrköping bestämdes i samråd med de medverkande energiföretagen. I en eventuell fortsättningen av denna studie borde därför en optimerad gaskombieffekt beräknas .

6 Referenser

Skriftliga referenser

COM (2002) 304 final ‘Amended proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning rules for the internal markets in electricity and natural gas’ 2001/0077 (COD), 2001/0078 (COD), Brussels, 7.6.2002.

Henning D. 1999. ‘Optimisation of Local and National Energy Systems: Development and Use of the MODEST Model’, Dissertations No. 559, Linköpings universitet, SE-581 83 Linköping, Sweden.

Moshfegh B. 2003, Föreläsningsmaterial i kursen Energiresurser TMES26, vid Linköpings tekniska högskola.

Gebremedhin A. 2003. ‘Regional and Industrial Co-operation in District Heating Systems’, Dissertations No. 849, Linköpings Universitet, SE-581 83 Linköping, Sweden.

Karlsson B. G., Sjödin J. & Carlson A. (2001) System Perspectives on Bioenergy, External Effects and Power Utilisation in Europe, in Woody Biomass as an Energy Source – Challenges in Europe, EFI Proceedings No. 39, eds. P. Pelkonen et al, European Forest Institute, Joensuu, Finland, 25-28 September 2000, pp. 29-44.

Melkerson M, Söderberg S-O (2004) ‘Dynamiska elpriser – elprissättning på en integrerad europeisk elmarknad’ (Dynamic Electricity Prices – Pricing in a Integrated European Electricity Market – in Swedish) LiTH-IKP-Ex-2114, Institute of Technology, Dept of Mech. Eng., Linköping University, Sweden.

Nord-Ågren L. 2002. ‘The Electricity Usage Pattern for Cookers Manufacturing in Three European Countries: A Benchmarking Study of Electrolux Factories’ Thesis No. 987, Division of Energy Systems, University of Linköping, Sweden

STEM (2002) ‘Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige’, ER 14:2002, Eskilstuna, Sverige

Sjödin J (2003) ‘Swedish District Heating Systems and a Harmonised European Energy Market: Means to Reduce Global Carbon Emissions’ Dissertation No 795, Energisystem, Linköpings universitet, Sverige

Svenskt Gastekniskt Center ” Jämförelse mellan olikakraftvärmeteknologier”, Februari 2002, Rapport SGC 128

Trygg L, Karlsson B. 2004. 'Industrial DSM in a European electricity market – a case study of 11 industries in Sweden' Energy Policy, Vol. 33/11 pp 1445-1459.

Trygg L. 2004. 'Generalized method for analysing industrial DSM towards sustainability in a deregulated electricity market- method verification by applying it in 22 Swedish industries' Securing Critical Infrastructures, Grenoble, 25-27 October 2004.

Information från hemsidor

<http://www.sgc.se>

<http://www.regeringen.se/sb/d/108/a/40822>

<http://www.elforsk.se/>

<http://europa.eu.int/comm/energy/gas/benchmarking/doc/1/summary-sv.pdf>

<http://europa.eu.int/scadplus/leg/sv/lvb/l27006.htm>

<http://www.gasmarknadshandboken.se>

<http://www.sgc.se>

<http://www.svensknaturgas.se>

<http://www.regeringen.se>

[http://www4.stem.se/web/pressmapp.nsf/FilAtkomst/rapportver2.pdf/\\$FILE/rapportver2.pdf?OpenElement](http://www4.stem.se/web/pressmapp.nsf/FilAtkomst/rapportver2.pdf/$FILE/rapportver2.pdf?OpenElement)

<http://www.stem.se/>

<http://www.ntm.a.se/>

<http://www.svk.se/>

<http://www.nordpool.no/>

<http://www.fjarrvarme.org/>

http://www.svensknaturgas.se/news_section_item.asp?path=1168;5897;6241;6968

<http://www.skm.se>

7 Figur-, tabell- och diagramförteckning

Figurförteckning

Figur 1.1 Tillförsel av naturgas till Sverige

Figur 1.2 Det svenska naturgasnätet

Figur 1.3 Svenskt kraftvärmeverk en del av den europeiska kraftmarknaden

Figur 1.4 Schematisk bild av en gaskombianläggning

Figur 2.3.1 Energisystem Linköping

Figur 2.3.2 Energisystem Norrköping

Figur 2.3.3 Energisystem Finspång

Figur 3.1.1 Fördelning av energianvändning i % Arla Foods östgötamejeri

Figur 3.1.2 Konverterbart till naturgas Arla Foods östgötamejeri

Figur 3.2.1 Fördelning av energianvändning i % Billerud Skärblacka

Figur 3.2.2 Konverterbart till naturgas Billerud Skärblacka

Figur 3.3.1 Fördelning av energianvändning i % CloettaFazer

Figur 3.3.2 Konverterbart till naturgas CloettaFazer

Figur 3.4.1 Fördelning av energianvändning i % Fiskeby Board

Figur 3.4.2 Konverterbart till naturgas Fiskeby Board

Figur 3.5.1 Fördelning av energianvändning i % Holmen Paper Braviken

Figur 3.5.2 Konverterbart till naturgas Holmen Paper Braviken

Figur 3.6.1 Fördelning av energianvändning i % Outokumpu Copper Strip

Figur 3.6.2 Konverterbart till naturgas Outokumpu Copper Strip

Figur 3.7.1 Fördelning av energianvändning i % SAAB

Figur 3.7.2 Konverterbart till naturgas SAAB

Figur 3.8.1 Fördelning av energianvändning i % Sapa Industriområde

Figur 3.8.2 Konverterbart till naturgas Sapa Industriområde

Figur 3.9.1 Fördelning av energianvändning i % Siemens

Figur 3.9.2 Konverterbart till naturgas Siemens

Figur 3.10.1 Fördelning av energianvändning i % SKF

Figur 3.10.2 Konverterbart till naturgas SKF

Figur 3.11.1 Fördelning av energianvändning i % Suominen Flexible Packaging

Figur 3.11.2 Konverterbart till naturgas Suominen Flexible Packaging

Figur 3.12.1 Fördelning av energianvändning i % Swedish Tissue

Figur 3.12.2 Konverterbart till naturgas Swedish Tissue

Tabellförteckning

Tabell 2.5.1 Värmevärde för olika bränslen i Linköping energisystem

Tabell 2.5.2 Värmevärde för olika bränslen i Norrköping energisystem

Tabell 2.5.3 Värmevärde för olika bränslen i Finspång energisystem

Tabell 2.5.4 Koldioxid- och energiskatter för år 2004

Tabell 2.5.5 Produktionskatt för år 2004

Tabell 2.5.6 Produktionsanläggningar, Linköping

Tabell 2.5.7 Produktionsanläggningar, Norrköping

Tabell 2.5.8 Produktionsanläggningar, Finspång

Tabell 2.5.9 Elprisvariation [kr/MWh] Linköping/Norrköping/Finspång 2004/2005

Tabell 2.5.10 Elprisvariation [kr/MWh] Linköping/Norrköping 2004/ 2005
Tabell 2.5.11 Elprisvariation [kr/MWh] Finspång 2004/2005
Tabell 2.5.12 Olika optimeringsfall, Linköping
Tabell 2.5.13 Olika optimeringsfall, Norrköping
Tabell 2.5.14 Olika optimeringsfall, Finspång
Tabell 2.5.15 Konverterbar till Fjärrvärme/Fjärrånga år 2005
Tabell 2.6.1 Bränsleanvändning, Linköping
Tabell 2.6.2 El och värmeproduktion samt systemkostnad, Linköping
Tabell 2.7.1 Bränsleanvändning, Norrköping
Tabell 2.7.2 El och värmeproduktion samt systemkostnad, Norrköping
Tabell 2.7.3 Energiproduktion vid olika värden på utsläppsrätt , Norrköping
Tabell 2.7.4 Energiproduktion vid olika värden på elcertifikat , Norrköping
Tabell 2.7.5 Energiproduktion vid värmelastökningar, Norrköping
Tabell 2.8.1 Bränsleanvändning, Finspång
Tabell 2.8.2 El och värmeproduktion samt systemkostnad, Finspång

Tabell 3.1.1 Energianvändning Arla Foods östgötamejeri
Tabell 3.1.2 Konverterbara processer Arla Foods östgötamejeri
Tabell 3.2.1 Energianvändning Billerud Skärblacka
Tabell 3.2.2 Konverterbara processer Billerud Skärblacka
Tabell 3.3.1 Energianvändning CloettaFazer
Tabell 3.3.2 Konverterbara processer CloettaFazer
Tabell 3.4.1 Energianvändning Fiskeby Board
Tabell 3.4.2 Konverterbara processer Fiskeby Board
Tabell 3.5.1 Energianvändning Holmen Paper Braviken
Tabell 3.5.2 Konverterbara processer Holmen Paper Braviken
Tabell 3.6.1 Energianvändning Outokumpu Copper Strip
Tabell 3.6.2 Konverterbara processer Outokumpu Copper Strip
Tabell 3.7.1 Energianvändning SAAB
Tabell 3.7.2 Konverterbara processer SAAB
Tabell 3.8.1 Energianvändning Sapa Industriområde
Tabell 3.8.2 Konverterbara processer Sapa Industriområde
Tabell 3.9.1 Energianvändning Siemens
Tabell 3.9.2 Konverterbara processer Siemens
Tabell 3.10.1 Energianvändning i % SKF
Tabell 3.10.2 Konverterbara processer SKF
Tabell 3.11.1 Energianvändning Suominen Flexible Packaging
Tabell 3.11.2 Konverterbara processer Suominen Flexible Packaging
Tabell 3.12.1 Energianvändning Swedish Tissue
Tabell 3.12.2 Konverterbara processer Swedish Tissue

Diagramförteckning

Diagram 2.6.1 Värmeproduktion, fall 1, Linköping
Diagram 2.6.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 2, Linköping
Diagram 2.6.3 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 4, Linköping
Diagram 2.6.4 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 5, Linköping
Diagram 2.6.5 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping

- Diagram 2.6.6 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.7 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.8 Värmeproduktion vid gaspris 135 kr/MWh, fall 5, Linköping
- Diagram 2.6.9 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.10 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.11 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.12 Värmeproduktion vid 170 kr/MWh gaspris, fall 5, Linköping
- Diagram 2.6.13 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.14 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.15 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.16 Systemkostnad vid olika el- resp gaspriser , fall 5, Linköping
- Diagram 2.6.17 Lönsamhet vid olika el- resp gaspriser , fall 5, Linköping
- Diagram 2.6.18 Värmeproduktion vid 25% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.19 Värmeproduktion vid 50% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.20 Värmeproduktion vid 75% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.21 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.22 Värmeproduktion vid 60 kr/ton CO₂ och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.23 Värmeproduktion vid 140 kr/ton CO₂ och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.24 Systemkostnad vid olika värde på utsläppsrätt och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.25 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.26 Systemkostnad vid olika värde på elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris Linköping
- Diagram 2.6.27 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.28 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.29 Värmeproduktion vid 30% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.6.30 Systemkostnad vid lastökning, fall 5, 105 kr/MWh gaspris, Linköping
- Diagram 2.7.1 Värmeproduktion, fall 1, Norrköping
- Diagram 2.7.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 2, Norrköping
- Diagram 2.7.3 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 3, Norrköping

- Diagram 2.7.4 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.5 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.6 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.7 Värmeproduktion vid gaspris 135 kr/MWh, fall 3, Norrköping
- Diagram 2.7.8 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.9 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.10 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 135 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.11 Värmeproduktion vid 170 kr/MWh gaspris, fall 3, Norrköping
- Diagram 2.7.12 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.13 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.14 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.15 Systemkostnad vid olika el- resp gaspriser , fall 3, Norrköping
- Diagram 2.7.16 Lönsamhet vid olika el- resp gaspriser , fall 3, Norrköping
- Diagram 2.7.17 Värmeproduktion vid 25% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.18 Värmeproduktion vid 50% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.19 Värmeproduktion vid 75% CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.20 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.21 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (60 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.22 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (80 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.23 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (120 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping Figur 2.2.1 Schematisk bild av en gaskombianläggning
- Diagram 2.7.24 Värmeproduktion vid värdeminskning av utsläppsrätt (140 kr/ton CO₂) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.25 Systemkostnad vid olika värde på utsläppsrätt och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.26 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat (265 kr/MWh) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.27 Värmeproduktion vid värdeökning av elcertifikat (330 kr/MWh) och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping
- Diagram 2.7.28 Systemkostnad vid värdeökning av elcertifikat och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping

- Diagram 2.7.29 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping*
- Diagram 2.7.30 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping*
- Diagram 2.7.31 Värmeproduktion vid 30% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Norrköping*
- Diagram 2.7.32 Systemkostnad vid lastökning, fall 3, 105 kr/MWh gaspris, Norrköping*
- Diagram 2.8.1 Värmeproduktion, fall 1, Finspång*
- Diagram 2.8.2 Värmeproduktion vid gaspris 105 kr/MWh, fall 3, Finspång*
- Diagram 2.8.3 Värmeproduktion vid gaspris 170 kr/MWh, fall 3, Finspång*
- Diagram 2.8.4 Värmeproduktion vid 10% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.5 Värmeproduktion vid 20% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.6 Värmeproduktion vid 37% elprisökning och 170 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.7 Systemkostnad vid olika el- resp gaspriser , fall 3, Finspång.*
- Diagram 2.8.8 Lönsamhet vid olika el- resp gasprise, fall 3, Finspång.*
- Diagram 2.8.9 Systemkostnad vid CO₂-skattesänkning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.10 Systemkostnad vid olika värde på utsläppsrätt och 105 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.11 Värmeproduktion vid 10% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.12 Värmeproduktion vid 20% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.13 Värmeproduktion vid 30% lastökning och 105 kr/MWh gaspris, Finspång*
- Diagram 2.8.14 Systemkostnad vid lastökning, fall 3, 105 kr/MWh gaspris, Finspång*



Hemsida www.sgc.se • epost info@sgc.se
