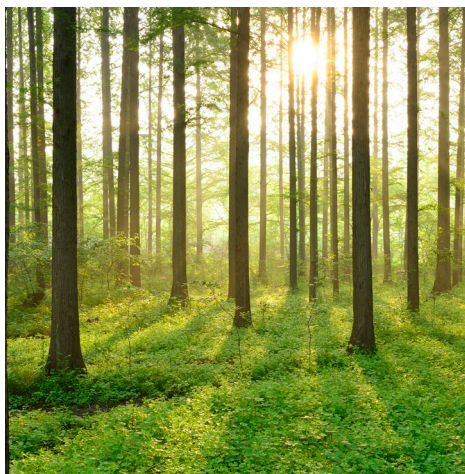


STORSKALIG STYRNING AV FJÄRRVÄRME

RAPPORT 2017:413



Storskalig styrning av fjärrvärme

Systemoptimering för lägre koldioxidutsläpp

TOMMY ROSÉN, LOUISE ÖDLUND

Förord

Den bärande idén bakom fjärrvärme handlar om att ta till vara lokala värmekällor som saknar alternativ användning och som skulle gå förlorade om de inte omvandlades till fjärrvärme. Fjärrvärme gör det till exempel möjligt att nyttiggöra sekundära energiflöden som spillvärme från industri-processer och att använda kraftvärme. Med fjärrvärme följer med andra ord en möjlighet att effektivisera resursanvändningen i samhället.

Men för att samhället ska bli mer hållbart krävs en mer effektiv användning av resurser. Det gäller i hög grad användningen av energiresurser. Och där har fjärrvärmen en roll att spela. Även om fjärrvärme i sig är en teknik för att effektivisera användningen av energiresurser erbjuder den bland annat genom optimering av kraftvärmen, under de förutsättningar som är för handen, ytterligare möjligheter till effektivisering. Det är denna möjlighet som har analyserats och utvärderats i det här projektet.

Projektet har genomförts av Tommy Rosén och Louise Ödlund från avdelningen för energisystem vid institutionen för ekonomisk och industriell utveckling vid Linköpings universitet. Projektet har följts av en referensgrupp bestående av Jakob Elmerstig, Karlshamns Energi, Richard Hjerpe, Linde Energi, Joakim Holm, Tekniska verken i Linköping, Patric Jönnervik, Jönköping Energi, Kjell Karlsson, Vattenfall, AnnBritt Larsson, Tekniska Verken i Linköping, Elisabeth Lindberg, Vattenfall, Peter Sivengård, Fortum Värme och Erik Thornström, Energiföretagen Sverige.

Projektet ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn som finansieras av Energiföretagen Sverige och Energimyndigheten. Forskningen inom Fjärrsyn ska stärka fjärrvärme och fjärrkyla, uppmuntra konkurrenskraftig och affärs- och teknikutveckling och skapa resurseffektiva lösningar för framtidens hållbara energisystem till nytta för energibranschen, kunderna, miljön och samhället i stort.

Leif Bodinson

Ordförande i Energiföretagen Sveriges omvärldsråd

Sammanfattning

Kraftvärmeanläggningar och fjärrvärmenät har en traditionell systemkoppling för att distribuera värmen från kraftvärmeverket till värmekunderna. Det här forskningsprojektet analyserar hur man med olika systemmodifieringar kan leverera samma värmemängd till kunder men med högre systemverkningsgrad och lägre koldioxidutsläpp.

Varje kraftvärmeanläggning har en unik kombination av värmelast, bränslen, pannor, turbiner etc. I det här projektet har Tekniska verken i Linköpings kraftvärmeanläggning modellerats för att kunna utvärdera hur olika systemförändringar slår på anläggningens prestanda. Verkningsgrader för turbiner och rökgaskondensorer har studerats med avseende på deras påverkan av fjärrvärmenätets returtemperaturer, liksom systemeffekter på elmarknaden till följd av högre eller lägre elproduktion. Även systemeffekter på bränslemarknaden till följd av förändrad bränsleanvändning har analyserats.

Ett flertal av de modellerade fallen uppvisar stora skillnader beroende på vilka systemgränser man väljer. Med antagande om kolkondenskraftverk som marginalproduktion i det europeiska elsystemet framstår en hög elverkningsgrad i kraftvärmeanläggningen vara den mest gynnsamma situationen för att minimera globala utsläpp av koldioxid. Om inte denna elmarknadseffekt inkluderas i analysen är god bränsleekonomi det som är mest gynnsamt för låga koldioxidutsläpp.

Modelleringen ger som entydigt resultat att kraftvärmeanläggningar gynnas av lägre returtemperaturer. Ett sätt att sänka returtemperaturen är att med hjälp av lågtemperaturkunder använda mer av värmen i returledningen. En lågtemperaturkund kan vara en ny kund eller konvertering av en befintlig kund. I ett långsiktigt resurseffektivt perspektiv är det därför intressant att studera samarbeten som syftar till att anpassa kunders värmeuttag på ett sätt som möjliggör lägre returtemperaturer.

Enligt modellresultaten ger investeringar i nya och effektivare turbiner stora utsläppsminskningar om man betraktar elnätets marginalproduktion som kolkondenskraft. De lokala utsläppen ökar däremot och därför avgörs vilket alternativ som är att föredra av hur man värderar marginaelen och de geografiska gränserna.

Olika investeringar med syfte att reducera samhällets koldioxidutsläpp bör ställas emot varandra. Med samma elvärdering (kr/MWh) som energimyndigheten använder för solkraft så värderas en investering i en turbinanläggning med högre elverkningsgrad och 50 MW värmepumpar till 2,5 miljarder kr. Denna investering skulle dessutom ge en bränslebesparing på köpet. Den förhöjda elproduktionen som en sådan investering skulle ge har även en gynnsam produktionsprofil i jämförelse med den nordiska ellasten d.v.s. en högre elproduktion vintertid.

Summary

Combined heat and power stations and district heating networks has a traditional system solution for heat distribution between the power station and the heat customer. This research project analyses how different system modifications can deliver the same amount of heat to customers but with higher system efficiency and lower carbon dioxide emissions.

Each combined heat and power station has a unique combination of heat load, fuels, burners, turbines etc. In this project the combined heat and power station managed by Tekniska verken in Linköping has been modelled. The aim has been to analyse how different system modifications impacts power plant performance. Efficiencies for turbines and flue gas condensers has been studied regarding return water temperature dependencies. System effects in electricity market as a result of higher or lower electricity production has been studied. Also system effects in fuel markets as a result of power plant fuel savings has been studied.

Several of the modelled cases shows large variations depending on which system boundary that is chosen. Under the assumption that coal condensing power is the marginal electricity producer in Europe a high efficiency in the heat to electricity conversion is most beneficial for minimizing global carbon dioxide emissions. Without this system effect in the electricity power market a good fuel efficiency is the most beneficial case.

The model shows a clear result regarding return water temperature. Lower return water temperature is beneficial for whole system efficiency. One way of reducing return water temperature is by introduction of low grade heat customers. A low grade heat customer can be either a new customer or a modification of an old heat customer. With a long term resource efficient perspective it could be interesting to study collaborations between power companies and heat customers that can result in heat deliveries that enables lower return water temperatures.

Model results shows that investments in new and more efficient turbines lead to large emission reduction if you consider Coal Condensing Power as marginal electricity producer. However, local emissions will increase so the evaluation of the carbon dioxide emissions depends on the chosen system boundaries.

Different investments with the purpose of reducing carbon dioxide emissions should be evaluated against each other. Using the same economic evaluation for electricity (SEK/MWh) as Energimyndigheten use regarding solar power an investment in better turbines and 50 MW heat pump would be valued 2.5 billion SEK. This would also imply fuel savings. The increased electricity production from such an investment would also have a beneficial power distribution over the year with higher production during the winter.

Innehåll

1	Inledning	7
1.1	Syfte	7
1.2	Forskningsprojektets fokus och avgränsningar	7
2	Bakgrund	8
2.1	Marknadseffekter – tre marknader	10
2.1.1	Värmemarknad	11
2.1.2	Elmarknad	12
2.1.3	Bränslemarknad	12
3	Teori	14
3.1	Kraftvärmeverk och fjärrvärme	14
3.2	Ångturbinens elverkningsgrad	14
3.3	Totalverkningsgrad för kraftvärme	16
3.4	Värmeflöden och förluster	16
3.5	Fjärrvärmenätets laster – införande av reglerande kunder	17
3.6	Kraftvärmeverkets reglerområde och reglermål	19
4	Fallstudie: Linköpings fjärrvärmesystem – Tekniska verken AB	20
4.1	Metod	20
4.2	Optimering	21
4.3	Modellens systemtemperaturer	23
4.4	Modellens Komponentverkningsgrader	24
4.5	Fallbeskrivningar	25
4.6	Resultat av fallstudien	27
4.6.1	Bränsleåtgång och produktion	27
4.6.2	Elproduktion	30
4.6.3	Koldioxidutsläpp	31
5	Diskussion	33
6	Slutsatser	36
7	Vetenskapliga publikationer	37
8	Fortsatt arbete	38
9	Referenser	39

1 Inledning

1.1 SYFTE

Det här arbetet utreder frågeställningen:

Hur kan svenska fjärrvärmebolag utveckla sina system för att med hjälp av processreglering kunna minska sina utsläpp av koldioxid?

1.2 FORSKNINGSPROJEKTETS FOKUS OCH AVGRÄNSNINGAR

Ett forskningsprojekts resultat och genomförande präglas inte bara av studerad litteratur och inhämtad mätdata utan även i hög grad av de deltagande parternas bakgrundskunskaper och intressen. Det här forskningsprojektet har letts av Professor Louise Ödlund (f.d. Trygg) verksam på avdelningen Energisystem vid Linköpings Universitet. Projektet har huvudsakligen genomförts av doktoranden Tommy Rosén som även är rapportens huvudförfattare. Under projektets genomförande har det ordnats ett antal workshops där projektets referensgrupp, bestående av representanter från flera fjärrvärmebolag, har haft möjlighet att ge feedback till pågående forskning.

Louise Ödlund har genom sin forskningserfarenhet och sitt kunnande om systemeffekter på energimarknaden bidragit med att placera in kraftvärmeverkets roll i hela energisystemet.

Tommy Rosén har genom sin yrkeserfarenhet från turbinbranschen bidragit med specifik teknisk kunskap om produktionsanläggningar och industriell processreglering.

Referensgruppens deltagare har bidragit till att delresultat och forskningsinriktning har kunnat förankras till den driftsmässiga vardagliga verkligheten för ett fjärrvärmeföretag.

Vid första referensgruppsmötet bestämdes att en del specifika värmelaster inte skulle inkluderas i projektet eftersom de inte upplevdes passa med projektets huvudfokus storskalighet. Därför lämnades fjärrkyla, små spillvärmekällor och vitvaror som fjärrvärmelast utanför projektet.

Fokus för projektet har varit på styrning av produktionsanläggningar, laststyrning hos byggnader, nedreglering av returtemperaturer, optimering av verkningsgrader på turbiner och rökgaskondensorer samt differentiering av kunder.

2 Bakgrund

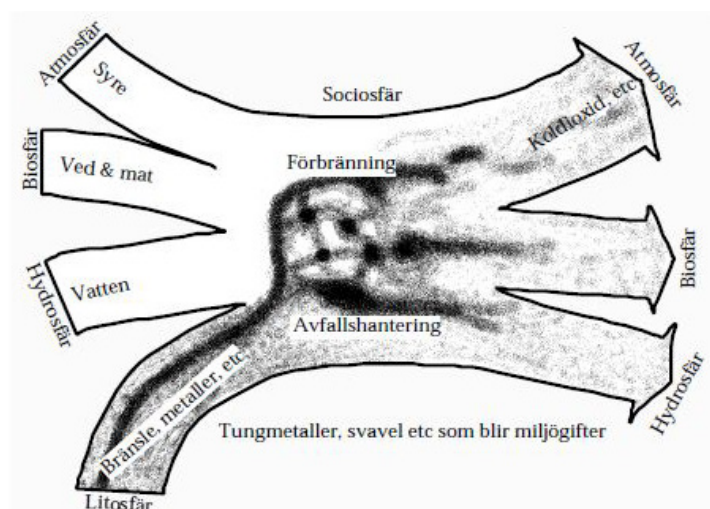
I en artikel som behandlar global energianvändning och potentialen för förnyelsebara energikällor konstaterar Moriarty m.fl. [1] att om prognoserna för global energianvändning, som förutspår en ökning till i storleksordningen 1000 EJ global energianvändning till 2050, slår in så kommer världens resurser av förnyelsebara energikällor (sol, vind, vatten och biomassa) inte räcka till. Skillnaden mellan tillgängliga förnyelsebara energikällor och förväntat behov är dessutom så stor att dagens energianvändning på ca 600 EJ inte heller kan täckas med förnyelsebara energikällor. Höök m.fl. [2] konstaterar i en historisk genomgång av tillväxthastighet hos olika energikällor att inte ens om de förnyelsebara energikällorna matchade den hittills högsta tillväxthastigheten för en energikälla, d.v.s. den explosionsartade tillväxten för oljan, skulle det räcka för att förse världen med tillräckligt med förnyelsebar energi år 2050.

När enbart ökad tillförsel av förnyelsebara energikällor är utesluten kan vi konstatera att framtida fokus bör bli hushållning, effektivisering och behovsreduktion. I det här forskningsprojektet är det främst intressant att utreda hur kraftvärmen ska anpassa sig till en kommande omställning på energimarknaden.

Kraftvärmeverken ger samhället två tekniska tjänster – elproduktion och värmeproduktion – genom att förbränna olika bränslen. Processen i kraftvärmeverken kan karaktäriseras av sin bränslemix, sina energiflöden, sina omvandlingsförluster och sina interna verkningsgrader.

Som alla de olika kraftslagen på elmarknaden (kärnkraft, vattenkraft, vindkraft, solkraft och övrig termisk kraft) så utgörs själva elkraftproduktionen av en kombination av användning av ett naturligt flöde och användning av ett naturligt lager.

De förnyelsebara elkraftkällorna vatten, vind och sol behöver använda en del av jordens lagrade resurser för produktionen av själva elkraftsanläggningen men kan under drift betraktas som i huvudsak verksamma i ett naturligt förnyelsebart flöde. Samhället som helhet har dock sedan industrialismens intåg alltmer präglats av konsumtion av lagrade resurser i Litosfären som visas schematiskt i Figur 1.



Figur 1 – Illustration av samhällets materialflöden från "Exergi, helhetssyn och intelligens av Göran Wall 1992" – publicerat med tillstånd av författaren [3].

Gränsdragningen mellan vad som är ett naturligt flöde genom atmosfär, biosfär eller hydrosfär å ena sidan och vad som är ett "onaturligt" flöde från litosfären å andra sidan är inte helt självklar. Ett möjligt svar är att det blir onaturligt eller ohållbart när flödet uppenbart inte balanseras av motsvarande tillbakaflöde. Det mest uppenbara exemplet från de senaste femtio åren är förbränningen av fossila bränslen som med mycket stor marginal är högre än den geologiska nyproduktionen.

Om man kan konstatera ett globalt nettoflöde som inte är hållbart, d.v.s. lagret nybildas inte i samma utsträckning som det förbrukas, så hamnar man naturligt i en fråga om global ansvarsfördelning.

Två frågor bör ställas:

Vem anser sig ta från flödet?

Vem anser sig ta från lagret?

För kraftvärmeverket är frågeställningen aktuell för samtliga bränslen: kol, olja, biomassa och olika typer av avfall. En utveckling mot ett mer hållbart energisystem kan ske gradvis genom en successiv övergång från fossila bränslen och ej hållbara delar av biomassaflödet och avfallsflödet mot en slutligt hållbar situation utan fossila bränslen och med ett hållbart uttag av biomassa och avfall.

För att få en bra förståelse för kraftvärmeverken och fjärrvärmesystemen behöver man sätta sig in i systemens historiska utveckling. Kraftvärmesystem är stora system som initialt kräver omfattande infrastrukturinvesteringar. I praktiken har det i Sverige handlat om kommunala investeringar som har bekostat byggnation av kraftverk och fjärrvärmenät. Några kommuner har sedan valt att sälja hela eller delar av verksamheten till privata energibolag medan andra har behållit energibolaget i kommunal ägo. Kraftvärmesystemen har på grund av sin storlek en långsammare förändringstakt än flera konkurrenter på både elmarknaden och värmemarknaden.

Med ökad medvetenhet om värdet av att marknadsföra sin verksamhet som miljövänlig har såväl kommunalägda som privata energibolag aktivt börjat informera om miljöprestandan för sin verksamhet. Enligt vanlig marknadsföringslogik kommer de olika aktörerna då vilja externalisera de problematiska delarna av verksamheten och internalisera de positiva delarna. I sammanhanget marknadsföring blir därför gränsdragningen lättare än om man på ett mer neutralt vetenskapligt sätt ska utreda systemeffekter av energiföretagens verksamhet.

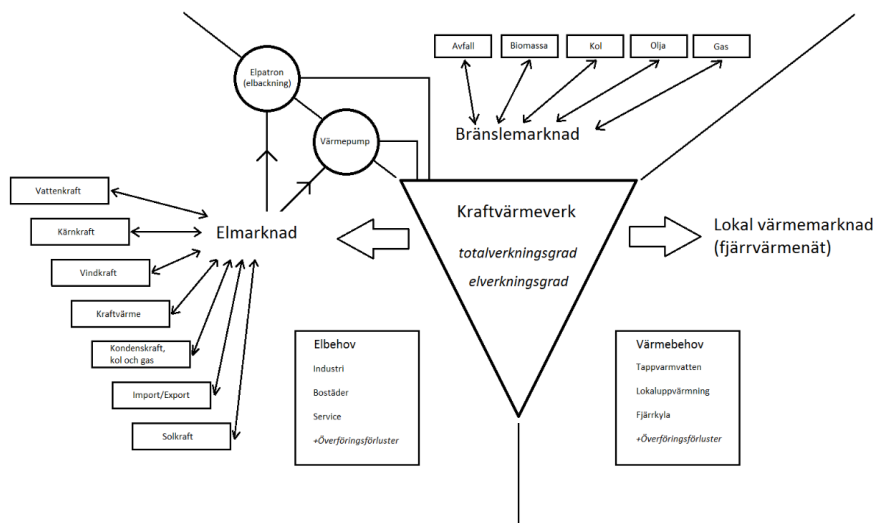
Oavsett ägandeform innebär driften av ett kraftvärmesystem många beröringspunkter med omgivande marknader. För en bra drift finns även krav på ett löpande tekniskt systemunderhåll och nyinvesteringar för att bibehålla och utveckla tjänsternas kvalitet. Bolagets drift blir naturligt en kombination av förvaltning av ett ansvarsområde och hantering av ett egenintresse.

2.1 MARKNADSEFFEKTER – TRE MARKNADER

Kraftvärmeverkets verksamhet påverkar och påverkas av omgivande system, bränslemarknaden påverkas av kraftvärmeverkets bränslemix och använd bränslemängd, elmarknaden påverkas av kraftvärmeverkets effektprofil och levererad energimängd, värmemarknaden påverkar kraftvärmeverket med sin värmelast etc. I den här studien behandlas kraftvärmeverkets relation till sin omgivning utifrån den schematiska illustrationen i Figur 2.

Förändringar i kraftvärmeverkets drift påverkar mer än bara interna parametrar, såsom lokala utsläpp och verkningsgrader för komponenter, det sker även följdförändringar på omgivande marknader. Ökad elproduktion för ett kraftverk på elmarknaden kan resultera i minskad elproduktion för ett annat. Likaså förändras kraftvärmeverkets driftförutsättningar om omgivande marknader förändras t.ex. kan bränsleprisförändringar resultera i ett lägre värmepris.

Studier av marknadseffekter och systemstudier är dock ett vanskligt och komplext område där felaktiga antaganden eller felaktiga systemavgränsningar kan leda till helt felaktiga slutsatser, ett systemperspektiv med kloka avgränsningar är ytterst viktigt (se t.ex. Churchman [4]).



Figur 2 – Schematisk illustration av kraftvärmeverket som aktör och de omgivande systemen (marknaderna) som kraftverket har en ömsesidig påverkan på.

2.1.1 Värmemarknad

I den här studien behandlas värmemarknaden och värmelasten som ett bivillkor för kraftvärmeverkets drift. Värmemarknaden är på kundsidan en trögrörlig marknad vilket gör det naturligt att här behandla värmelasten som just ett produktionsvillkor för kraftvärmeverket.

Parametrar rörande värmemarknaden som behandlas i detta forskningsprojekt är systemtemperaturerna framledningstemperatur och returtemperatur.

Marknadslösningar för att förbättra dessa produktionsparametrar genom flödespriser har studerats, bland annat i fjärrsynrapporten "Samband mellan flödespremie och returtemperatur" [5]. Enligt rapporten har företag med flödespris i medeltal 2,6°C lägre framledningstemperatur och 1,6°C lägre returledningstemperatur.

Med hjälp av fjärrvärmesystemets termiska tröghet kan marknadsbehov och produktionskapacitet delvis förskjutas i tiden. Kraftvärmeverk anpassar t.ex. normalt produktionen till att kunna ta hand om lasttoppar till följd av stora tappvarmvattenuttag genom att i förväg ackumulera värme i en ackumulatortank. Möjligheten att flytta produktion i tiden styrs av vilken ackumulerande kapacitet som ackumulator och fjärrvärmenät förfogar över.

Kensby m.fl. [6] beskriver hur byggnader i fjärrvärmesystemet har potential att fungera som termiskt korttidslager genom att periodvis övervärma och undervärma byggnaderna. Företaget NODA använder en liknande metod för att reducera topplaster och har lyckats med 20 % effektreduktion genom att använda ett distribuerat mjukvarusystem som begränsar effektuttaget av värme (ej varmvatten) för enskilda fjärrvärmecentraler [7].

2.1.2 Elmarknad

Elmarknaden är en komplex marknad där ett relativt omfattande utbyte sker över de nationella gränserna. Produktionsåret 2015 hade Sverige en produktion inom landet på 158,5 TWh, en export på 35,2 TWh, en import på 12,6 TWh och en resulterande nettoexport på 22,6 TWh (Elåret 2015 – Svensk Energi [8]). Det omfattande utbytet över gränserna gör att produktion och konsumtion bör utvärderas i ett större system än bara nationellt.

Vindkraft och solkraft är intermittent och fungerar i systemet som en störsignal som övriga kraftslag ska reglera. Kärnkraften drivs som baskraft och körs normalt på full effekt. Kraftvärmen regleras idag normalt helt utifrån lokalt värmebehov men med viss produktionsplanering där elbackning och värmeackumulering förekommer. Vattenkraftverk och fossila kraftverk står för den reglerande kapaciteten på elkraftmarknaden, där norska och svenska vattenkraftverk planerar produktionen för att minimera spillet sett över hela driftsäsongen. För helårslasten på elmarknaden blir därför ett vanligt antagande att kolkondenskraftverk utgör driftmarginalen.

I praktiken är dock antagandet om kolkondenskraft som marginalproduktion inte alltid korrekt. Med ökad mängd vindkraft i Norden har överföringskapaciteten i näten blivit en begränsande faktor blåsiga dagar. Som exempel kan nämnas att Ringhals kärnkraftverk nedreglerade sin effekt med sammanlagt 0,4 TWh av kraftbalansskäl 2015, detta trots att Ringhals 2 var avställd under hela året [9]. 2017 kommer Ringhals 2 tillbaka i produktion vilket gör det sannolikt att marginaleten blåsiga dagar vid flera tillfällen kommer att vara just nedreglerad kärnkraft.

I en rapport från Energimarknadsinspektionen konstateras att överföringsförbindelserna mellan de tre nordiska budområdena SE4, DK1, DK2 och Tyskland begränsas frekvent på grund av överskott av förnybar kraft i norra Tyskland, detta beror på att interna flaskhalsar flyttas till gränsen [10]. I dessa situationer "skyddas" kolkraftproducenter söder om den interna tyska flaskhalsen från elimport av nordisk elkraft.

Alternativ elproduktion utgör en viktig parameter när man ska bedöma miljöprestanda för olika systemförändringar. Gode m.fl. [11] rekommenderar användning av marginalet vid förändrad elanvändning (produktion eller last) och medelel när utsläpp ska fördelas mellan aktörer.

2.1.3 Bränslemarknad

De lokala utsläppen av koldioxid kan beräknas utifrån egenskaper hos varje bränsle. Stenkol ger mest utsläpp följt av olja och sedan gas, avfall har lägre utsläpp och biomassa beräknas normalt med ett mycket lågt utsläpp. Inkluderas de naturliga begränsningarna på bränslemarknaden blir däremot analysen mer komplicerad.

Till följd av det globala intresset att minska utsläppen av växthusgaser samt de ekonomiska styrmedel som riktas mot dessa utsläpp har många kraftproducenter aktivt börjat byta bränslen. T.ex. har en av Storbritanniens största kolkraftverk, Drax Power Station, med en elproduktionskapacitet på 6*660 MW nu gått över till

en bränslemix som till mer än 50 % består av träpellets [12]. Med många aktörer som gör liknande val uppstår en press på marknaden för biomassa och på de naturområden som biomassan kommer ifrån. Schueler m.fl. [13] konstaterar i en rapport om biobränslepotential att endast 10 % av biobränslepotentialen kan anses vara odiskutabelt hållbar (författarens översättning "without sustainability concerns" på originalspråk).

I en studie om hur olika renoveringsåtgärder för hyreshus med fjärrvärme påverkar koldioxidutsläppen konstaterar Lidberg m.fl. [14] att värderingen av biomassa som bränsle är helt avgörande för nettoresultatet av renoveringsåtgärderna. Om biomassa behandlas som en begränsad resurs resulterar renoveringsåtgärderna i utsläppsminskningar för samtliga studerade fall men det omvända gäller om biomassan inte ses som begränsad.

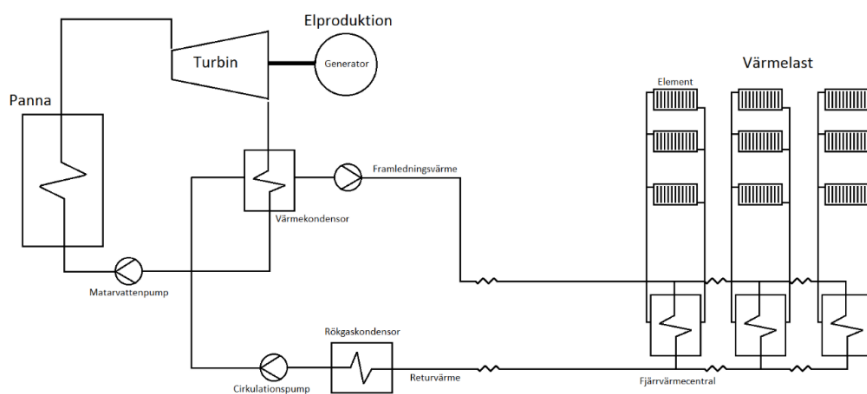
Avfall som bränsle är ett särskilt svårt kapitel som behandlas i många andra sammanhang, i fjärrsyn har frågan behandlats bland annat av Gode m.fl. [15]. I den här studien behandlas avfall som ett bränsle med tillhörande utsläpp, d.v.s. utan marknadseffekter uppströms. En annan möjlig beräkningsmetod hade varit att göra antaganden om förändrade produktionsbehov p.g.a. avfallsförbränningen och inkludera följeffekter av detta. En ansats hade då kunnat vara att en viss andel av avfallsförbränningen skapar behov av nyproduktion som i sin tur leder till utsläpp. Resonemanget blir då alltför komplext för denna studie och därför görs istället antagandet att avfall är ett bränsle med tillhörande utsläpp.

Varken biomassa eller avfall är en ändlös resurs. I den här rapporten görs ett antagande om systemeffekter vid ökad eller minskad användning av dessa bränslen. Antagandet är att marknadsaktörerna är så aktiva på att försöka ersätta kol att om ett kraftvärmeverk lyckas göra en effektivisering som innebär bränslebesparing så blir följdkonsekvensen att det sparade bränslet ersätter kol i ett kolkraftverk.

3 Teori

3.1 KRAFTVÄRMEVERK OCH FJÄRRVÄRME

Kraftvärmetekniken har den huvudsakliga systemkopplingen som illustreras i Figur 3. Det finns en primär energikälla i form av kemiskt bunden energi i olika bränslen som i en förbränningsprocess frigörs och omvandlas till värmeenergi i pannans ångdom. Ett massflöde av bränsle och luft genererar på så vis ett massflöde av energität ånga. Ångans leds igenom en ångturbin som med hjälp av en generator omvandlar delar av energin till elkraft. I nästa steg i processen kyls den primära processångan i en värmekondensor som förmedlar värmeenergi till fjärrvärmenätet med hjälp av distributionspumpar och värmeväxlare. Det primära flödet sluts genom att matarvattenpumpar trycker tillbaka det avkylda processvattnet till pannan. Detaljerade beskrivningar av processen återfinns i t.ex. Energiteknik av Henrik Alvarez [16] eller "District heating and Cooling" av Frederiksen och Werner [17].



Figur 3 – Schematisk illustration av kraftvärmeprocessen.

3.2 ÅNGTURBINENS ELVERKNINGSGRAD

Den teoretiska gränsen för en ångturbinens elverkningsgrad utgörs av processens tillgängliga värmefall som är skillnaden mellan pannans jämviktstemperatur och kondensorns jämviktstemperatur. Denna teoretiska gräns för verkningsgraden kallas Carnotverkningsgraden och skrivs enligt formeln nedan med temperaturer angivna i Kelvin.

$$\eta = (T_v - T_k) / T_v$$

$$\eta = \text{Carnotverkningsgrad}$$

$$T_v = \text{temperatur för värmereservoar - pannan}$$

$$T_k = \text{temperatur för kall reservoar - kondensorn}$$

Carnotverkningsgraden utgör en viktig teoretisk gräns och är oberoende av flödesmedium. I praktiken är ångturbinanläggningar dock långt ifrån denna teoretiska gräns. Många praktiska hinder begränsar verkningsgraden för en verklig ångturbinanläggning. De främsta hindren utgörs av

konstruktionsmaterialens värmebeständighet, oundvikliga värmeförluster och turbulens i strömningsprocessen.

Värmeförlusterna i processen kan hållas nere genom att processånga avtappas från turbinsträngen i flera steg för att förvärma matarvattnet istället för att den värmen förloras till omgivningen via kondensorns kylvatten. Många förvärmarssteg förbättrar bränsleekonomin för pannan och höjer elverkningsgraden.

De effektivaste, och dyraste, ångturbinerna sitter på kärnkraftverken och har en elverkningsgrad på 30-35 % och 4-6 förvärmarssteg. Detta får anses vara ett högt värde eftersom det tillgängliga värmefallet är litet p.g.a. att reaktorns jämviktstemperatur (T_v) ligger så lågt som 286 °C.

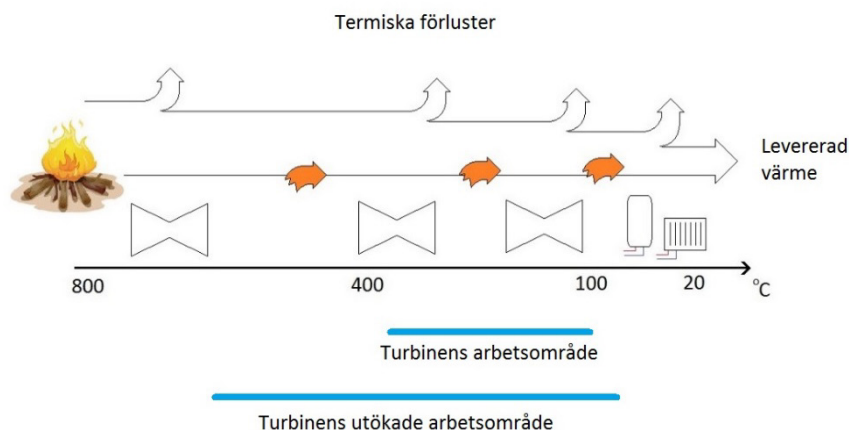
Konventionella ångkraftverk har betydligt högre tillgängligt värmefall men p.g.a. lägre produktionsvolymerna har de ofta svårt att bära kostnaden för en effektivare och dyrare turbinanläggning. För ett kraftvärmeverk som dessutom har möjlighet att få betalt för den avgivna värmen från processen så blir det naturligt att välja en enklare turbinanläggning. I områden med låga elpriser blir det extra svårt att motivera investeringar i dyr turbinutrustning med hög verkningsgrad.

Processens elverkningsgrad påverkas främst av ångturbinens konstruktion och pannans förbränningstemperatur men även av kondensorns jämviktstemperatur. Här finns en kvalitativ koppling till fjärrvärmelasten där en lägre framledningstemperatur kommer att ge en högre elverkningsgrad. Betraktat som andel av värmefallet ($T_v - T_k$) utgör skillnaden i framledningstemperatur (T_k) dock en relativt liten del av förbättringspotentialen för de flesta turbinläggningarna. På de anläggningar som saknar högtrycksturbin så skulle införandet av en sådan öka värmefallet med mer än 100 °C vilket alltså är mer än motsvarande skillnad mellan en hög framledningstemperatur och en låg framledningstemperatur. Figur 4 illustrerar processens värmefall.

Räkneexempel Carnotverkningsgrad: $T_v = 400$ °C, $T_k = 90$ °C ger $\eta = 0,46$

$T_v = 500$ °C, $T_k = 90$ °C ger $\eta = 0,53$

$T_v = 400$ °C, $T_k = 70$ °C ger $\eta = 0,49$



Figur 4 – Illustration av kraftvärmeprocessens värmefall från förbränningsprocess till enskild radiator.

3.3 TOTALVERKNINGSGRAD FÖR KRAFTVÄRME

I kraftvärmebranschen används tyvärr sedan länge det problematiska begreppet totalverkningsgrad. Begreppet är problematiskt både semantiskt, matematiskt och fysikaliskt och trots att problematiken har varit känd länge så används begreppet fortfarande frekvent. Ett konkret problem uppstår när man jämför anläggningar med enbart parametern totalverkningsgrad. En anläggning med 1 % elverkningsgrad och 94 % använd värme får totalverkningsgraden 95 % vilket är samma totalverkningsgrad som en anläggning med 45 % elverkningsgrad och 50 % använd värme. Observera att båda anläggningarna kan byggas i praktiken så det rör sig inte om ett tillrättat exempel. Ett annat problem med begreppet är att man av semantiska skäl lätt vilseleds att tro att 100 % är den maximala totalverkningsgraden. Detta är inte fallet om delar av den producerade elen tillåts driva en värmepump för att uppnå högre värmeproduktion eftersom totalverkningsgrad då kan överstiga 100 %. För att få bättre grepp om anläggningens prestanda behöver energins kvalitet inkluderas, detta kan t.ex. åstadkommas genom att istället använda begreppet exergi som inkluderar energikvalité, se t.ex. [3].

Låg elverkningsgrad är ekvivalent med hög förlust av energikvalité eller hög exergidestruktion. Om diskussionen förs enbart med begreppet totalverkningsgrad riskerar detta att förbises.

3.4 VÄRMEFLÖDEN OCH FÖRLUSTER

Det övergripande energiflödet i kraftvärmeprocessen sker från pannans förbränning via kraftvärmeprocessens olika delsystem och slutligen ut till kunder och omgivning. I Tabell 1 sammanställs de huvudsakliga värmeförlusterna i kraftvärmeprocessen.

Tabell 1 – Värmeförluster i kraftvärmeprocessens olika delsystem.

Förlust	Delsystem	Temperaturintervall [°C]
Distributionsförlust	Rörledningssystem	40 – 110
Rökgasförlust	Skorsten	40 – 70
Värmeläckage vid Fjärrvärmecentral	Fjärrvärmecentral	40 – 110
Värmeförluster i fastigheter	Fastigheter	20 – 40*
Lagerförlust	Ackumulator	40 – 100
Värmeläckage i kraftverkets processer	Kraftverk	40 – 800**

* Förlusterna kan delas upp mer finfördelat, t.ex. som ventilationsförlust och transmissionsförlust etc.

**Övre temperaturgräns beroende av panntyp.

Värmeförluster är en naturlig del i alla delar av kraftvärmeprocessen. På kraftverkssidan och distributionssidan går det att betrakta alla värmeförluster som negativa eftersom all spilld värme istället kunde ha levererats till kunden. Förlusterna på distributionssidan är tydligt kopplade till systemtemperaturerna framledningstemperatur och returtemperatur där lägre systemtemperaturer ger

lägre förluster. För mer detaljer om distributionsförluster och systemtemperaturer läs t.ex. [18].

På kundsidan är förhållandet lite mer komplicerat eftersom små värmeförluster i fastigheter kan leda till höga inomhustemperaturer sommartid. Den tydliga trenden för nyproducerade fastigheter är att värmeförlusterna minskar vilket för fjärrvärmeleverantören innebär en lägre last per bostadsyta (kWh/m²).

I ett större system som har flera produktionsenheter så tillkommer en förlust som beror på användning av topplastpannor. Laststyrning för att undvika topplastpannor kan minska förlusterna för systemet som helhet. Ofta uppmärksammas laststyrning för att undvika vissa bränslen, typiskt olja, men även värmeförlusterna kan minska om produktionsanläggningarna med lägst verkningsgrad kan undvikas.

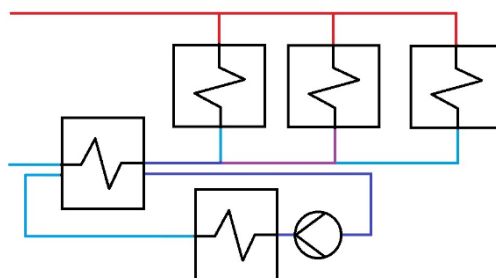
För anläggningar med rökgaskondensor påverkas rökgaskondenseringens verkningsgrad av fjärrvärmesystemets returtemperatur. Lägre returtemperatur ger märkbart bättre funktion för rökgaskondensorn och därmed lägre värmeförluster genom rökgaserna. Det bör nämnas att även flera andra parametrar påverkar rökgaskondensorns verkningsgrad t.ex. bränsle, bränslets fukthalt och rökgasens temperatur, men returtemperaturens påverkan är ändå tydlig.

3.5 FJÄRRVÄRMENÄTETS LASTER – INFÖRANDE AV REGLERANDE KUNDER

Den klassiska inkopplingen av kunder till fjärrvärmesystem är parallellkopplade fjärrvärmecentraler med en framledning och en returledning. Kopplingen innebär ur ett processregleringsperspektiv att fjärrvärmecentralen med hjälp av sina styrventiler styr hur mycket värme som levereras till respektive central. Kraftverket anpassar sedan sin produktion till det sammanlagda effektuttaget hos kunderna. För att ingen kund ska drabbas av för låg leveranseffekt sker i regel en överproduktion på framledningssidan i form av en konservativt satt framledningstemperatur, alltså något högre temperatur än nödvändigt. En konsekvens av denna överproduktion är högre distributionsförluster. Valet med överproduktion är dock naturligt eftersom utebliven effektleverans påverkar kundnöjdheten.

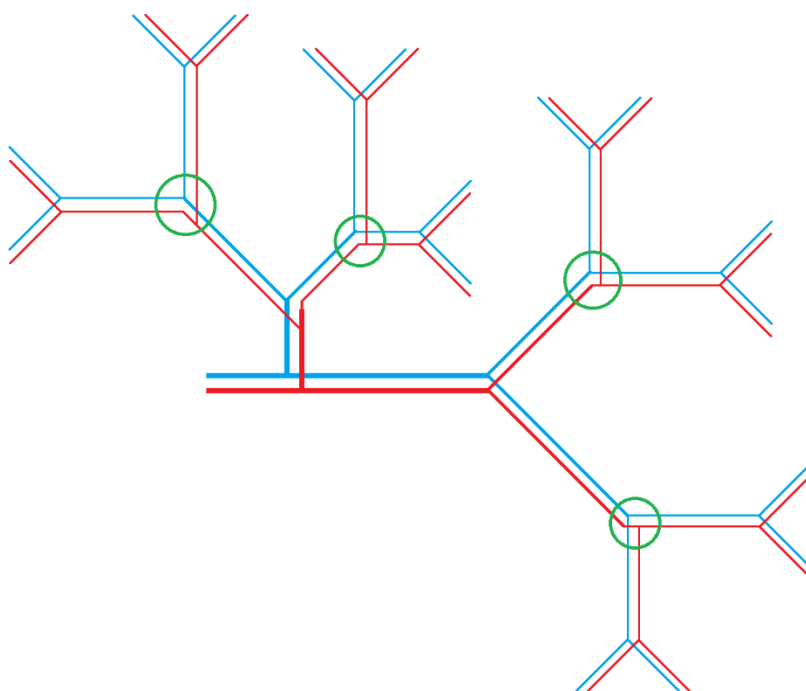
Med rådande processkoppling har fjärrvärmesystemen en ganska begränsad styrbarhet som begränsas till val av produktionsenhet och laddning/urladdning av ackumulatortanken.

En parameter för fjärrvärmesystemet som delvis skulle kunna regleras är returtemperaturen. För det krävs hårdvaruinvesteringar och en alternativ inkoppling av några av fjärrvärmesystemets kunder. Kunderna bör väljas strategiskt utifrån placeringen i distributionsnätet. Strategiska platser innebär främst där fjärrvärmeflödet är tillräckligt stort men kan också avgöras av lokala förutsättningar.



Figur 5 – Schematisk bild över parallellkopplade kundcentraler och en seriellt inkopplad värmeväxlare för returtemperatur reglering.

Figur 5 visar hur tre parallellkopplade centraler kan kompletteras med en fjärde seriellt inkopplad värmeväxlare på returledningen. Tekniskt kan den här inkopplingen genomföras på många sätt men det är naturligt att tänka sig en kombination av värmeväxlare, lagringstankar och eventuellt värmepumpar för att ta hand om returvärmen. Låg energianvändning och låga värmeförluster är väsentligt för att tekniken ska vara implementerbar i praktiken. Det betyder t.ex. att lagringstankar behöver placeras så att deras värmeläckage gör nytta i fastigheten. Lokala förutsättningar måste vara dimensionerande för tekniken och det krävs anpassningar av de fastigheter som använder och lagrar värmen. Figur 6 illustrerar strategiska punkter i fjärrvärmenätet för värmeuttag ur returledningen.



Figur 6 – Schematisk illustration av ett rörledningssystem med framledningsrör och returledningsrör. De gröna ringarna visar strategiska ställen för returtemperatursänkande värmeväxling.

Med ett system av returtemperatursänkande och värmelagrande kunder till sitt förfogande skulle kraftverket både kunna göra lastförskjutningar och reducera effekttoppar i sin drift. Man kan beskriva det som att systemet får en ökad dynamisk tröghet. Termisk tröghet är en naturlig del av ett fjärrvärmesystem men så länge som det saknas hårdvara för att använda trögheten så erbjuder den ingen dynamisk komponent som kan nyttjas av kraftverket.

3.6 KRAFTVÄRMEVERKETS REGLEROMRÅDE OCH REGLERMÅL

Med fler reglerbara värmekunder skulle kraftvärmeverket kunna komplettera sina reglermål till att även inkludera styrning för intern processoptimering t.ex. att styra processen för att förse en rökgaskondensor med bra produktionsförhållanden.

Möjligheten att ha en aktivare roll på elmarknaden skapas också genom fler styrbara processer. Med värmelasten som ett givet produktionsvillkor blir den allmänna styrbarheten för en anläggning högre om utgångsläget är hög elproduktion och tillgång till värmepumpar. Med en förväntad ökning av intermittent elproduktion så kan styrbara enheter i elsystemet bli en värdefull resurs och här kan fjärrvärmesystemen ha en funktion att fylla som dynamisk elproducent/elkonsument.

Styrbarheten för ett kraftvärmeverk kan övergripande beskrivas i två dimensioner:

1. Termisk tröghet – förmåga att lagra och förskjuta laster i tiden
2. "Slaglängd" på elmarknaden. Avståndet mellan maximal elproduktion och maximal elkonsument i kraftvärmesystemet.

För den andra av dessa två punkter är det viktigt att notera kvalitetsskillnaden i användandet av en direktverkande elpatron och en värmepump. Maximal "slaglängd" på elmarknaden erhålls när ett kraftverk har hög elverkningsgrad och värmepumpar med högt COP.

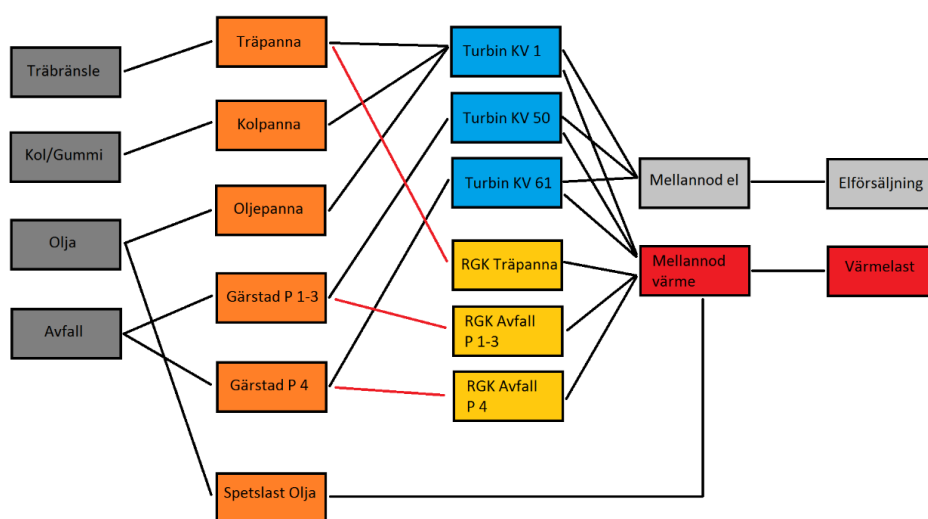
4 Fallstudie: Linköpings fjärrvärmesystem – Tekniska verken AB

För att försöka bedöma potentialen för olika systemförändringar har en modell av Linköpings kraftvärmeverk och tillhörande fjärrvärmenät byggts upp. Linköping är en kommun med ca 150,000 invånare och Tekniska Verken AB är ett kommunägt kraftbolag som bland annat driver kraftvärmeverket med tillhörande fjärrvärmenät. Den årliga värmeproduktionen är ca 1500 GWh och elproduktionen ca 260 GWh. Baslasten täcks med avfallsförbränning vid Gärstad kraftvärmeverk och vid högre värmelaster körs även ett andra kraftvärmeverk med flera olika pannor som eldar träbränsle, kol, gummi och olja. Vid topplastdagar används även hetvattencentraler längre ut i fjärrvärmenätet.

4.1 METOD

I den här studien har optimeringsprogramvaran MODEST (Model for Optimization of Dynamic Energy Systems with Time-dependent components and boundary conditions) använts för att utvärdera systemförändringar inom Linköpings fjärrvärmesystem.

Fjärrvärmesystemet representeras i modellen av fyra olika typer av noder: bränslenoder, omvandlingsnoder (pannor, turbiner, rökgaskondensorer), lastnoder och spillnoder. Kraftverkets produktionsenheter definieras av verkningsgrader, maximal effekt, temperaturberoende verkningsgrader för rökgaskondensering och temperaturberoende verkningsgrader för turbiner. Värmelasten är tagen från uppmätta värden från 2015. MODEST som modelleringsverktyg beskrivs i detalj av Henning [19]. Modellen beskrivs schematiskt i Figur 7.



Figur 7 – Schematisk bild över MODEST-modellen för det studerade kraftvärmesystemet i Linköping. Modellen utgörs av noder (bränsle, pannor, turbiner, laster etc.) och energiflöden mellan dessa noder. Med hjälp av matematisk optimering beräknas bränslemixen för att tillgodose den givna värmelasten till lägsta kostnad.

4.2 OPTIMERING

Modellen används för att skapa ett optimeringsproblem där programmet räknar ut hur kraftverket, med tillgängliga produktionsanläggningar och uppfyllande av alla givna bivillkor, kan leverera given värmeproduktion till lägsta kostnad.

Optimeringsperioden som har använts i den här studien var ett år. Bränslepriser för respektive bränsle har i modellen varit samma under hela året. I tabellerna 2-5 och Figur 8 återfinns detaljer om modellen.

Tabell 2 – Produktionsenheter i Linköpings fjärrvärmesystem

Kraftverk	Maximal effekt (MW)	Bränsle	Andel av panneffekt för rökgas-kondensering [%]	Verkningsgrad för turbiner (el/ tillförd värme) [%]
KV 50	72	Avfall	0-40	10-15
KV 61	66	Avfall	0-22	17-27
KV 1 – trä	60	Träbränsle	0-40	18-26
KV 1 – kol	60	Kol/Gummi	Ingen RGK	18-26
KV 1 – olja	120	Olja	Ingen RGK	18-26
Hetvattencentraler	240	Olja	Ingen RGK	Ingen turbin

Tabell 3 – Detaljnivå på modellen

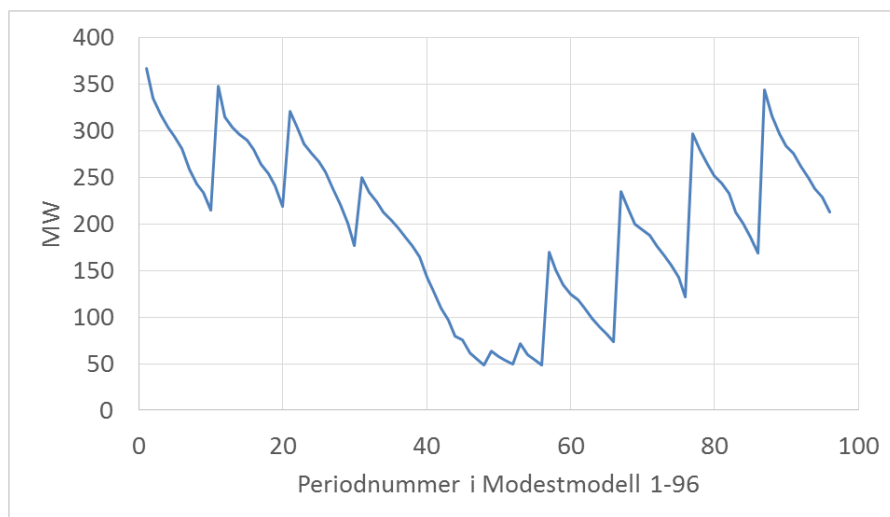
	Linköpings fjärrvärmesystem	Modest modell Linköping
Temperatur i framledning och returledning	Framledning: Uppmätt på timbasis. Retur: Uppmätt på timbasis.	Representeras i modellen av en funktion som påverkar verkningsgraden för RGK och turbiner för varje modelltidssteg.
Värmelast	Uppmätt med dagsupplösning sorterade enligt månadsvis varaktighetsdiagram	Från mätningar 2015, enligt modellens tidssteg och sorterat med månadsvis varaktighetsdiagram.
Värmeförluster i rörledningar	Inte kvantifierade men ingår i värmebehovet.	Inte kvantifierade men ingår i värmebehovet.
Värmeförluster i rökgaser	Inte inkluderade	Indirekt inkluderade via verkningsgrad för RGK.
Verkningsgrad för rökgaskondensorer	Uppmätta verkningsgrader under perioden 2010-2012.	Inkluderas i modellen med linjära ekvationer.
Elförbrukning för distributionspumpar	Uppmätt värde: 4,4 GWh	Inte inkluderat
Turbinverkningsgrader	Uppmätta verkningsgrader under perioden 2010-2012.	Inkluderas i modellen med linjära ekvationer.
Hantering av framledningstemperatur	Möjligt att med aktiva val från operatör välja lägre elproduktion till förmån för värmeproduktion (elbackning).	Inte inkluderat i modellen. Framledningstemperatur och returtemperatur antas vara i fix relation, d.v.s. samma relation som uppmätt 2015.

Tabell 4 – Modellens bränslepriser

Bränsle	Priser i modellen
Avfall	0 SEK/MWh
Träbränsle	70 SEK/MWh
Kol/Gummi	180 SEK/MWh
Olja Kraftvärme	320 SEK/MWh
Olja hetvatten	600 SEK/MWh

Tabell 5 – Modellens tidssteg

Period	Tidsupplösning
Januari-April (10 första dagarna i månadsvis varaktighetsdiagram)	Medelvärde för värmelast under 48 h.
Januari-April (återstående dagar i månadsvis varaktighetsdiagram)	Medelvärde för värmelast under 96 h.
Maj-Augusti	Medelvärde för värmelast under en vecka.
September-December (10 första dagarna i månadsvis varaktighetsdiagram)	Medelvärde för värmelast under 48 h.
September-April (återstående dagar i månadsvis varaktighetsdiagram)	Medelvärde för värmelast under 96 h.

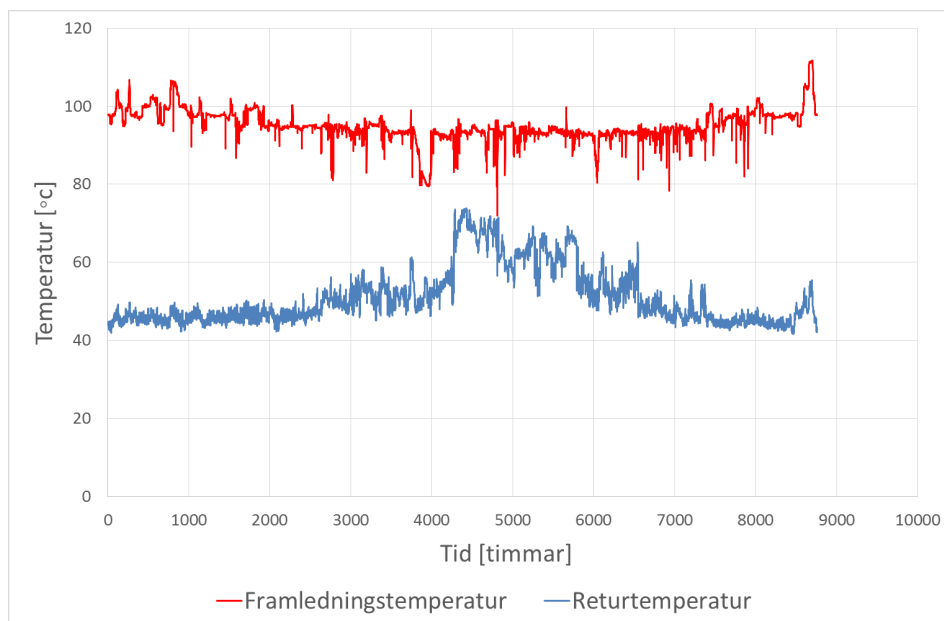


Figur 8 – Värmelast i Modestmodellen, lasten sorterad som månadsvis varaktighetsdiagram. Perioder med högre last har kortare tidssteg, se Tabell 5.

Värmelasten modellerades med månadsvis varaktighetsdiagram enligt Figur 8. Det kortaste tidsteget som har använts är 48 h. Alla snabba transienter, kortare än 48 h, hanteras i normalfallet av kraftvärmeverkets ackumulatortank så därför bedöms tidsteget ge tillräckligt hög upplösning för modellens syfte. Kortare tidssteg i modellen, t.ex. en timme, riskerar att ge falska effekttoppar i lastkurvan, effekttoppar som i verkligheten helt skulle ha hanterats av ackumulatortanken.

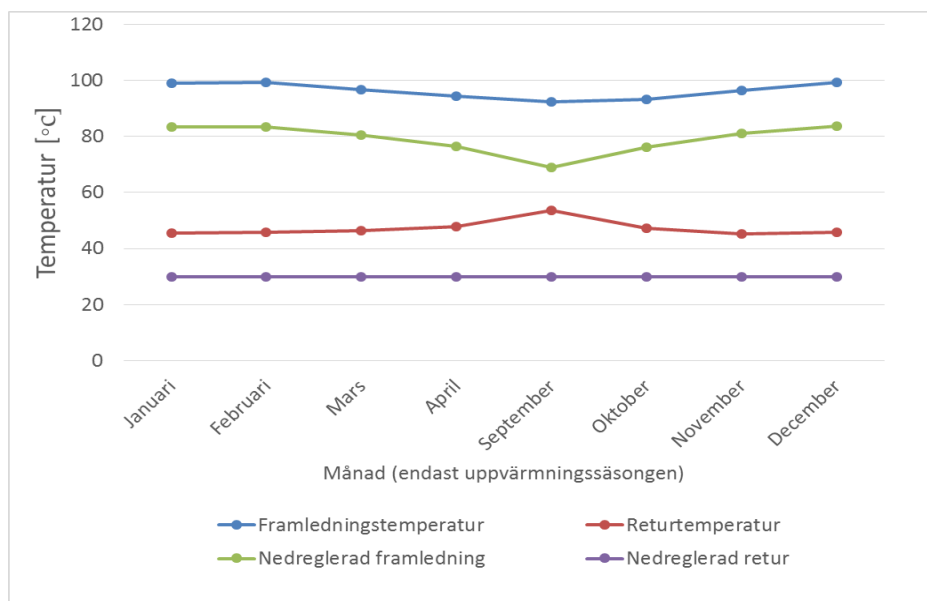
4.3 MODELLENS SYSTEMTEMPERATURER

I Modestmodellen gjordes antagandet att skillnaden mellan framledningstemperatur och returtemperatur för alla studerade fall är lika som det uppmätta basfallet d.v.s. produktionsåret 2015. Av de studerade fallen Fall A-E (se 4.5) så har systemtemperaturerna i modellen reglerats ned i Fall A och Fall C. I Figur 9 visas uppmätta temperaturer 2015.



Figur 9 – Uppmätta systemtemperaturer under 2015. Sampel 1-8760 för framledningstemperatur respektive returtemperatur, ett sampel per timme hela året.

Uppmätta temperaturer anpassas sedan till modellens tidssteg och att indata är sorterad i månadsvis varaktighetsdiagram vilket ger en specifik temperatur per månad. Perioden maj - augusti antas vara utanför uppvärmningssäsongen och har därför inga temperaturjusteringar i modellen. Figur 10 visar modellens systemtemperaturer för de nedreglade fallen Fall A och Fall C.



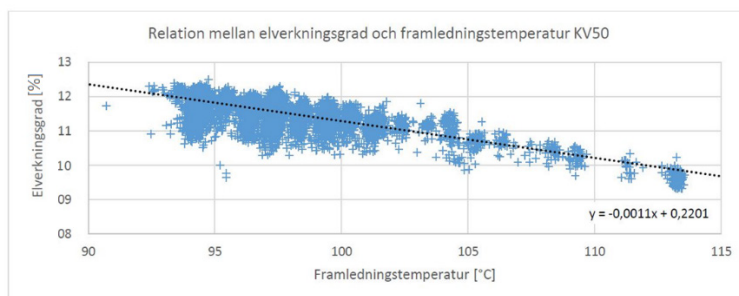
Figur 10 – Modellens systemtemperaturer

En liten del av värmelasten i Linköpings fjärrvärmesystem behöver 90 °C framledningstemperatur vilket förklarar varför det är den lägsta uppmätta temperaturen under 2015. I den här studien har det specifika temperaturkravet undantagits från bivillkoren eftersom det inte utgör ett generellt hinder för ett fjärrvärmesystem att ha lägre framledningstemperatur än 90 °C.

4.4 MODELLENS KOMPONENTVERKNINGSGRADER

Verkningsgrader för mottrycksturbiner och rökgaskondensorer har modellerats med en linjär ekvation för varje enskild komponent. Ekvationerna har beräknats utifrån mätdata från anläggningen, mätdata som representerar drift under flera år.

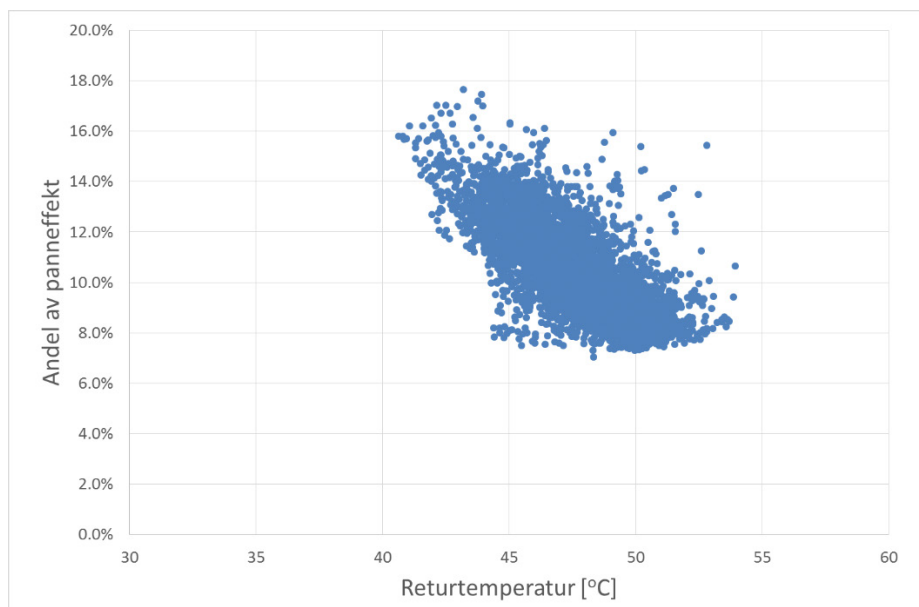
Mätdata från en turbin kan studeras i Figur 11 och från en rökgaskondensor i Figur 12. När man studerar de uppmätta verkningsgraderna är det uppenbart att de inte är idealt linjära. De temperaturberoende trenderna är dock tydliga för både rökgaskondensorer och turbiner.



Figur 14: Punktdiagram som visar relationen mellan elverkningsgrad och framledningstemperatur för turbinen i KV50. Data för elproduktion under 5 MW har exkluderats.

Figur 11 – Elverkningsgrad som funktion av framledningstemperatur på turbinen i KV50.

Rökgaskondensornas verkningsgrad beror även på bränsletyp och bränslets fukthalt. Fukthalten kan t.ex. variera mellan olika bränsleleveranser. Indata till den här studien bedöms som tillräckligt stort för att utjämna effekter av sådana bränsleskillnader.



Figur 12 – Verkningsgrad för rökgaskondensor på KV61 - avfallsförbränningsanläggning.

Sammanlagt sex olika komponenter har modellerats med temperaturberoende verkningsgrader. Samtliga linjära ekvationer återfinns i Tabell 6.

Tabell 6 – Linjära ekvationer för modellens temperaturberoende komponenter.

Kraftverkskomponent	Verkningsgradsekvation	Andel av panneffekt
Turbin KV 1**	$Y = -0.0015 \cdot X + 0,3907$	-
Turbin KV 50	$Y = -0.0011 \cdot X + 0,2201$	-
Turbin KV 61	$Y = -0.0019 \cdot X + 0,3938$	-
Rökgaskondensor KV 1 – Träbränsle	-	$Y = -0.0064 \cdot X + 0,5557$
Rökgaskondensor KV 50 – Avfall	-	$Y = -0,0069 \cdot X + 0,54$
Rökgaskondensor KV 61 – Avfall	-	$Y = -0.0061 \cdot X + 0,394$

Temperaturberoende verkningsgrad i Modestmodell (Y =verkningsgrad som andel av panneffekt, X =temperatur [°C]) **Turbinen är behandlad som en turbin men är i verkligheten tre turbiner kopplade i serie med gemensamt kylvatten till kondensorn – verkningsgradsekvationen representerar turbinen med högst årlig last, den här förenklingen leder till en liten överskattning av den elektriska produktionen.

4.5 FALLBESKRIVNINGAR

Nedan beskrivs fallen för olika systemförändringar applicerade på Modestmodellen av Linköpings kraftvärmeverk och fjärrvärmenät. Grundpremisen för alla modellerade fall har varit att köra mot samma värmelast. Programmet optimerar anläggningens produktion för att minimera bränslekostnaden för helårsdrift.

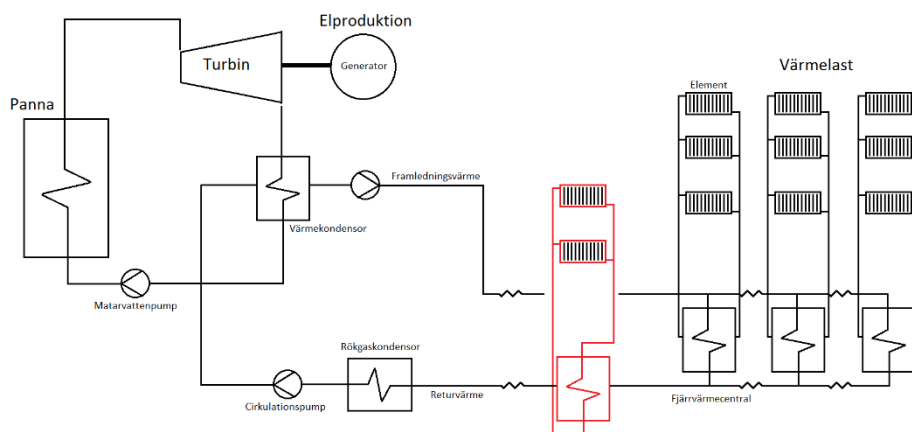
Basfallet

Modellkörning som utgår ifrån den verkliga anläggningens produktionsenheter, verkningsgrader och systemtemperaturer från driftåret 2015.

Fall A - lågtemperaturkunder

Basfallet har kompletterats med kunder/värmelaster som har möjlighet att nyttja lågvärdig värme på returledningen. Den totala värmelasten förblir oförändrad i energimängd per år men fjärrvärmenätets returtemperatur sänks till 30 °C.

En illustration av den nya kundtypen visas i Figur 13. Kunden kan vara en ny kund eller konvertering av en befintlig kund.



Figur 13 – Returtemperaturreglerande kunder kopplade retur-retur.

Många olika tekniska lösningar skulle kunna användas för att bättre utnyttja returvärmen, den exakta tekniska lösningen kan bestå av olika kombinationer av radiatorer med stor area, värmepumpar eller ackumulatortankar som kan lagra returens överskottsvärme (i det här fallet värme över 30 °C). **Anpassning av kunders värmesystem krävs.**

Rök-gaskondenseringen på kraftvärmeverket förbättras tack vare lägre returtemperatur och framledningstemperaturen sänks vilket även resulterar i en något högre elverkningsgrad i turbinerna. Topplastpannor minskar något tack vare mer energi från rök-gaskondensering.

Fall B – hög el

Basfallet men med turbinanläggningarnas elverkningsgrad höjd till 30 % som är nivån för elverkningsgrad i AEB:s anläggning i Amsterdam [20]. Den valda elverkningsgraden utgör inte en tekniskt övre gräns men är hög för anläggningstypen på nuvarande marknad. Värmelasten oförändrad både för energimängd och systemtemperaturer.

Fall C – hög el och lågtemperaturkunder

Basfallet men med turbinanläggningarnas elverkningsgrad höjd till 30 % som är nivån för elverkningsgrad i AEB:s anläggning i Amsterdam [20]. Den totala värmelasten förblir oförändrad i energimängd per år men fjärrvärmenätets returtemperatur sänks till 30 °C. Rök-gaskondenseringen på kraftvärmeverket förbättras tack vare lägre returtemperatur. Topplastpannor minskar något tack vare mer energi från rök-gaskondensering.

Fall D – hög el och värmepump

Basfallet men med turbinanläggningarnas elverkningsgrad höjd till 30 % som är nivån för elverkningsgrad i AEB:s anläggning i Amsterdam [20]. Värmelasten förblir oförändrad i energimängd och systemtemperatur. Modellen har även ett bivillkor som kräver lägre bränsleåtgång än basfallet för alla bränsletyper. Bivillkoret är satt för att visa en körstrategi från kraftvärmeverket som prioriterar lägre bränsleåtgång. Värmepumparna i systemet har antagits ha COP 3,0 och en maximal effekt på 50 MW. Data för värmepumpen har jämförts med beräknade värden från [18] och uppmätta värden från värmepumpar i Jönköpings Energis produktion [21]. Värmepumpen i den här modellen har något lägre COP än för båda dessa källor så beräkningen kan därför betraktas som konservativ.

Fall E – enbart värme

Kraftvärmeverket prioriterar låga lokala utsläpp genom fullständig elbackning. Värmelast och systemtemperaturer oförändrade.

4.6 RESULTAT AV FALLSTUDIEN

De olika systemförändringar som antas i Fall A-E får påverkan på vilka produktionsanläggningar som används för att leverera den givna värmelasten. I kommande stycken presenteras resultat för bränsleåtgång, elproduktion och koldioxidutsläpp för de modellerade fallen.

4.6.1 Bränsleåtgång och produktion

Tabell 7 – De modellerade fallens produktion och bränsleförbrukning. Samtliga värden i GWh.

Modellnamn	Elproduktion	RGK-trä	RGK-KV50	RGK-KV61	Träbränsle	Kol/Gummi	Olja	Avfall
Basfallet	276	69	123	40	333	212	122	1137
Fall A – lågtemperaturkunder	283	88	173	75	304	170	85	1124
Fall B – hög el	513	76	128	43	368	272	245	1195
Fall C – hög el och lågtemperaturkunder	470	97	177	79	337	223	154	1180
Fall D – hög el och värmepump	343	69	128	39	333	142	80	1137
Fall E – enbart värme	0	56	121	39	270	99	17	1096

För en mer överskådlig presentation redovisas resultatet även som relativa förändringar i förhållande till basfallet. I Figur 14 visas förändringar grupperade efter respektive fall och i Figur 15 grupperade efter respektive delsystem. Båda figurerna presenterar alltså samma ursprungsdata men ur olika infallsvinklar.

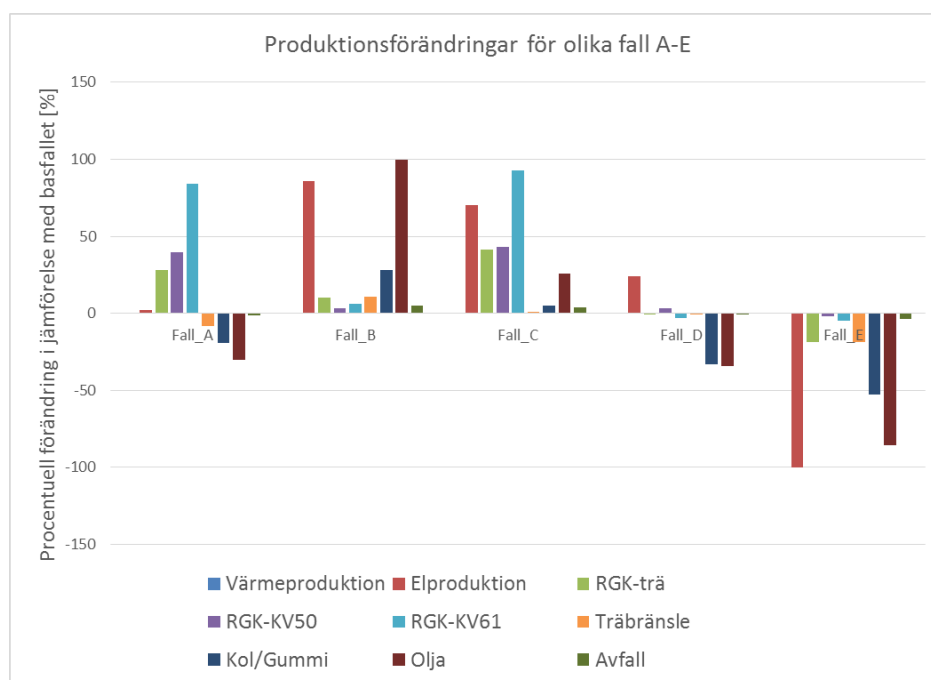
Fall A – lågtemperaturkunder

Fall B – hög el

Fall C – hög el och lågtemperaturkunder

Fall D – hög el och värmepump

Fall E – enbart värme



Figur 14 – Modellerad produktionsförändring i förhållande till basfallet. Varje stapel visar den procentuella förändringen i relation till basfallet för respektive bränsle, komponent eller produkt.

Fall A – lågtemperaturkunder, får genom sin returtemperatursänkning lägre bränsleåtgång för olja, kol/gummi och träbränsle. Största minskningen är för olja som minskar med ca 30 %. Bränsleåtgång minskar tack vare högre verkningsgrad för rökgaskondensering där RGK-KV61 uppvisar ca 80 % mer levererad energi.

Den högre elverkningsgraden i Fall B – hög el innebär en större bränsleåtgång överlag. Elproduktionen ökar med ca 85 % och topplastbränslena olja och kol/gummi ökar.

Fall C som är en kombination av Fall A och Fall B har ca 70 % ökad elproduktion och även en markant högre energileverans från rökgaskondensering. Topplastbränslet olja ökar med ca 25 %.

Fall D – hög el och värmepump, har ca 20 % ökad elproduktion och en minskad bränsleåtgång för samtliga bränslen. Topplastbränslena olja och kol/gummi har den största minskningen med ca 30 %.

Fall E – enbart värme, har en 100 % minskning av elproduktionen och minskar även åtgången av topplastbränsle med 50 respektive 85 %.

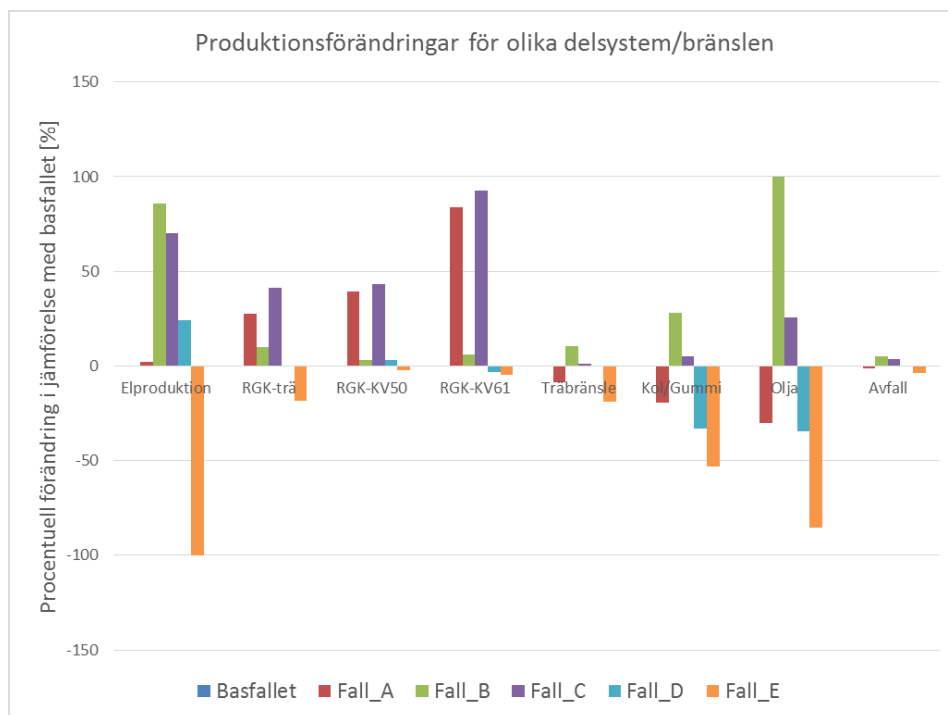
Fall A – lågtemperaturkunder

Fall B – hög el

Fall C – hög el och lågtemperaturkunder

Fall D – hög el och värmepump

Fall E – enbart värme



Figur 15 – Modellerad produktionsförändring för olika delsystem. Varje stapel visar den procentuella förändringen i relation till basfallet för respektive fall.

Elproduktionen varierar mycket mellan de olika fallen. Fall A – lågtemperaturkunder, har en något förhöjd elproduktion tack vare gynnsammare systemtemperaturer. Skillnaden mellan Fall B och Fall C påvisar ett visst konkurrensförhållande mellan elproduktion och hög verkningsgrad hos rökgaskondensering. En effektiv rökgaskondensering kommer att tränga undan lite utrymme för elproduktion men ger i gengäld betydligt bättre bränsleekonomi.

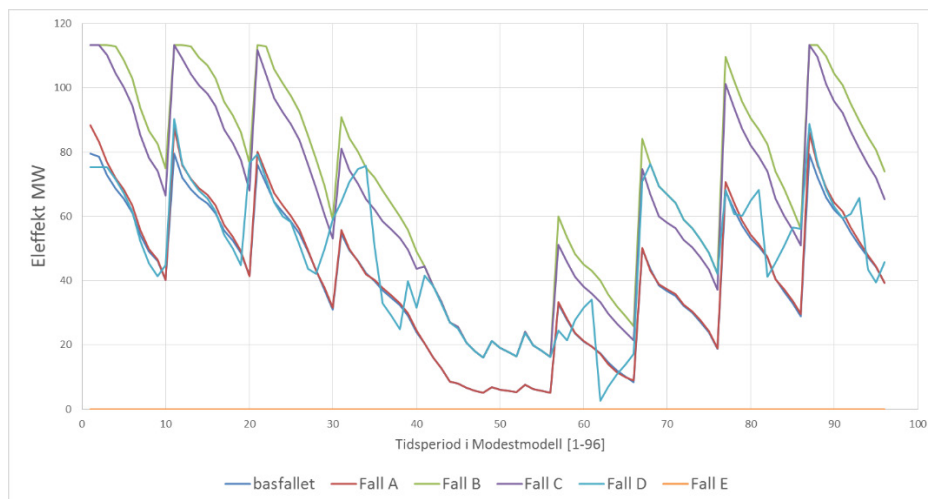
Rökgaskondenseringens ger betydligt större tillskott i de fall där returtemperaturen har reglerats ned d.v.s. Fall A och Fall C.

Träbränsle ligger relativt tidigt i prioriteringsordningen för olika bränslen och påverkas därmed inte så mycket av systemförändringarna. Störst påverkan är i Fall E – enbart värme, där träbränsleåtgången minskar med ca 20 %.

Topplastbränslena olja respektive kol/gummi förändras mycket mellan de olika fallen. I relation till basmodellen så förändras oljeanvändningen mellan + 100 % och - 85 % för Fall B respektive Fall E.

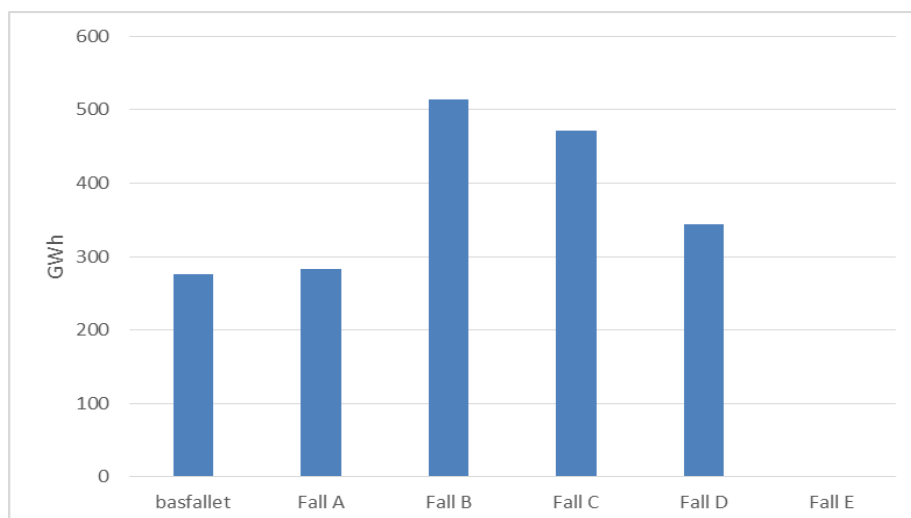
För alla modellkörningar har avfall varit ett prioriterat bränsle p.g.a. det låga priset. En följdkonsekvens av detta är att avfallsbränslet påverkas minst av de olika systemförändringarna eftersom bränslet hela tiden används i basproduktionen.

4.6.2 Elproduktion



Figur 16 – Elproduktionen för de studerade fallen presenterade som effekt per tidsperiod i modellen.

Figur 16 visar elproduktionens effektprofil över året. Effektprofilen är likartad för alla fall med elproduktion förutom Fall D – hög el och värmepump som har relativt sätt större andel elproduktion under sommaren. Alla produktionskurvor är gynnsamma i jämförelse med den typiska ellasten i det nordiska elområdet som har en tydligt temperaturberoende komponent, se t.ex. [8].



Figur 17 – Årlig elproduktion för de modellerade fallen.

Elproduktionen förändras för de olika fallen jämfört med basmodellen. Elproduktionen ökar något för Fall A men påverkas betydligt mer för övriga fall.

Fall B-D innebär en relativt stor produktionsökning med 100-250 GWh. Fall E har ingen elproduktion.

4.6.3 Koldioxidutsläpp

Koldioxidutsläpp beräknas här utifrån värden i Tabell 8 hämtade ur Miljöfaktaboken [22]. Värdena är luftutsläpp från produktion och distribution för respektive bränsle, data inkluderar dock inte effekten av miljöpåverkan av annat slag såsom t.ex. försurning eller markanvändning eftersom en rättvis bedömning av detta slag enligt källan är omöjlig [22]. Kolkondenskraft används som marginalproduktion på den europeiska elmarknaden och turbinernas elverkningsgrad på dessa kraftverk antogs vara 40 %. För att kunna utvärdera konsekvenserna av bränslebesparing antogs att besparat bränsle istället används i samförbränning i kolkondenskraftverk som ersättning för kol, se t.ex. [23] och [24].

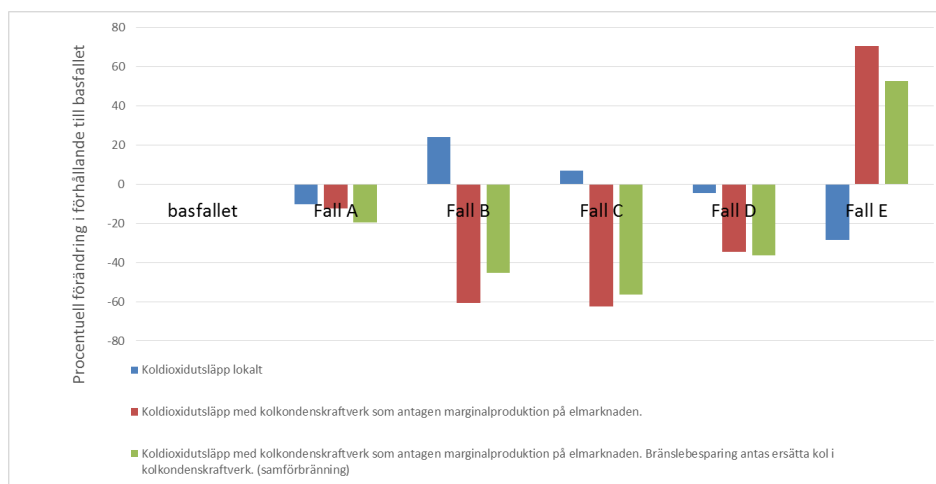
Tabell 8 – Utsläpp CO₂-eq för respektive bränsle, Miljöfaktaboken [22]

Bränsle	Utsläpp kg CO ₂ -eq/MWh
Träbränsle	14,4
Olja	288
Kol/Gummi	360
Avfall	136,8
Kol	388,8

I Figur 18 redovisas de beräknade koldioxidutsläppen med tre olika värderingsmetoder.

1. Koldioxidutsläpp lokalt
2. Utsläpp med antagandet att kolkondenskraftverk används som marginalproduktion på den europeiska elmarknaden.
3. Utsläpp med antagandet att kolkondenskraftverk används som marginalproduktion på den europeiska elmarknaden och besparat bränsle antas ersätta kol i kolkondenskraftverk (samförbränning).

Utsläppen redovisas i relation till basfallets beräknade utsläpp.



Figur 18 – Koldioxidutsläpp efter modellerade systemförändringar. Resultaten redovisas med tre olika angreppssätt för värdering av koldioxidutsläpp.

Fall A – lågtemperaturkunder, visar på en entydig förändring av koldioxidutsläpp oavsett vilken värderingsmetod som används. Utsläppen beräknas minska med ca 20 % inräknat marknadseffekter på både elmarknaden och bränslemarknaden.

Fall B – hög el och Fall E – enbart värme, blir logiskt varandras motsatser där den första innebär ökad elproduktion, nästan fördubbling, och den sista ingen elproduktion alls. Här blir värderingsmetoden helt avgörande där Fall B ger ca 25 % högre lokala utsläpp men med inkluderade marknadseffekter blir det istället en kraftig utsläppsreduktion. För Fall E blir resonemanget det omvända med minskade lokala utsläpp men med marknadseffekter inkluderade tydligt ökade utsläpp.

Fall C – hög el och lågtemperaturkunder, förbättrar resultaten från Fall B något men värderingen av lokala utsläpp respektive antagna marknadseffekter är fortfarande helt avgörande.

Fall D – hög el och värmepump, visar liksom Fall A – lågtemperaturkunder en entydig reduktion av koldioxidutsläppen men med ca dubbelt så stor reduktion med antaganden om både bränslemarknadseffekter och elmarknadseffekter.

5 Diskussion

I ett forskningsuppdrag behöver det göras vissa avgränsningar för att det undersökta systemet ska bli hanterbart. Med ett större system med flera parametrar tvingas man naturligt ge avkall på detaljnivån. Om man istället fokuserar på detaljer så behöver man avgränsa sig från omgivande system. I extremlägena finns forskning som säger "allt om inget" respektive "inget om allt".

Det här arbetet avgränsar sig delvis från implementering och fokuserar istället på förbättringspotential. Delvis är det en naturlig följd av att det är ett forskningsuppdrag och inte ett produktutvecklingsuppdrag. Ambitionen har dock hela tiden varit att undersöka potentialen för tekniska systemförändringar som skulle kunna realiseras i praktiken. Naturligt finns dock alltid en återstående skillnad mellan teori och praktik och det är viktigt att ha respekt för den skillnaden. Avståndet mellan teori och praktik är en avgörande orsak till att det i det här arbetet inte görs några jämförelser mellan verkliga anläggningars verkningsgrad och Carnotverkningsgraden. Av samma orsak har den modellerade anläggningen inte tillåtits att köra enligt strikt ekonomisk optimering eftersom en verklig kraftvärmeanläggning aldrig kommer att köras på det sättet. Ambitionen har alltså varit att komma nära verkligheten men eftersom en pappersprodukt alltid är en pappersprodukt så ska arbetet betraktas som teori fram tills dess att verkliga systemförändringar eventuellt genomförs. Om någon eller några av de föreslagna förändringarna skulle implementeras så kommer det bli intressant att jämföra det praktiska utfallet med det teoretiska.

Modelleringsresultaten påvisar en effektiviseringspotential för det modellerade systemet och det finns viss generaliserbarhet till andra liknande kraftvärmesystem. Systemeffekter av förbättrade turbinverkningsgrader och verkningsgrader för rökgaskondensering kan anses vara generella resultat som gäller för många liknande system. Systemeffekter som härrör från lägre användning av topplastpannor bedöms ha något lägre generaliserbarhet eftersom det i hög utsträckning beror på last och tillgänglig effekt för olika produktionsanläggningar. I de fjärrvärmenät som ser en vikande trend i värmelasten är det mycket möjligt att topplastpannor av den anledningen används mindre och mindre.

De systemförändringar som har modellerats i det här forskningsprojektet kräver alla mer eller mindre hårdvaruinvesteringar. För att kunna göra kloka hårdvaruinvesteringar krävs anpassning till det befintliga fjärrvärmenätet och i fallet med lågtemperaturkunder en något justerad systemsyn. Samarbete med fastighetsbolag som kunder är en nödvändighet för att kunna gå vidare med implementering av strategiska lågtemperaturkunder. Systemförändringar är möjliga att genomföra stegvis i ett fjärrvärmenät där några fastigheter anpassas i ett försöksprojekt för att sedan utvärderas. Beträktat över lite längre tid bör ett systematiskt arbete med differentierade kundcentraler och lastprofiler kunna leda till lägre returtemperaturer.

För samtliga investeringar som görs i syfte att minska utsläpp behöver livscykelaspekten av investeringen beaktas. En investering kan i vissa fall minska utsläppen av växthusgaser om man betraktar endast utsläpp under driften, likväl

kan samma investering skapa ett nettotillskott av utsläpp om man även inkluderar utsläpp som härrör från den installerade hårdvaran. I praktiken innebär det att en teknisk förändring för att reducera utsläpp under drift behöver ge en så stor förbättring att den kan bära de extra utsläppen som ombyggnationen i sig föranleder.

Livscykelaspekten är väldigt viktig men ligger beräkningsmässigt utanför detta forskningsprojekt. Man kan däremot konstatera att nyttan med fjärrvärmens som system är starkt knutet till den långa livslängden. Utsläpp associerade med den inledande infrastrukturinvesteringen är redan gjorda vilket är ett argument för att underhålla och effektivisera istället för att helt byta teknisk lösning.

Enligt modellresultaten ger investeringar i nya och effektivare turbiner stora utsläppsminskningar om man betraktar elnätets marginalproduktion som kolkondenskraft. De lokala utsläppen ökar däremot och därför avgörs vilket alternativ som är att föredra av hur man värderar marginaelen och de geografiska gränserna.

En kombination av investering i effektivare turbiner och investering i värmepumpar för fjärrvärmeproduktion har möjlighet att reducera utsläppen oavsett hur man värderar marginaelen. Hur stor utsläppsminskningen blir varierar dock mycket mellan de olika perspektiven så frågan om antagen marginael är även i detta fall viktig.

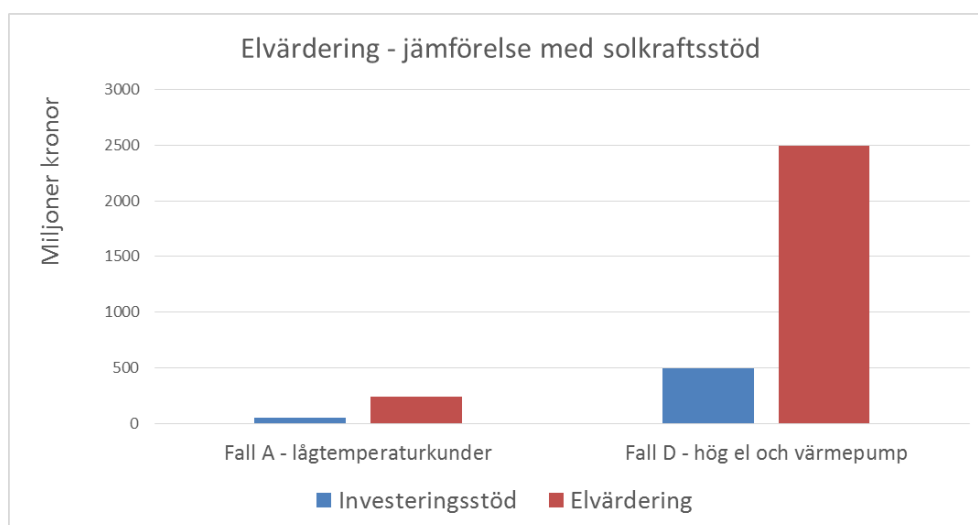
Investeringar i turbinanläggningar och produktionsvärmepumpar är dyra och därför behöver även de ekonomiska förutsättningarna för kraftvärmeverken analyseras något. Tyngdpunkten på det här arbetet ligger inte på ekonomi men för att sätta kraftvärmens elproduktion i relation till andra elproducenter så är det intressant att jämföra hur elproduktion kan värderas.

Den extra elproduktionen som Fall A – lågtemperaturkunder genererar i fallstudien är beräknad till 6,6 GWh. Eftersom systemförändringen även innebär en bränslebesparing så kan det vara intressant att göra en jämförelse med solkraften som genererar el från naturligt flödande energi och alltså inte kräver något bränsle. Jämförelsen är alltså mellan solkraft som genererar el utan bränsleåtgång och den föreslagna systemförändringen Fall A som har negativ bränsleåtgång jämfört med nuläget. Regler för investeringsstöd till solkraft finns i informationsrutan nedan.

Om investeringsstöd för solceller från Energimyndighetens hemsida:

Stödnivån från och med den 1 januari 2015 är maximalt 30 procent till företag och högst 20 procent till övriga. Stödnivån beräknas utifrån de stödberättigade installationskostnaderna. Högsta möjliga stöd per solcellssystem är 1,2 miljoner kronor och de stödberättigande kostnaderna får maximalt uppgå till 37 000 kronor plus moms per installerad kilowatt elektrisk topp effekt.

Utgående från att en solkraftsanläggning med 1 kW topp effekt kan leverera 1 MWh årsproduktion så kan man efter lite räknande få fram att en solkraftsanläggning med samma tillförda elproduktion som den extra elproduktionen i Fall A skulle ha möjlighet att erhålla ett ekonomiskt stöd på 48,8 Mkr. Därmed värderar energimyndigheten investeringen som behövs för en årsproduktion av 6,6 GWh av elkraft utan bränsleåtgång till 244 Mkr. I Figur 19 visas värderingen av den extra elproduktionen från fallstudiens Fall A och Fall D. Dessa fall är utvalda eftersom de båda har en ökad elproduktion och en minskad bränsleåtgång vilket gör jämförelsen med solkraftens ekonomiska förutsättningar relevant.



Figur 19 – Jämförelse mellan solkraftsstöd och elvärdet av modellerade systemförändringar för Linköpings fjärrvärmesystem.

Om även statens budget behandlas som en ändlig resurs är det adekvat att jämföra stödsystem riktade mot olika kraftslag. Med samma elvärdering som energimyndigheten använder för solkraft så värderas en investering i en turbinanläggning med högre elverkningsgrad och 50 MW värmepumpar till 2,5 miljarder kr. Denna investering skulle dessutom ge en bränslebesparing på köpet.

Det finns ett egenvärde i att öka den allmänna styrbarheten i kraftvärmeprocessen. Med högre styrbarhet finns möjligheten att anpassa elproduktionen enligt den drift som man bedömer ge lägst utsläpp. Ett möjligt framtidsscenario är att kraftvärmeanläggningar beläggas i regionala elnät med ett stort inslag av vindkraft delvis anpassar sin produktion till vindkraftens elproduktion. Vid hög vindkraftsproduktion kan andelen värmepumpsanvändning i fjärrvärmenätet vara relativt hög. En annan möjlighet är att anpassa elproduktionen till rådande exportmöjligheter för att minimera drifttiden för kolkondenskraftverk. Möjligheterna blir större ju större styrbarhet processen har. Hög styrbarhet erhålls genom hög dynamisk tröghet i fjärrvärmenätet, hög elproduktion i grundtillståndet och tillgång till värmepumpar med hög COP.

6 Slutsatser

När det gäller systemtemperaturer så ger den här studien, liksom flera andra, det entydiga svaret att lägre systemtemperaturer för fjärrvärmens skulle förbättra prestandan. En kunddifferentiering där kunder på strategiskt utvalda ställen i nätet i högre utsträckning kan använda sig av värmen från returledningen skulle gynna verkningsgraden hos kraftverkets komponenter. Främst rökgaskondensorn skulle gynnas men även turbinens elverkningsgrad kan gynnas om kraftverksoperatören väljer att sänka framledningstemperaturen. Systemverkningsgraden för hela systemet skulle därmed höjas och koldioxidutsläppen minska.

När det gäller övriga studerade åtgärder så spretar studien rejält beroende på vilken utvärderingsmetod man väljer. Med enbart ett lokalt perspektiv på utsläppen så skulle en processtyrning som prioriterar bort elproduktion ge en bränslebesparing och en utsläppsreduktion. Väljer man istället ett geografiskt större perspektiv och använder värderingsmetoder som inkluderar marknadseffekter för elmarknaden och bränslemarknaden så framstår tydligt de alternativ som har hög elproduktion som de bästa fallen. Antaganden om hur den lokala elproduktionen i kraftverket påverkar elmarknaden är helt avgörande för hur olika systemförändringar ska värderas. Förhöjd elproduktion i kraftvärmeverk är tydligt positivt vid antagande om kolkondenskraftverk som marginalproducent i det europeiska elsystemet.

Handlingsalternativet att investera i turbiner med högre elverkningsgrad och värmepumpar i värmeproduktionen gör att kraftverket kan reducera sina utsläpp oavsett vilken av tre använda värderingsmetoderna som används. En sådan anläggning skulle också ha den högsta allmänna reglerbarheten för att kunna anpassa sin drift till rådande import/export-möjligheter i elnätet.

Kostnaden och utsläppen för hårdvaruinvesteringar är inte kvantifierat i den här studien. Om man förutsätter att fjärrvärmens kan behålla sin starka position på värmemarknaden så finns goda möjligheter att anpassa uppvärmningssystemen i nybyggnation och renoveringar till kraftvärmeverkets behov av returtemperatursänkande kunder. En sådan anpassning skulle vara gynnsam för energisystemet som helhet.

7 Vetenskapliga publikationer

Inom ramen för projektet har vetenskapliga publikationer gjorts, både i form av journalartiklar och i form av konferensbidrag som presenterats på internationell konferens.

- Konferenspresentation: **Active management of heat customers towards lower district heat return water temperature** 2nd International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating 26-29 september Aalborg Denmark
- **Active management of heat customers towards lower district heat return water temperature** - to be submitted for journal publication

8 Fortsatt arbete

Tekniska detaljer angående hur lågtemperaturkunder kan implementeras i dels nybyggda hus men även befintliga hus utgör intressanta framtida studieobjekt. Huskroppar med integrerade lågtemperatursystem och värmelager kan modelleras för bättre processförståelse.

I forskningsprojektet Hållbar Region som bedrivits parallellt med detta forskningsprojekt finns en uppstartad grupp där representanter från både fastighetsägare och energibolag i Linköping/Norrköping regionen finns representerade. Här finns en möjlighet att undersöka hur kommande samarbetsprojekt kan utformas.

Styrmedel och prismodeller för ökat nyttjande av returledningsvärme är även ett intressant område för fortsatt arbete.

9 Referenser

1. Moriarty, P. and D. Honnery, *What is the global potential for renewable energy?* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012. **16**(1): p. 244-252.
2. *Growth rates of global energy systems and future outlooks.* Natural Resources Research, 2012(1): p. 23.
3. Wall, G., *Exergi, helhetssyn och intelligens.* 1992.
4. Churchman, C.W., *The systems approach.* A Delta book. 1968: New York, N.Y., 1968.
5. Stefan Peterson, C.D.L., *Samband mellan flödespremie och returtemperatur.* 2013.
6. Kensby, J., A. Trüschel, and J.-O. Dalenbäck, *Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems – Results from a pilot test.* Applied Energy, 2015. **137**: p. 773-781.
7. Fredrik Wernstedt, C.J., *Demonstrationsprojekt inom effekt och laststyrning.* 2009.
8. Svensk_Energi, *Elåret 2015.* 2016.
9. Vattenfall_AB. 2017 [cited 2017 11 mars]; Produktionshistorik Ringhals]. Available from: https://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/ringhals/produktion-och-driftlage/produktionshistorik/?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg%3d%3d&_t_q=nedreglering&_t_tags=language%3asv%2csiteid%3af95a4f00-a0c6-415c-a29a-eb64244e4301&_t_ip=130.236.36.212&_t_hit.id=Kwd_Kestrel_Library_Epi_Types_Pages_InformationPageType/_7eb1dd5b-d8c4-4a95-8a88-f943872742c8_sv&_t_hit.pos=2.
10. Energimarknadsinspektionen, *Överföringsbegränsningar mellan Norden och Tyskland.* 2015.
11. Jenny Gode, K.B., Agneta Persson, Louise Trygg, *Miljövärdering av el ur systemperspektiv.* 2009.
12. 2017 [cited 2017 2017-04-20]; Available from: <http://www.drax.com/about-us/>.
13. Schueler, V., et al., *Global biomass potentials under sustainability restrictions defined by the European Renewable Energy Directive 2009/28/EC.* GCB Bioenergy, 2013. **5**(6): p. 652-663.
14. Lidberg, T., T. Olofsson, and L. Trygg, *System impact of energy efficient building refurbishment within a district heated region.* Energy, 2016. **106**: p. 45-53.
15. JENNY GODE, J.F. and T.E. IDA ADOLFSSON, *Fjärrvärmens resurseffektivitet.* 2013.
16. Alvarez, H., *Energiteknik.* 2006: Lund : Studentlitteratur, 2006
3. uppl.
17. Frederiksen, S. and S.E. Werner, *District heating and cooling.* 2013: Lund : Studentlitteratur, 2013.
18. Patrik Selinder, H.W., *Modell för ändrade förutsättningar i fjärrvärmesystem.* 2009.
19. Henning, D., *Optimisation of local and national energy systems : development and use of the MODEST model.* Linköping studies in science and technology: Dissertations 559. 1998: Linköping : Univ., 1999 ; 1998).
20. AEB, *Sustainability report 2013.* 2013.
21. Jönköping_Energi, *Produktionsdata värmepump.* 2017.
22. Gode J, M.F., Hagberg L, Palm D. , *Miljöfaktaboken 2011.* Estimated emission factors for fuels, electricity, heat and transport in Sweden. 2011.
23. Judl, J., et al., *Net environmental impacts of low-share wood pellet co-combustion in an existing coal-fired CHP (combined heat and power) production in Helsinki, Finland.* Energy, 2014. **77**: p. 844-851.
24. Sahu, S.G., N. Chakraborty, and P. Sarkar, *Coal–biomass co-combustion: An overview.* Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. **39**: p. 575-586.

STORSKALIG STYRNING AV FJÄRRVÄRME

Här beskrivs hur fjärrvärmesystem med kraftvärmeverk kan ändra sin drift för att minska sina koldioxidutsläpp och uppnå bättre miljöprestanda. Fokus har legat på storskaliga systemförändringar och energiprestanda för hela fjärrvärmenät och då främst produktionsenheterna i ett kraftvärmeverk.

Det är viktigt för kraftvärmeverk att prioritera en hög elverkningsgrad för att hålla nere koldioxidutsläppen om man antar att marginalproduktionen av el i det europeiska elnätet är kolkondenskraft.

Resultaten visar här att kraftvärmeanläggningar gynnas av lägre returtemperaturer. Ett sätt att sänka returtemperaturen är att med hjälp av lågtemperaturkunder använda mer av värmen i returledningen. Det kan vara en ny kund eller att man konverterar en befintlig kund. Koldioxidutsläppen skulle reduceras med cirka 10 procent om returtemperaturen kunde sänkas till 30 grader i det fjärrvärmenät, drivet av Tekniska Verken i Linköping, som här har studerats.

Olika investeringar för att reducera samhällets koldioxidutsläpp bör ställas emot varandra. Med den elvärdering som energimyndigheten använder för solkraft, det vill säga kronor per MWh, värderas en investering i en turbinanläggning med högre elverkningsgrad och 50 MW värmepumpar till 2,5 miljarder kronor. Denna investering skulle dessutom samtidigt spara bränsle.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk